



DET NORSKE

ÅRSRAPPORT 2013

Ivar Aasen tar heile verda i bruk

side 16



Skattejakt

Det norskes skattejakt i 2013 bød på spennende funn av olje og gass i Barentshavet og i Nordsjøen.

Side 10

Johan Sverdrup

Neste år skal Stortinget ta stilling til utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet, ett av de største funnene på norsk sokkel.

Side 22

Fullverdig oljeselskap

På åtte år har Det norske blitt et fullverdig oljeselskap med leting, utbygging og egen produksjon.

Side 30

Kontaktinfo	Trondheim Post- og besøksadresse: Føniks Munkegata 26 7011 Trondheim	Oslo Besøksadresse: Bryggetorget 1 Aker Brygge 0250 Oslo	Harstad Besøksadresse: Havnebygget Rikard Kaarbøsgate 2, 3. etg. 9405 Harstad
	Telefon 90 70 60 00 E-post detnor@detnor.no	Postadresse: Postboks 2070, Vika 0125 Oslo Telefon 95 44 60 00	Postadresse: Postboks 854 9488 Harstad

Innhold

Om Det norske		
Organisasjon, styring og verdier	3	
Sammendrag		
Fem år med Det norske	4	
Årets viktigste hendelser	6	
Nøkkel tall per kvartal	7	
Arbeidende styreleder		
Milepælenes år	8	
Leting og lisenser		
Skattejakt på norsk sokkel	10	
Lisens til å lete	14	
Utbygging		
Ivar Aasen	16	
Giganten Sverdrup	22	
Gina Krog	27	
Produksjon		
Jette	30	
Produksjonsrekord	32	
Helse, miljø og sikkerhet		
Det aller viktigste	34	
Finans		
Friske penger	38	
Etiske retningslinjer	40	
Samfunn		
Sokkelåret 2013	41	
God på bunnen	42	
Samfunnsengasjement	44	
Organisasjon		
Trives sammen	46	
Alltid videre	48	
Styret	50	
Hovedledelsen	51	
Ord og uttrykk	52	
Oljenøtter	55	
Styrets årsberetning	58	
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	70	
Årsregnskap med noter	79	
Erklæring fra styret og administrerende direktør	126	
Revisors beretning	127	



Skattejakt

Det norske skattejakt i 2013 bød på spennende funn av olje og gass i Barentshavet og i Nordsjøen.

Side 10



Johan Sverdrup

Neste år skal Stortinget ta stilling til utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet, ett av de største funnene på norsk sokkel.

Side 22



Fullverdig oljeselskap

På åtte år har Det norske blitt et fullverdig oljeselskap med leting, utbygging og egen produksjon.

Side 30



Gode historier

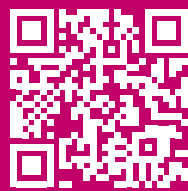
Årsrapporter er noe alle selskap må ha. Om de byr på spennende historiefortelling eller kun tilfredsstillende de formelle krav er opp til selskapet. I Det norske vil vi at årsrapporten skal være spennende. Vi har gode historier å fortelle både aksjonærer og andre. Derfor har vi valgt å lage årsrapporten som et nyhetsmagasin.

2013 var et år med gode historier i Det norske. Vi har gjort mange spennende funn, vi har fått ja av Stortinget til å bygge ut Ivar Aasen og vi har fått bekreftet at nasjonsbyggeren Johan Sverdrup er blitt et oljefelt som viser voldsom styrke.

Jette er kanskje det minste feltet på norsk sokkel, men da produksjonen startet i mai var det en betydelig milepæl for Det norske. Nå er vi et fullverdig oljeselskap med leting, utbygging og produksjon. Våre ansatte trives på jobb, de er stolte av selskapet. De vet at vi legger vekt på det viktigste; helse, miljø og sikkerhet.

Disse gode historiene kan du lese mer om her. De samme historiene har vi fortalt året gjennom i annonser, på nettsiden og i filmer. Historiefortellingen er viktig både for oss som selskap og for forståelse av næringen vår.

God fornøyelse!



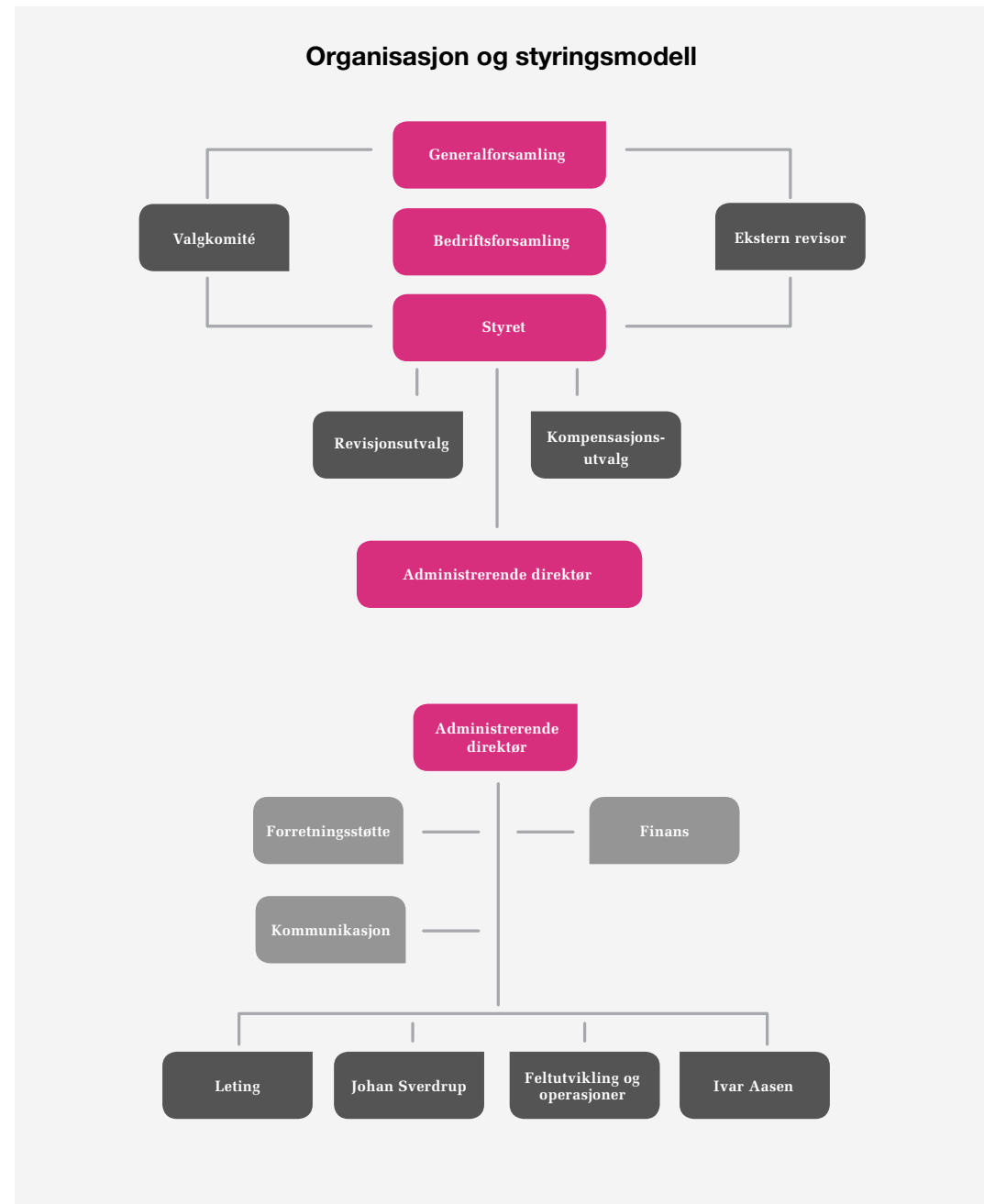
Digital versjon

Årsrapporten er laget av kommunikasjon- og økonomiavdelingen i Det norske, i samarbeid med Vanntett Designbyrå og Headspin.

Trykk: Communicatio Forlag

DET NORSKE

Om Det norske



Alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel

Det norske oljeselskap ASA konsentrerer seg om leting, utbygging og drift av petroleumsressursene på norsk sokkel. Vi har leteaktivitet i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Vi er operatør for utbyggingen av Ivar Aasen-feltet på Utsirahøyden i Nordsjøen og operatør for produksjonen på Jette. I tillegg er vi partner

i to av de tre lisensene som omfatter Johan Sverdrup-utbyggingen.

Det norske har hovedkontor i Trondheim, og kontorer i Oslo og Harstad. Vi er i dag over 250 ansatte. Det norske er notert på Oslo Børs med ticker "DET NOR".

Mer informasjon om Det norske på detnor.no.

Våre verdier

S

Søkende

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

A

Ansvarlig

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

F

Forutsigbar

Vi bygger troverdighet og omdømme gjennom forutsigbarhet og trygghet.

E

Engasjert

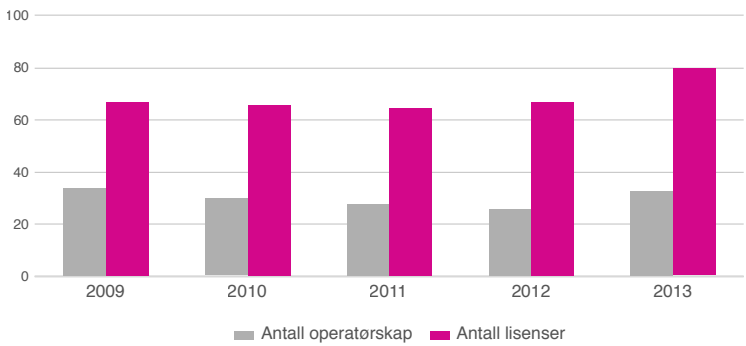
Vi er engasjert i hverandre, selskapet og samfunnet rundt oss.

Fem år med Det norske

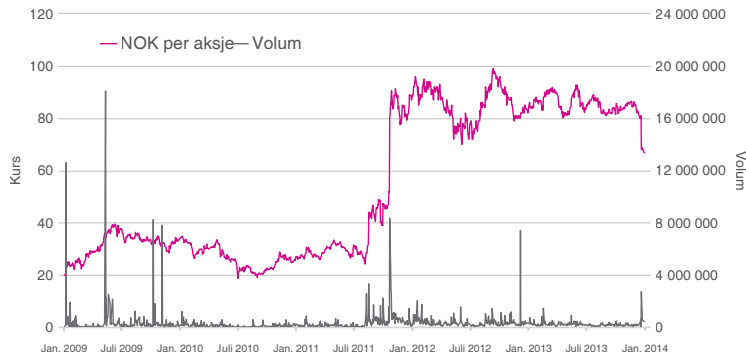
	2013	2012	2011	2010	2009
Antall lisensandeler per 31.12.	80	67	65	66	67
Operatørskap	33	26	28	30	34
Produksjon totalt per år	1 629 115 fat	544 734 fat	548 268 fat	763 494 fat	673 603 fat
Gjennomsnittlig produksjon per dag	4 463 fat	1 488 fat	1 502 fat	2 092 fat	1 845 fat
Reserver (P50) per 31.12.	66 mill. fat	65 mill. fat	68 mill. fat	1 mill. fat	29 mill. fat
Reserver (P50) og betingede ressurser (P50) per 31.12.	*	525 mill.fat	492 mill. fat	177 mill. fat	165 mill. fat
Driftsinntekter	944 mill. kr	332 mill. kr	438 mill. kr	366 mill. kr	265 mill. kr
Driftsresultat før av- og nedskrivninger	-1 091 mill. kr	-1 582 mill. kr	-849 mill. kr	-1 292 mill. kr	-1 168 mill. kr
Driftsresultat	-2 227 mill.kr	-3 843 mill. kr	-1 078 mill. kr	-1 591 mill. kr	-1 435 mill. kr
Resultat før skatt	-2 545 mill. kr	-3 949 mill. kr	-1 311 mill. kr	-1 736 mill. kr	-1 389 mill. kr
Årets resultat	-549 mill. kr	-957 mill. kr	-370 mill. kr	-564 mill. kr	-513 mill. kr
Letekostnader	1 637 mill. kr	1 609 mill. kr	1 012 mill. kr	1 412 mill. kr	1 186 mill. kr
Totale leteutgifter (resultat- og balanseførte)	1 659 mill. kr	1 656 mill. kr	1 810 mill. kr	2 449 mill. kr	1 804 mill. kr
Kontantstrøm før finansieringsaktiviteter	-1 889 mill. kr	-2 156 mill. kr	-266 mill. kr	-1 105 mill. kr	-865 mill. kr
Bokført egenkapital	3 188 mill. kr	3 736 mill. kr	3 677 mill. kr	3 058 mill. kr	3 858 mill. kr
Børsverdi per 31.12.	9 385 mill. kr	11 608 mill. kr	11 257 mill. kr	3 000 mill. kr	3 756 mill. kr
Antall aksjer per 31.12.	140 707 363	140 707 363	127 915 786	111 111 111	111 111 111
Pålydende per aksje per 31.12.	1,00 kr	1,00 kr	1,00 kr	1,00 kr	1,00 kr
Aksjekurs per 31.12.	66,7 kr	82,5 kr	88,0 kr	27,0 kr	33,8 kr
Antall ansatte per 31.12.	230	214	173	193	176

* På grunn av unitiseringsforhandlinger i Johan Sverdrup rapporteres ikke ressurstall for 2013.

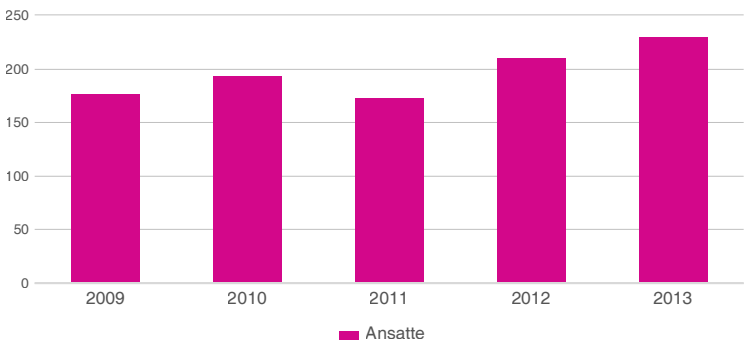
Antall lisenser og operatørskap



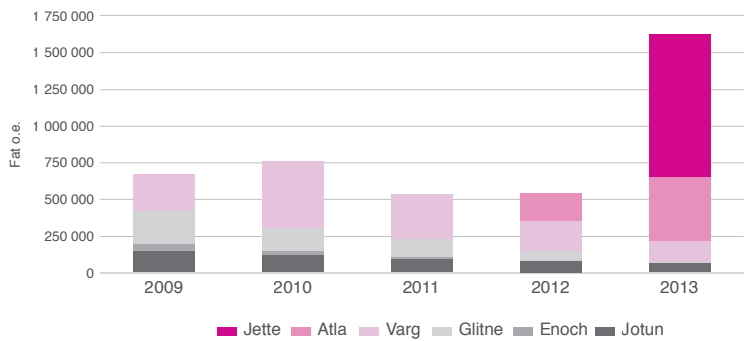
Aksjen



Antall ansatte



Produserende felt



2009

Fusjon med Aker Exploration. Det norske fusjonerer med Aker Exploration og styrker posisjonen som det nest største selskapet på norsk sokkel.



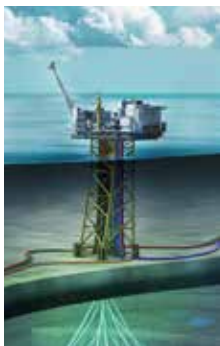
2010

Aktivt leteår. Det norske deltar i totalt 15 brønner, hvorav ni som operatør. Selskapet gjennomfører sin første produksjonstest på Ivar Aasen-feltet - med svært positive resultater.



2011

Gigantfunn. Det norske er med på funnet av Johan Sverdrup. Selskapet opplever en enorm vekst og ble en av vinnerne på Oslo Børs med en verdivekst på over 200 prosent.



2012

Plan for Aasen. Det norske leverer plan for utbygging og drift for Ivar Aasen-feltet til Olje- og energidepartementet. Dette er selskapets første store utbygging som operatør.



2013

Fullverdig oljeselskap. Med produksjonsstart på Jette er Det norske blitt et fullverdig oljeselskap som deltar i alle deler av verdiskapingen; leting, utbygging og drift.



Sammendrag

Årets viktigste hendelser

3. januar	Funn i avgrensningsbrønn i Kvitsøybassenget, som er en del av Johan Sverdrup-feltet i lisens 265.
24. februar	Produksjonen fra Glitne avsluttes. Over 12 år har feltet produsert 56 millioner fat oljeekvivalenter, dobbelt så mye som opprinnelig antatt.
8. mars	Ivar Aasen-prosjektet underskriver en pre-unitiseringsavtale med partnerne i nabo-lisensen 457. Funnet av Asha i denne lisensen er i kontakt med Ivar Aasen, og gir en mer lønnsom utbygging.
14. mai	Funn i avgrensningsbrønnen Fault Margin i lisens 265. Fremragende reservoaregenska-per i den sentrale vestlige delen av Johan Sverdrup blir bekreftet.
19. mai	Det norske starter produksjonen på Jette. Dette er selskapets første egenproduserte olje som operatør.
21. mai	Stortinget godkjenner plan for utbygging og drift av Ivar Aasen og Gina Krog.
12. juni	Det norske tildeles fire nye lisenser, inkludert to operatørskap, i 22. lisensrunde. De fire lisensene ligger i Barentshavet.
20. juni	Det norske utsteder et vellykket obligasjonslån på 1,9 milliarder kroner med en løpetid på syv år.
4. september	Det norske inngår en ny kredittfasilitet på én milliard amerikanske dollar. Avtalen gir mulighet for en økning på ytterligere én milliard amerikanske dollar.
10. september	Olje- og gassfunn på Gohta-prospektet i Barentshavet. Foreløpige anslag er mellom 113 og 239 millioner fat oljeekvivalenter. Produksjonstesten viser gode produksjonsrater.
8. oktober	Karl Johnny Hersvik blir ansatt som ny administrerende direktør i Det norske.
4. november	Funn i Askja-prospektet i lisens 272 i Nordsjøen.

Nøkkeltall per kvartal

	1. kvartal	2. kvartal	3. kvartal	4. kvartal
Produksjon per dag (tusen fat o.e.)	1 929	5 613	5 940	4 328
Olje- og gassproduksjon (tusen fat o.e.)	174	511	547	398
Realisert oljepris (USD/fat)	112	103	112	109
Driftsinntekter (MNOK)	80	286	324	254
Kontantstrøm fra produksjon (MNOK)	37	227	269	151
Letekostnader (MNOK)	234	271	588	544
Totale leteutgifter (MNOK) (kostnadsførte og balanseførte)	306	373	581	400
Driftsresultat (MNOK)	-251	-277	-518	-1 182
Periodens nettoresultat (MNOK)	-20	-41	-158	-329
Antall lisenser (operatørskap)	69 (28)	72 (30)	74 (30)	80 (33)

MILEPÆLENES ÅR

Det norske har skrevet seg inn i norsk oljehistorie. Fra å være en oljemygg, har vi nå stø kurs i retning av å etablere oss blant de større selskapene på norsk sokkel. Vi går alltid videre, med ett mål for øyet:

Å skape verdier på norsk sokkel.

Året 2013 har vært et begivenhetsrikt år. Plan for utbygging og drift (PUD) for Ivar Aasen ble i mai enstemmig vedtatt i Stortinget. Vedtaket illustrerer posisjonen norsk olje- og gassnæring har i det norske samfunnet og den brede politiske enigheten om viktige utbyggingsprosjekter som Ivar Aasen.

Ivar Aasen er stort og viktig for Det norske. 27 milliarder kroner skal investeres i løpet av få år, og i utbyggingsperioden utgjør prosjektorganisasjonen størsteparten av selskapet. De aller fleste kontraktene er nå på plass, og arbeidet er i gang for fullt i Trondheim, Oslo, London, på Sardinia og i Singapore.

I forbindelse med tildelingen av kontraktene for utbyggingen, oppsto en viktig diskusjon om norsk konkurransekraft og -evne. Flere av de store kontraktene gikk til utlandet, men i realiteten gikk over halvparten av investeringene til

norske leverandører. Mange av de utenlandske verftene benytter norske underleverandører.

Det er et stort tankekors at norske leverandører ikke kan tilby ingeniørarbeid utført i Norge. For meg som erfarer industrileder er det urovekkende at Norge ikke løfter konkurransekraften innen de mest kompetansekrevende oppgavene. Ingeniørarbeidet for Ivar Aasen utføres i Storbritannia. Jeg har vært rundt og sett på fremdriften i prosjektet, og er trygg på at det er bygd et godt fundament for å lykkes.

19. mai ble en annen milepæl for Det norske nådd. Da fikk vi vår første egenproduserte olje fra Jette. Det markerte at Det norske er blitt et fullverdig oljeselskap. Samtidig har det vært et krevende prosjekt for oss. Men det har gitt verdifull erfaring og kompetanse som er avgjørende i møte med myndigheter, lisenspartnere og leverandører.



På få år har Det norske bygd tillit hos myndighetene. I 2013 ble selskapet tildelt ti nye lisenser, hvorav fire som operator. Myndighetene viser med tildelingene at de har tro på selskapet.

Leting har vært selskapets kjernevirksomhet siden oppstarten. 2013 ble et år med gode resultater, hvor vi gjennom målrettet arbeid gjorde store funn både i Askja og Gohta. Vi har brukt betydelige ressurser i nord, og ser med spenning på mulighetene for kommersielle oljefunn i Barentshavet.

En stor del av utviklingen av Det norske er knyttet til verdiene i Johan Sverdrup-feltet, et av norgeshistoriens største oljefunn. Feltet representerer en enorm fremtidig

verdiskaping for Det norske, for våre eiere og ikke minst for samfunnet. Å forvalte store verdier har aldri vært enkelt, og det skal det heller ikke være. Det norske skal være en ansvarlig partner og bidra sterkt til å komme trygt i havn med både konseptvalg, unitisering og utbygging.

Vi har arbeidet med å sikre en forutsigbarhet i finansieringen av våre store utbyggingsprosjekter frem mot 2020. I 2013 lyktes vi med å få på plass nødvendig finansiering med den fleksibiliteten vi har behov for.

Erik Hauganes avgang som administrerende direktør og styrets ansettelse av Karl Johnny Hersvik som hans etterfølger, var en annen milepæl for selskapet i 2013.

Haugane har sammen med dyktige og engasjerte kolleger lagt et robust grunnlag for vekst. Fra dette grunnlaget skal nå Hersvik, med sin solide bakgrunn fra bransjen, ta selskapet videre.

Det norske lever etter visjonen *alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel.*

Sverre Skogen
Arbeidende styreleder

SKATTEJAKT

på norsk sokkel

Den norske kontinentalsokkelen er **full av skatter** – store og små.

Det norske er alltid på skattejakt, og det har gitt resultater. Med spennende funn av olje og gass i Barentshavet og i Nordsjøen, økte selskapet ressursene med mer enn målsettingen for året. Funnene på Gohta og Askja stod for den største ressurstilveksten.

Offensiv letestrategi. Det norske er fortsatt et av de mest offensive leteselskapene på norsk sokkel. I 2013 deltok selskapet i 14 brønner (to sidesteg), hvorav én som operatør. Samlede investeringer i leting utgjorde omlag 1,7 milliarder kroner. Omtrent to tredjedeler av selskapets letemidler investeres i modne områder i Nordsjøen, der infrastrukturen er god

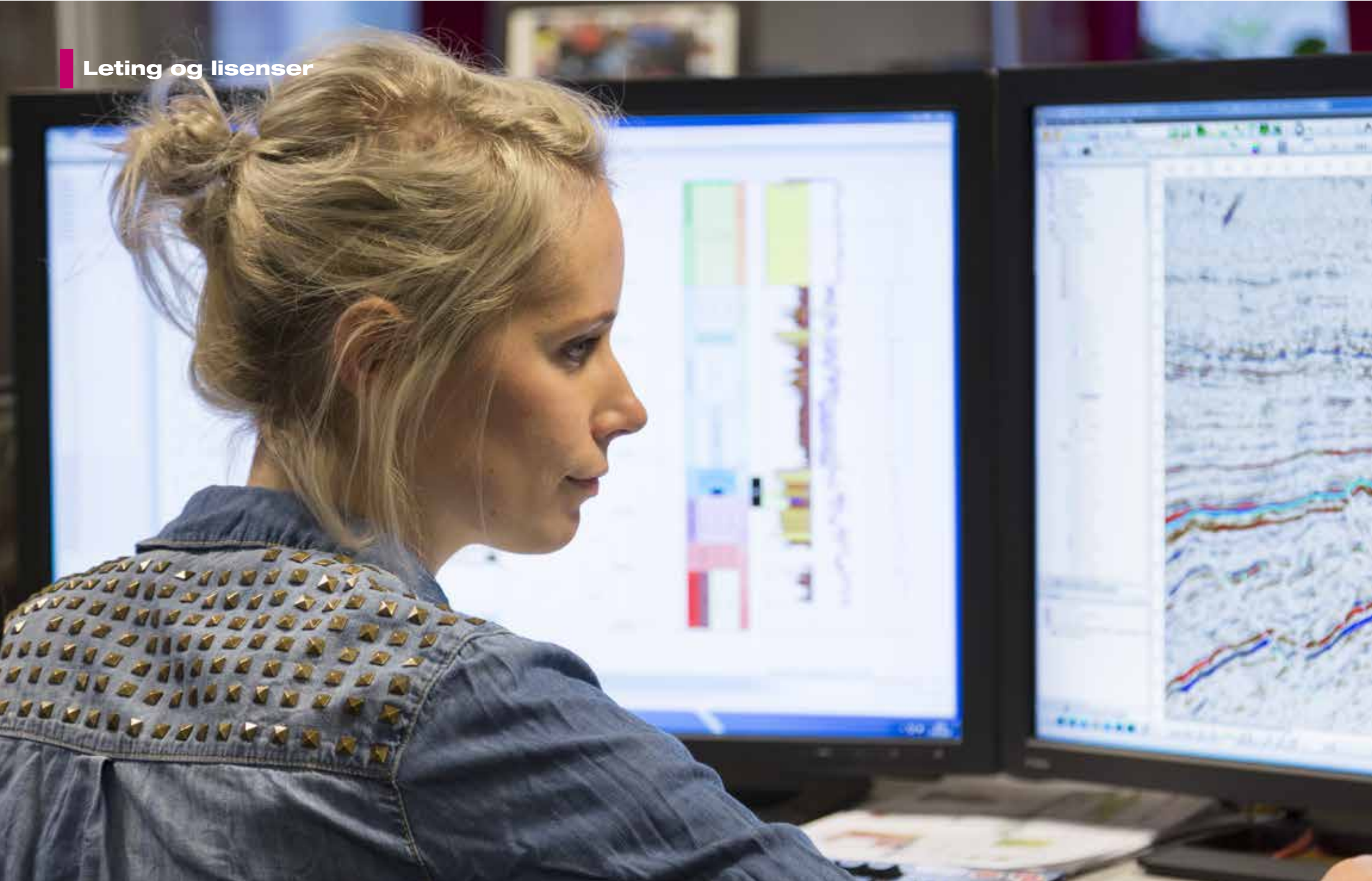
og funnraten fremdeles høy. De resterende ressursene investeres i leting i umodne områder, hovedsakelig i Barentshavet.

Vellykket avgrensning. Et omfattende avgrensingsprogram har i 2013 vært gjennomført på gigantfunnet Johan Sverdrup. Programmet har konsentrert seg om den vestlige og den sørlige delen av feltet, med mål om å kartlegge utstrekning av og kvaliteten i funnet.

I den sørvestlige delen av feltet, i lisens 265, ble det i januar avsluttet en avgrensingsbrønn i Kvitsøybassenget (16/2-15). Brønnen påviste en 30 meters oljekolonne i sandsteinslag i øvre og midtre jura, hvorav 20 meter med fremragende reservoaregenskaper. Noen



Trancocean Barents. Foto: Det norske



Leting og lisenser

måneder senere ble to avgrensingsbrønner ferdigstilt i den vestlige delen av Johan Sverdrup. Fault Margin-brønnen (16/2-17S) påviste en 82 meter tykk oljekolonne i bergarter av jura alder, den største oljekolonnen som er påvist til nå.

I tillegg ble det boret et sidesteg (16/2-17B) for å undersøke potensialet for mulige reservoarbergarter fra jura i Cliffhanger Sør-prospektet i vest. I denne brønnen ble det ikke påvist sandstein, og brønnen ble klassifisert som tørr.

Videre ble det på Cliffhanger North-prospektet gjort et mindre oljefunn med letebrønn 16/2-18S. Brønnen påviste en 15 meter tykk oljekolonne i frakturerte granittiske grunnfjellsbergarter, men produksjonstesten som ble utført indikerte dårlige produksjonsegenskaper.

I nabolisensen 502, hvor Det norske har en andel på 22,22 prosent, ble det boret en avgrensingsbrønn i en tidligere utestet del av funnet. Brønnen (16/5-3) påviste en 13,5 meter høy oljekolonne i jura bergarter i et reservoar av høy kvalitet, og bekreftet kontakt med resten av Johan Sverdrup-feltet. At Johan

Sverdrup også strekker seg inn i lisens 502 er svært positivt for Det norske.

Direktør for Johan Sverdrup, Odd R. Heum, er meget godt fornøyd med resultatene av avgrensingsprogrammet: "Dette fjerner usikkerhet om feltets utstrekning langs den vestlige forkastningen. At reservoaret viser de samme eksepjonelle egenskapene som vi har sett ellers i sentrale deler av feltet, er meget positivt."

For mer om Johan Sverdrup, se side 22.

Finner fortsatt i Nordsjøen. I lisens 272 var Det norske med på to funn i prospektet Askja Vest og Askja Øst. I Askja Vest ble det påvist en 90 meters gasskolonne, mens det i Askja Øst ble påtruffet en oljekolonne på 40 meter. En foreløpig beregning av Askjafunnene estimerer et innhold på mellom 19 og 44 millioner fat oljeekvivalenter. Brønnene ble boret for å vurdere muligheten for en eventuell utbygging av oljefunnene Krafla og Krafla vest, som ble funnet i 2011 i samme lisens. Sammen med Kraflafunnene kan Aksja gi en samlet utbygging på mellom 69 og

▲ **Brønnlogg og seismikk:** Mye av letearbeidet til geolog Ingeborg Waldal Verstad foregår fra hovedkontoret til Det norske i Trondheim.

Askja

Askja ligger i lisens 272 i den nordlige delen av Nordsjøen. I samme lisens ligger de tidligere funnene Krafla og Krafla Vest, som også strekker seg inn i lisens 035. Sammen kan Krafla- og Askjafunnene gi en samlet utvinning på mellom 69 og 124 millioner fat oljeekvivalenter.

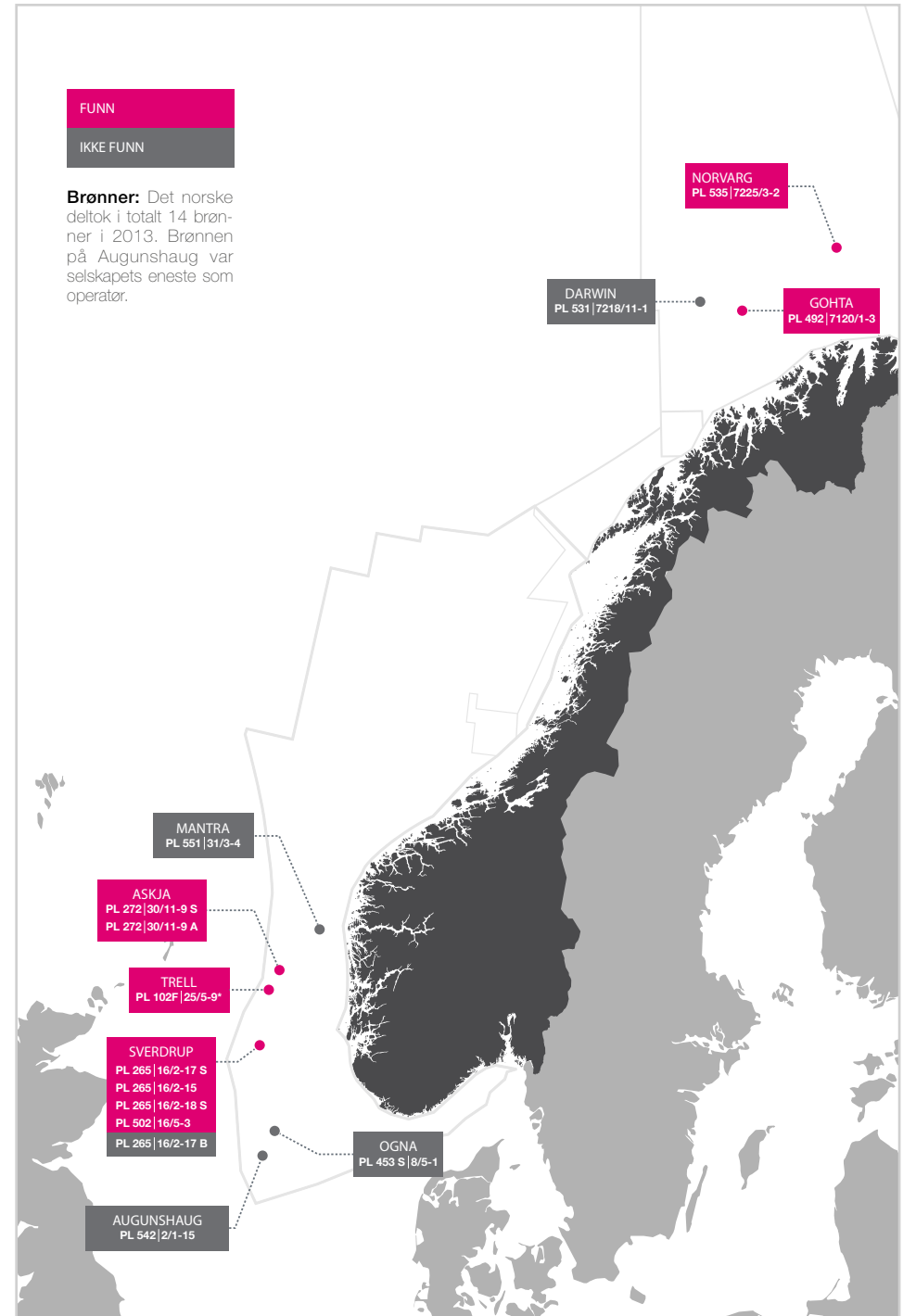
Partnere:
Statoil 50% (O)
Det norske 25%
Svenska Petroleum 25%

124 millioner fat oljeekvivalenter. Det er fortsatt flere uborede prospekter i disse lisensene, og det er foreløpig ikke tatt beslutning om flere letebrønner.

Det norske startet også boringen på prospektet Trell i lisens 102F, med Total som operatør. På grunn av dårlig vær og tekniske problemer ble operasjonen forsinket. 21. februar 2014 bekreftet Det norske et oljefunn på mellom 3 og 12 millioner fat utvinbar olje. Rettighetshaverne vil vurdere funnet sammen med prospekter i nærheten med tanke på en videre oppfølging.

Eneste letebrønn operert av Det norske ble boret i juli på prospektet Augunshaug i lisens 542/542B, sør i Nordsjøen. Brønnen var uten spor av hydrokarboner. Brønnen ble boret med den oppjekkbare riggen Mærsk Giant og operasjonen tok 55 dager.

Døråpner i Barentshavet. Et av de mest spennende funnene i 2013 ble gjort på Gohtaprospektet, i lisens 492. Funnet er det



første vellykkede i permiske kalksteinsbergarter på norsk sokkel og åpner nye muligheter for leting i Barentshavet. Foreløpige volumanslag fra operatøren er mellom 113 og 239 millioner fat oljeekvivalenter.

På Norvargprospektet, litt lengre nord i Barentshavet, boret Det norske som partner en avgrensingsbrønn for å kartlegge egenskapene til gassfunnet som ble gjort i 2011. Brønnen viste mer sand og større porøsitet enn funnbrønnen, og folgelig lavere produktivitet enn ventet.



Film fra leteåret 2013

Gohta

Gohta ligger 35 kilometer nordvest for Snøhvitfeltet i Barentshavet. Foreløpige estimerer indikerer et volum på mellom 113 og 239 millioner fat oljeekvivalenter. Funnet bekrefter en ny letemodell som vil gi positive ringvirkninger for leting etter olje og gass i Barentshavet.

Brønnen ble boret av den halvt ned-senkable boreriggen Transocean Arctic på 342 meters dyp. Dette er den første letebrønnen i lisens 492. Lisensen ble tildelt i TFO 2007.

Partnere:
Lundin Petroleum 40% (O)
Det norske 40%
Norwegian Energy Company 20%

Lisens til å lete

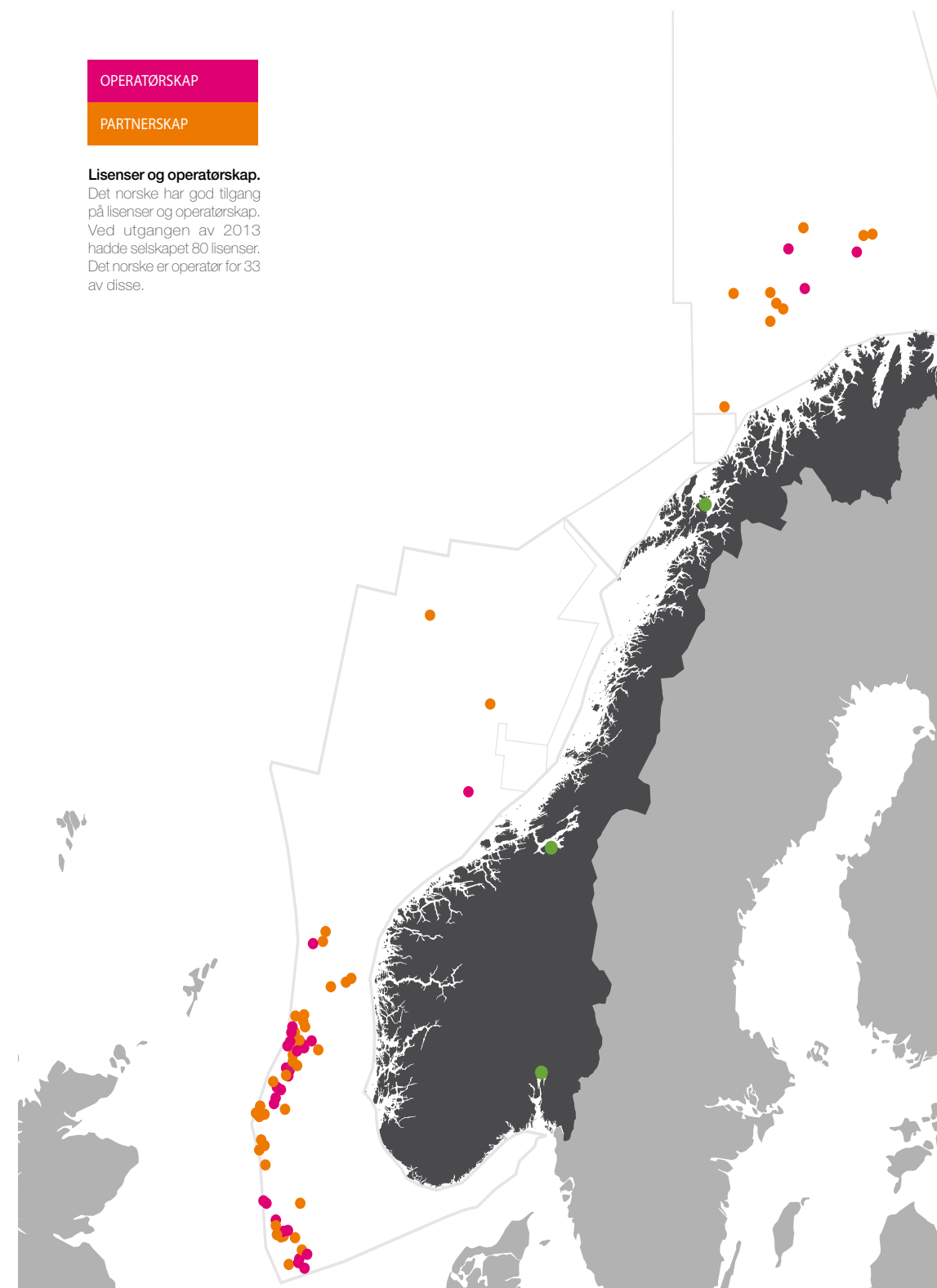
Det norske er et av de mest aktive leteselskapene på norsk sokkel og har god tilgang på lisenser og operatørskap.

Det norske hadde per 31. desember 2013 80 lisenser på norsk sokkel. Selskapet er operatør for 33 av disse. I løpet av året ble Det norske tildelt ti nye lisenser, og kjøpte seg inn i ni. Selskapet leverte tilbake eller solgte totalt syv lisenser. I tre lisenser gikk Det norske fra å være partner til å overta som operatør.

Seks nye lisenser i TFO. I tildelingen av lisenser i forhåndsdefinerte områder (TFO), ble Det norske tildelt andeler i seks nye lisenser, to av disse som operatør. Alle lisensene er i Nordsjøen og styrker Det norske i selskapets etablerte kjerneområde. "Det norske er meget godt fornøyd med tildelingen.

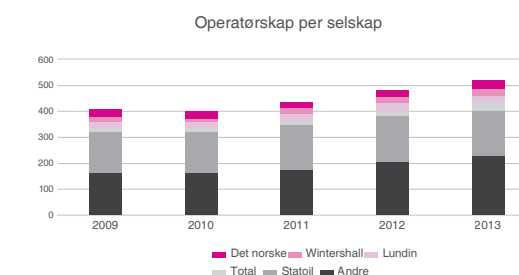
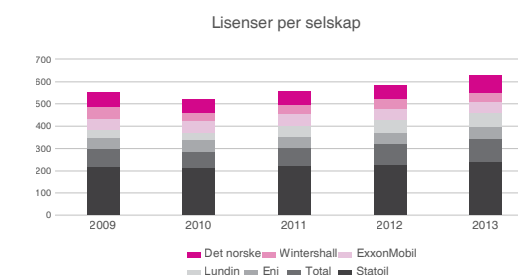
At vi får andeler i seks lisenser er en tillitserklæring fra Olje- og energidepartementet. Spesielt fornøyd er vi med å få operatørskapet i vår førsteprioritet", sier prosjektansvarlig Evy Glørstad-Clark.

22. runde styrker satsing i nord. I lisenstildelingen som gjennomføres annethvert år, ble Det norske tildelt fire nye lisenser, to av disse som operatør. Alle lisensene er i Barentshavet. Med dette har Det norske styrket sin letevirsomhet i et svært lovende område. Det norske ser på tildelingen av lisensene i Barentshavet som en anerkjennelse av kompetansen i selskapet. Dette styrker selskapets langsiktige arbeid i nord.



OPERATØRSKAP
PARTNERSKAP

Lisenser og operatørskap.
Det norske har god tilgang på lisenser og operatørskap. Ved utgangen av 2013 hadde selskapet 80 lisenser. Det norske er operatør for 33 av disse.



Lisenser

En lisens, også kalt en utvinningstillatelse, er en konsesjon/rettighet til å drive leting etter petroleumsressurser og deretter produksjon på norsk sokkel. Lisensen er begrenset til 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. Myndighetene knytter også forpliktelser til tildeling av lisenser, blant annet til innsamling av ny seismikk eller boring av brønner. I praksis betyr dette at rettighetshaverne har et gitt tidsrom, ofte ett eller tre år, til å beslutte om de ønsker å bore en letebrønn. Hvis de ikke ønsker å bore, faller utvinningstillatelsen bort.

Tildelingsrunder

Det arrangeres to typer konsesjonsrunder på norsk sokkel.

Tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO) er en årlig utlysningrunde som omfatter de modne delene av sokkelen, med kjent geologi og god infrastruktur. Tildelingene lar mange nye selskap få anledning til å lete i områder som har vært tilgjengelige i flere år, men som av ulike årsaker er levert tilbake. Dette gjelder områder på hele sokkelen; i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

De ordinære konsesjonsrundene omfatter de umodne delene av sokkelen. Disse rundene avvikles vanligvis annethvert år. I 2013 ble den 22. konsesjonsrunden gjennomført. Den aller første konsesjonsrunden ble utlyst i 1965, da fikk ni selskaper, eller grupper av selskaper, tildelt 22 utvinningstillatelser.

Ivar Aasen

tar heile verda i bruk

Bygginga av **Ivar Aasen-plattform** er i rute. Det første stålet er kutta og sveisinga er i gang, både i Singapore og på Sardinia. Mange store og små delar av det som blir Ivar Aasen-feltet er produsert.

Den første veka i november blei det første stålet kutta på SMOE sitt verft i Batam i Indonesia. Samstundes starta arbeidet med plattformdekket på verftet i Singapore. Arbeidande styreleiar Sverre Skogen kunne slå på gongongen som markerte starten på sjøve konstruksjonen.

Dagen etter var han i Arbatax på Sardinia, på verftet til Saipem. Her trykte han på knappen som starta den første kuttinga av stål også der. For alle dei involverte er det eit symbol på at arbeidet er i gang.

Bak ligg det eit stort ingeniørarbeid med å avgjera i detalj kva som skal byggast. Det meste av arbeidet gjer folk frå Mustang i Woking og frå Saipem i Kingston upon Thames, begge i London-området. På begge stader er det fleire tilsette og konsulentar frå Det norske som er med på arbeidet. Snart byrjar arbeidet med bustadkvarteret hos Apply Leirvik på Stord, verdas største nynorsk kommune. Det ville Aasen likt.

Heile verda. Heile folket står bak utbygginga av Ivar Aasen-feltet. 21. mai 2013 vedtok Stortinget samrøys-

tes plan for utbygging og drift av feltet, den første store utbygginga Det norske har som operatør. Det norske har 35 prosent eigardel i feltet.

Når Det norske bygger Ivar Aasen-plattform, er det eit globalt prosjekt. Det er ikkje berre stadene der dei ulike delane blir sett saman som er viktige. Til Singapore, Sardinia og Stord kjem ulike produkt og einingar frå heile verda.

Hovudleverandørane har mange underleverandørar. Kartet over kven som leverer til plattform Ivar Aasen syner at det er rundt 150 stadar. Sjølv om dei store kontraktane gjekk til utlandet, kjem store delar av det som blir Ivar Aasen-plattform frå Noreg.

I Det norske arbeider fleire hundre tilsette og konsulentar med Ivar Aasen. Hos alle leverandørar og underleverandørar vil det på det meste være fleire tusen i arbeid. Dette er den moderne nasjonsbygginga der heile verda er med.

Bård Atle Hovd er direktør for Ivar Aasen: "I Det norske er vi stolte av Ivar Aasen. Eit slikt stort prosjekt er eit puslespel der svært mange er involverte. Vi legg stor



Laser gjer jobben: 4. november 2013 vart det første stålet til understellet på Ivar Aasen-plattform kutta, på Saipem-verftet i Arbatax på Sardinia. Foto: Det norske



vekt på at dei mange som er med trekk saman for å nå målet om produksjon i fjerde kvartal 2016." Samstundes legg han til: "Det er mange mål vi skal oppnå i Ivar Aasen-prosjektet. For oss er likevel det viktigaste at ingen personar kjem til skade. Helse, miljø og tryggleik kjem først, og målet er ingen alvorlege hendingar."

Målet er null. Det norske har saman med partnarar, medarbeidarar og kontraktørar forplikta seg på mål innafor helse, miljø og tryggleik. Null hendingar, vilkårslaut engasjement og dedikert leiarskap, læring og aktiv deling av kunnskap om helse, miljø og tryggleik, lyttande, open og ærleg kultur.

Vil leve i 20 år. Ivar Aasen-feltet ligg vest for Johan Sverdrup-feltet i Nordsjøen og inneheld rundt 158 millionar fat oljeekvivalentar. Det norske sin del av produksjonen ligg på 16 000 fat oljeekvivalentar per dag frå fjerde kvartal 2016 og 23 000 fat oljeekvivalentar per dag på platå i 2019. Totale investeringar for prosjektet er rekna ut til 27,4 milliardar kroner. Den økonomiske levetida for Ivar Aasen-feltet kan bli 20 år, avhengig av oljepris og produksjonsutvikling. Med den oljeprisen som er no, er det venta

ei brutto inntekt på rundt 100 milliardar kroner.

Utbygginga er planlagt i fasar. Ivar Aasen og West Cable i første fase, og Hanz i fase to. Plattformar ligg over Ivar Aasen-reservoaret, og ressursane frå West Cable skal hentast ut med ein brønn frå sjølve plattformar. Eit undervassanlegg på Hanz blir knytt opp mot Ivar Aasen-plattformar for å ta ut ressursane der.

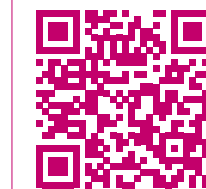
Ivar Aasen er samordna med nabo-feltet Edvard Grieg, som vil ta imot delvis prosessert olje og gass frå Aasen-feltet for vidare prosessering og eksport. Edvard Grieg-plattformar vil også forsyna Ivar Aasen-plattformar med løftegass og kraft.

Aasen blir større. Etter funnet av Asha i nabolisensen 457, veks utbygginga. Reservoaret i det funnet heng saman



▲ **Italia:** Sverre Skogen, arbeidande styreleiar i Det norske, trykker på knappen og startar den første kuttinga av stål på Sardinia.

Foto: Det norske



Sjå film frå den første kuttinga av stål på Sardinia.

◀ **Eiga kunst:** Det norske har fått spesiallaga eit grafisk trykk for Ivar Aasen-utbygginga.

Trykket er laga av billedkunstnar Marit Bjartnes.

Alltid på veg

Ivar Aasen (1813—1896) var på reise i 2735 dagar mellom 1842 og 1883. Han reiste i sju år og seks månader. Når 2735 dagar blir fordelte på 23 år, viser det seg at Ivar Aasen kvart år reiste i 119 dagar. Kvar tredje dag var han på reise.

Ivar Aasen kryssa aldri noka landegrense. Tanken på ei utanlandsreise dukka ikkje opp før i 1875: "Jeg har ogsaa længe havt Lyst til at gjøre en Reise til Stockholm eller Kjøbenhavn og videre omkring, da det nu er saa let at komme afsted til Udlandet, men jeg har ikke givet mig Tid."

Ivar Aasen reiste omlag 24 438 kilometer. Han var språkforskaren som reiste meir enn halve jorda rundt for å finne ut alt han måtte vite då han skulle byggje det nye skriftspråket på gamal grunn. Heile 61 prosent av den lange språkreise hans gjekk sjøvegen.

Kortvokst, språkmektig samlar.

Ivar Aasen var 161,5 cm høg, og var nok uroa for sin manglande fysikk. Han lurte seg unna militæteneste, han ville ikkje i svenskekongens klede. Han fekk bot for ikkje å møte opp, det var den einaste bota han fekk.

Han var særst interessert i plantar og sette i system ei samling på 509 plantar. Han skreiv bok om norske plantar med tittelen Norske Plantenavne.

Ivar Aasen var språkmektig, ein sann internasjonalist. Han leste både engelsk, islandsk, gamalnorsk, fransk og tysk, i tillegg til dei skandinaviske språka.

Ivar Aasen var nasjonsbyggjar, men brukte aldri stemmeretten. Fram til 1884 måtte du eige fast grunn for å stemme, det hadde han ikkje. Etter det skreiv han seg ikkje inn i manntal som var nødvendig for å få stemme.

Ivar Aasen hadde ein formue på 2,1 millionar da han døydde.



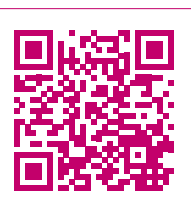
Kjelde: *Historia om Ivar Aasen* av Ottar Grepstad



▲ **Alt på stell:** Frå Saipems verft i Arbatax, på østkysten av Sardinia, der understellet til plattformen blir bygd.

► **Tar heile verda i bruk:** Utbygginga av Ivar Aasen foregår på meir enn 150 stader.

► **Samordna utbygging:** Ivar Aasen er samordna med nabofeltet Edvard Grieg (t.h.). Ivar Aasen-plattformen (midten) vert plassert over Ivar Aasen-reservoaret. Hanz (t.v) vert kobla til plattformen med eit undervass-sanlegg.



Sjå film frå den første kuttinga av stål i Singapore.

◀ **Under bygging i Singapore:** Den oppjekkbare boreriggen XLE Enhanced skal bore brønnene på Ivar Aasen-feltet. Her frå bygginga av riggen i Singapore.

med reservoaret på Ivar Aasen. Rettshavara- ne i Ivar Aasen har ein avtale med rettshav- arane i 457-lisensen om ei felles utnytting av ressursane (unitisering). Hovudpunkta i avtalen er ei felles utbygging av funna, og ei fordeling av eigarinteressene i ei samla utbygging. Dette arbeidet skal fullførast innan juni i 2014. Funnet på Asha i desember 2012 ligg aust for Ivar Aasen-feltet.

Historia om funna. Ivar Aasen-utbygginga omfatter utvinning av ressursar i tre funn, Ivar Aasen, Hanz og West Cable, i blokkane 16/1 og 25/10 mellom sørlige Vikinggraben og Utsirahøgden, i den nordlige del av Nordsjøen, rundt 175 km vest for Karmøy. Ivar Aasen blei funnen i 2008 da Det norske bora brønnen 16/1-9 på det dåverande Draupne-prospektet. Boringa viste hydrokarbonar i sand-

steinar i midt jura og øvre trias alder. Hanz blei funnen av Esso i 1997, med brønn 25/10-8 bora på prospekt av midt jura og paleocene alder. Esso bora også West Cable-prospektet i 2004, med brønn 16/1-7, og fann olje i midt jura sandar.

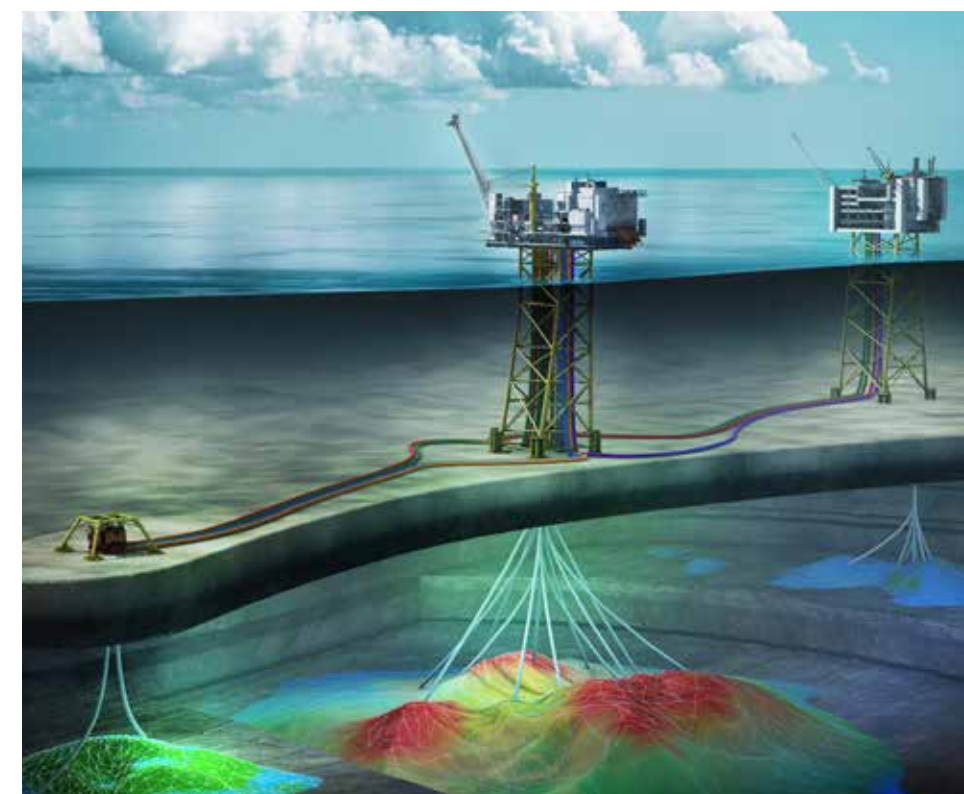
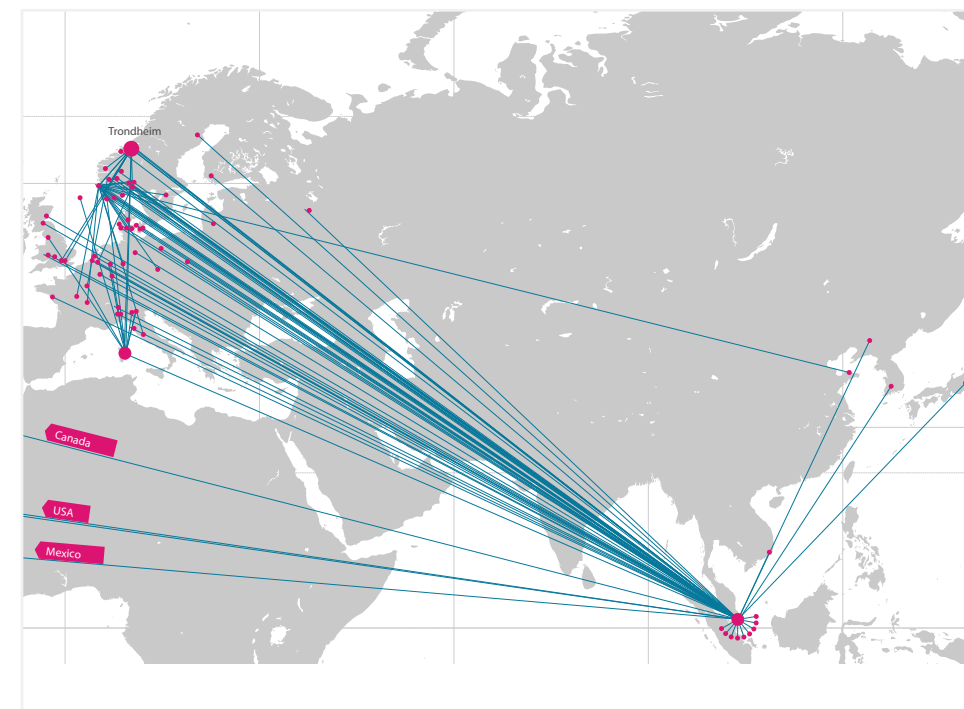
Nasjonsbygging. Ivar Aasen bygde nynorsk som eit nasjonalt språk, han var ein nasjonsbygger. Det norske bygger ut Ivar Aasen-feltet, vi er dei moderne nasjonsbyggerane. Ivar Aasen reiste i heile landet for å bygga eit nasjonalt språk, vi tar heile verda i bruk for å bygga Ivar Aasen. Han bygde kulturelle verdier for Noreg som nasjon, vi bygger for å skape verdier frå norsk sokkel som grunnlag for norsk velstand og velferd.

Ivar Aasen-feltet

Ivar Aasen-feltet ligg i den nordlige delen av Nordsjøen, rundt 175 km vest for Karmøy. Produksjonsstart er venta i fjerde kvartal 2016.

Partnere:
Statoil 50%
Det norske 35% (O)
Bayerngas Norge 15%

Lisenser:
001B, 028B og 242



Slik skal Ivar Aasen byggast ut

Aasen-utbygginga omfattar utvinning av ressursane i tre funn: Ivar Aasen-funnet i lisens 001B, West Cable i 242 og Hanz i 028B. Delar av Ivar Aasen-funnet strekk seg inn i nabolisensen 457.

På Ivar Aasen-feltet vert det bygt ein botnfest stålplattform med anlegg for delvis prosessering. Plattformen vil også ha eit bustadkvarter.

Ivar Aasen-feltet er planlagt bygt ut med i alt 15 brønner. Åtte av desse er produksjonsbrønner, sju er vassinjeksjonsbrønner. Produksjonsbrønnene på Aasen og West Cable skal borast frå plattformen,

medan dei to brønnene på Hanz er knytte til plattformen med ein 14 kilometer lang rørleidning. Brønnene blir bora med ein eigen oppjekkbar rigg.

Ivar Aasen-feltet er ei samordna utbygging med Edvard Grieg-feltet som ligg ti kilometer lenger søraust. Olje og gass blir sendt via to rørleidningar til Grieg-plattformen for sluttprosessering før olje og gass blir skipa ut i to nye rør til Grane oljerørleidning og SAGE gassrør på britisk sokkel. Ivar Aasen-plattformen får straum frå Edvard Grieg-plattformen.

Kontraktar

Plattformdekket til Ivar Aasen skal byggast av **SMOE** i Singapore og Batam i Indonesia. Arbeidet skal være ferdig i første halvår 2016. Den totale vekta på plattformdekket er rundt 15 000 tonn (tørr vekt).

Bustadkvarteret til Ivar Aasen skal byggast av **Apply Leirvik** på Stord, og er i sju høgder med eit samla areal på 3300 kvadratmeter. Det har 70 enkelt lugarar, helikopterdekk og kontrollrom. Bustadkvarteret blir bygt i aluminium.

Stålunderstellet blir bygt av **Saipem** på verftet i Arbatax på Sardinia. Understellet er 138 meter høgt og skal installrast på 112 meters djup. Den totale vekta er rundt 9000 tonn.

Saipem har også fått oppdraget med transport og installasjon. Kontrak- ten sikrar at plattformdekket kan løftast på understellet til rett tid. Understellet skal på plass første kvartal 2015, medan plattformdekket skal løftast på plass første halvår 2016.

Aibel har kontrakten for oppkopling av Ivar Aasen-plattformen. Selskapet har ansvaret for driftsstøtte, vedlike- hald og modifikasjonsoppgåver for feltet. Oppkoplinga offshore startar sommaren 2016.

EMAS AMC skal levera og installera rørleidningar for Ivar Aasen-feltet. Aktivitetar offshore skal vera ferdige i 2016. Selskapet skal leggja den un- dersjøiske straumkabelen som skal koplast mot plattformen på nabofeltet Edvard Grieg.

Siemens skal levera komplett inte- grert elektro-, kontroll og kommunika- sjonssystem i samband med utbygging av plattformen til Ivar Aasen-feltet i Nordsjøen.

Prosafte skal sørje for at folk har ein stad å bu under arbeidet med Ivar Aasen. Safe Scandinavia skal fungera som flotell. Eit flotell er eit flyttbart, flytande bustadkvarter.

Maersk Drilling skal bore brønnene på Ivar Aasen med den oppjekkbare boreriggen **XL Enhanced 2**. Dette er ein av verdas mest avanserte boreriggar. Boring på førehand er planlagt starta et- ter installasjon av plattformunderstellet.



Ivar Aasen

Giganten

Johan Sverdrup kjempet for at **all makt** skulle samles i Stortingets sal. Med parlamentarismens gjennombrudd i 1884 ble det liv i Sverdrups politiske drøm om folkevalgt kontroll.

Neste år skal Stortinget ta stilling til utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet, ett av de største feltene på norsk sokkel noen sinne. "Dette er et enestående felt som vil gi store verdier til fellesskapet. Vi er stolte av å være med på denne utbyggingen", sier viseadministrerende direktør i Det norske, Øyvind Bratsberg.

Johan Sverdrup inneholder mellom 1,8 og 2,9 milliarder fat oljeekvivalenter. Feltet kommer i produksjon i 2019, og vil produsere i 50 år. I full produksjon vil det stå for en fjerdedel av norsk oljeproduksjon. Sverdrup er et eventyrlig felt med stor betydning for samfunnet. Mesteparten av verdiskapningen

går til fellesskapet.

For Det norske er Johan Sverdrup et eventyr, og uten tvil selskapets største verdi. Det strekker seg over et område på mer enn 200 kvadratkilometer og over tre lisenser, hvor Det norske er medeier i to.

Bekrefter kvaliteten. I løpet av 2013 har et omfattende avgrensingsprogram blitt gjennomført på Johan Sverdrup. Programmet fjerner usikkerhet om feltets utstrekning langs den vestlige forkastningen og har bekreftet at reservoaret viser de samme eksepsjonelle egenskapene som de sentrale delene av feltet. Det er meget positivt.



Utbyggingsløsning: Feltsenteret i første fase har prosessplattform, boreplattform, stigerørsplattform og boligkvarter, og er tilrettelagt for fremtidig utbygging. Illustrasjon: Statoil



Utbygging

JOHAN SVERDRUP feltet

Utbyggingsløsning. Johan Sverdrup-feltet skal bygges ut i flere faser. Partnerne har valgt en robust og fleksibel løsning tilrettelagt for videre utbygging i fremtiden. I første fase skal feltet bygges ut med en prosessplattform, boreplattform, stigerørsplattform og boligkvarter. Installasjonene har stålunderstell og er forbundet med broer.

Eksportløsningen for olje og gass fra Johan Sverdrup er ilandføring gjennom egne rør. Oljen skal transporteres til Mongstad-terminalen i Hordaland, gassen via Statpipe til Kårstø i Rogaland for prosessering og videre transport. I feltets første fase vil Johan Sverdrup forsynes med kraft fra land.

Mer enn 70 prosent av de totale ressursene i feltet kan tas ut med de installasjonene som kommer i første fase. I denne fasen har feltet en produksjonskapasitet på mellom 315 000 og 380 000 fat oljeekvivalenter per dag. Ved full utbygging ventes en platåproduksjon for hele feltet på mellom 550 000 og 650 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Investeringene i første fase er anslått til mellom 100 og 120 milliarder kroner. Inkludert i dette er feltcenteret, brønner, eksport av olje og gass, kraftløsning, avsetninger til uforutsette endringer og for eventuell prisutvikling i markedet.

Partnerskapet. Johan Sverdrup-feltet består av tre lisenser. Det norske eier 20 prosent i lisens 265 og 22,22 prosent i lisens 502. Fordeling av

eierinteresser i feltet avgjøres gjennom forhandlinger, som må være avklart ved innlevering av plan for utbygging og drift (PUD). Statoil fungerer som operatør for Johan Sverdrup-prosjektet i feltutviklingsfasen.

Kraftfull. Johan Sverdrup var en kraftfull leder. «Når hans tur kommer reiser han seg heftig, åpner munnen, og siden hverken ser eller hører man annet enn hva Johan Sverdrup sier. Ordene farer fra hans tunge som lyn, ofte hvasse og bitende,» skrev Hamar Stiftstidende i 1869. Dette året ble det vedtatt årlige møter i Stortinget; inntil da hadde den folkevalgte forsamlingen bare møtt hvert tredje år.

Johan Sverdrup var en stor agitator som levde av og for politikken. Dette var hans første store seier. Etter at parlamentarismen ble presset gjennom i 1884, mot kongens vilje, ble Sverdrup statsminister. Han banet vei for den folkevalgte kontrollen over alle viktige beslutninger.

Det er også Stortinget som til slutt bestemmer utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet. Det skal etter planen skje i første halvår 2015. Når det er gjort, kan byggingen trolig begynne, 200 år etter at Sverdrup ble født i Larvik, 30. juli 1816.

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup ble funnet i 2010 på Avaldsnesprospektet i lisens 501. Ett år senere ble et betydelig oljefunn bekreftet på Aldous Major-prospektet i nabolisensen 265, der Det norske har en 20 prosent eierandel. Senere er det bekreftet at feltet også strekker seg inn i lisens 502.

Partnere i lisens 265:

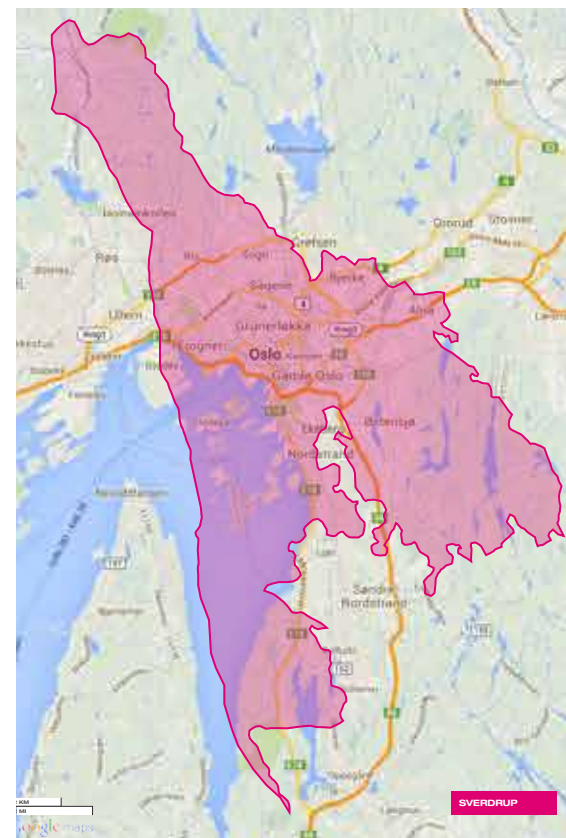
Statoil 40% (O)
Petoro 30%
Det norske 20%
Lundin Petroleum 10%

Partnere i lisens 501:

Lundin 40% (O)
Statoil 40%
Maersk Oil 20%

Partnere i lisens 502:

Statoil 44,44% (O)
Petoro 33,33%
Det norske 22,22%



▲ **Kjerneprøver:** Ingen tvil om at det er olje i sanden fra Johan Sverdrup.

Foto: Anette Westgaard, Statoil.

◀ **Meget god reservoarkvalitet.** Reservoaret til Johan Sverdrup er av Jura alder og av høy kvalitet.

Foto: Anette Westgaard, Statoil.



◀ **Større enn Oslo:** Johan Sverdrup-feltet strekker seg over et område på mer enn 200 kvadratkilometer. Her lagt over Oslo.

Foto: Anette Westgaard, Statoil.



Folket skal med

Johan Sverdrup var en **hærfører for demokratiet**, men i sine siste leveår ble han forlatt av de fleste.

Etter at Johan Sverdrup ble statsminister, ble flere demokratiserende reformer gjennomført. Stemmeretten ble utvidet, først for menn med en viss inntekt, siden til allmenn stemmerett for menn i 1898. Stortinget innførte juryordning med lekfolk i straffesaker. Landsmål (nynorsk) ble likestilt med riksmål (bokmål) i 1885, til glede for Ivar Aasen, som har gitt navnet til feltutbyggingen Det norske er operator for. Under Sverdrups tid som statsminister, ble gifte kvinner myndige. Obligatorisk syvårig folkeskole for alle ble også innført.

Hærfører. Johan Sverdrup var en hærfører for demokratiet, men i sine siste leveår ble han forlatt av de fleste. Han ble av noen kalt "den lille general". Han var svært opptatt av forsvaret og opprettet Forsvarsdepartementet i 1885. Mens han var statsminister, var han også statsråd for Marinedepartementet, Armédepartementet og Forsvarsdepartementet. Han sa om sitt arbeid at han "ville ha utført ting, der vil mindes, sålenge landet er bebygget."

Gagnlig nytelse. Johan Sverdrup gikk imot høyere avgifter på ol og brennevin på 1840-tallet. Han sa: "Brennevin er ikke

absolutt skadelig, mange ganger er nytelsen gagnlig, især i rå og barske klimater."

Høyest til fjells. I 1840 ble Johan Sverdrup kjent for det som på den tiden var en bragd. Han var den første til å bestige Surtningssui i Jotunheimen, landets syvende høyeste fjell på 2368 meter over havet. Ingen nordmann skal inntil da ha vært høyere oppe i den norske fjellheimen.

Kongen kuppet. Johan Sverdrup sa «all makt i denne sal», det ville si at både regjering og storting burde samles i Stortinget til åpne debatter. Sverdrup fremmet et grunnlovsforslag, men kong Oscar 2 nektet å godkjenne vedtaket, første gang i 1872. Forslaget ble fremmet flere ganger, men kongen sa fortsatt nei. Da Sverdrups tropp, venstretilhengerne, fikk flertall både i Lagtinget og Odelstinget i 1883, ble det reist riksrettssak mot regjeringen Selmer, og de fleste statsrådene ble fradømt sine embeter. Striden endte med at kong Oscar 2 til slutt ba Sverdrup om å danne regjering 26. juni 1884. Parlamentarismen var i praksis innført.

Kilde: **Karsten Alnæs**, Norges historie



Illustrasjon: Vanntett Design

GINA KROG

Gina Krog er en liten, men **viktig tilvekst** til Det norskes portefølje av utbyggingsprosjekter.

Den 21. mai 2013 godkjente Stortinget plan for utbygging og drift av oljefeltet, som ligger i den midtre delen av Nordsjøen. Utvinnbare reserver er beregnet til 225 millioner fat oljeekvivalenter, av dette rundt 7,5 millioner fat til Det norske. Totale investeringer er antatt å bli 31 milliarder kroner. Produksjonen fra Gina Krog skal etter planen starte i første kvartal 2017 og er antatt å vare frem til 2037.

Gina Krog skal bygges ut med en bunnfast plattform som knyttes opp til Sleipnerfeltet for gassseksport. Oljen skal transporteres med skip.

Ressursene i Gina Krog strekker seg inn i lisens 029B, hvor Det norske er partner. Etter unitiseringsprosessen som fant sted i 2012 forhandlet Det norske seg frem til en eierandel på 3,3 prosent. Selv om eierandelen er moderat, tar Det norske likevel del i noe stort.

Navngiving av oljefelt

Navn er viktige som symboler. I 2011 fremmet derfor olje- og energiminister Ola Borten Moe en ny praksis for navngiving av oljefelt på norsk sokkel. Stortingsmelding 28, "En næring for framtida", inneholdt forslaget om å gi feltene navn i tråd med den nasjonale betydningen feltene har.

Etter dagens ordning skal navneforslag for nye, selvstendige utbygginger i hovedsak ha rot i det norske konstitusjonelle folkestyret etter 1814. Navnene skal løfte frem enkeltpersoner som har medvirket til utviklingen av det norske demokratiet.

Tidligere er navnene på petroleumsfelt hentet fra norrøn historie, mytologi og norske folkeeventyr.

Gina Krog

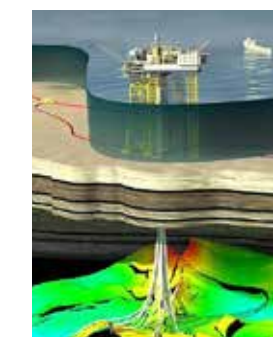
Gina Krog (1847 – 1916) var en kompromissløs forkjemper for kvinners rettigheter og spilte en avgjørende rolle i kampen som ledet frem til allmenn stemmerett for kvinner i 1913. Det var derfor ikke tilfeldig at Dagny-funnet ble omdøpt Gina Krog på kvinnedagen 8. mars 2013, året Norge feiret 100 år med allmenn stemmerett for kvinner.

Gina Krog-feltet

Partnere:

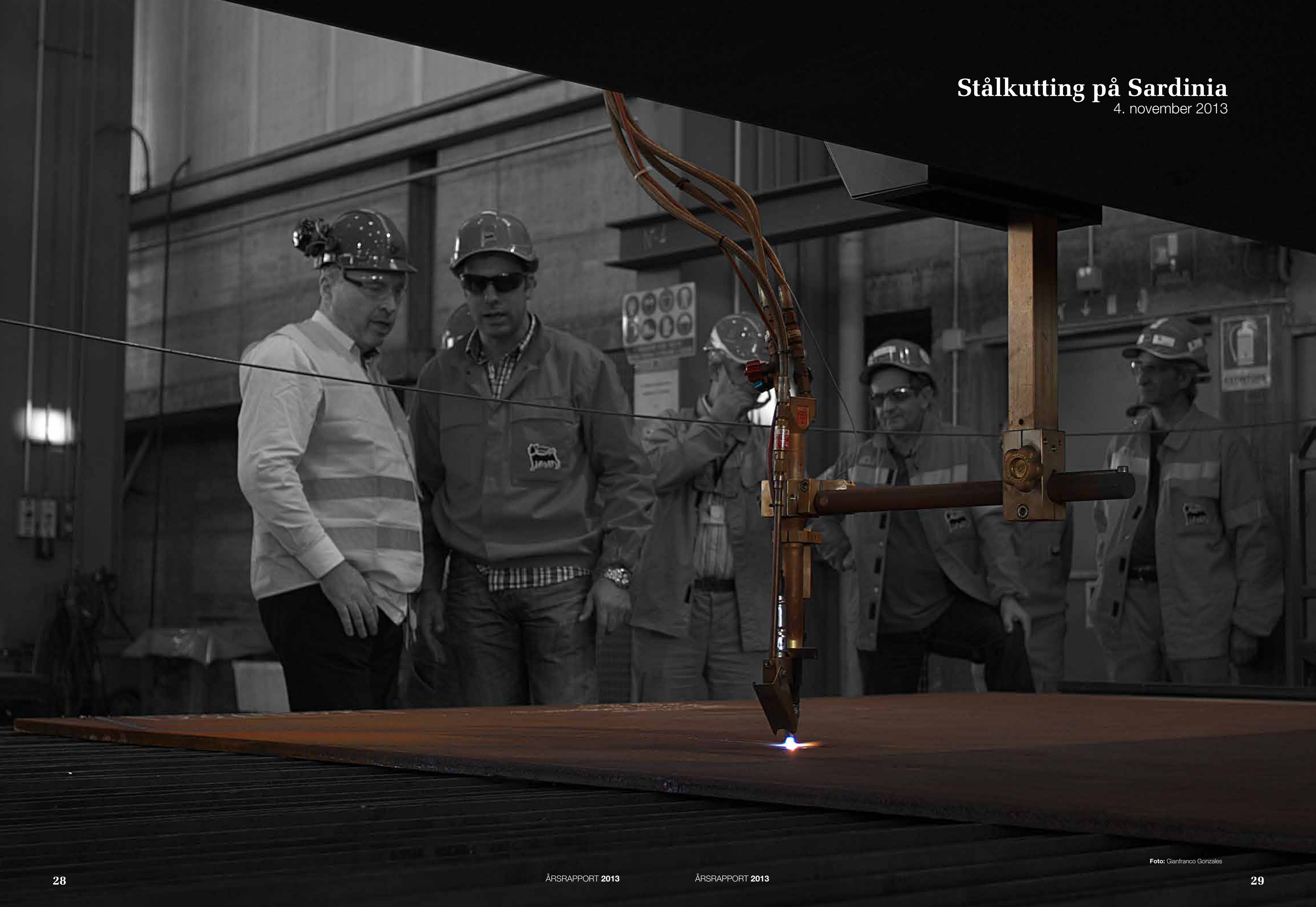
Statoil 58,7% (O)
Total E&P Norge 38%
Det norske 3,3%

Lisenser: 029B, 029C, 048, 303



Stålkutting på Sardinia

4. november 2013



Den første

egenproduserte oljen

Åtte år skulle det gå før Det norske ble et **fullverdig oljeselskap** med leting, utbygging og egen produksjon.

Den 19. mai 2013 startet selskapet produksjonen på Jette og nådde med det en viktig milepæl. Fra et av de minste oljefeltene i Nordsjøen fikk Det norske sin første olje som operatør.

Jette er en solid tilvekst og økte produksjonen med over 250 prosent fra april til mai. Feltet har gjennom året produsert fra to undervannsbrønner knyttet opp til Jotunplattformen. Gjennomsnittlig dagsproduksjon har siden oppstarten vært på 6 000 fat olje. Gode forberedelser og et solid samarbeid med driftsoperatør på Jotun har sikret et godt første driftsår av feltet.

Som tiltak for å optimalisere produksjonsplanlegging og oppfølging, arbeider Det norske kontinuerlig med oppdatering av reservoar- og brønnmodeller. I den siste oppdaterte sertifiseringen av reservene, antas det at Jette inneholder omtrent fem millioner fat olje.

Feltet er lite, og utfordringene med utbyggingen har vært store. Boringen av produksjonsbrønnene var teknisk vanskelig. Likevel, Jette er det raskest utbygde feltet på norsk sokkel. Det norske brukte i underkant av 21 måneder fra plan for utbygging og drift (PUD) ble innlevert til produksjonen startet.



Produksjonsrekord. Samlet produksjon i 2013 var 1 629 115 fat oljeekvivalenter, en økning på 300 prosent sammenlignet med 545 734 fat oljeekvivalenter i 2012. Gjennomsnittsproduksjon per dag ble 4 463 fat. Produksjonstoppen ble nådd i juni med en gjennomsnittlig produksjon på 9 655 fat per dag.

Det norske var i 2013 rettighetshaver i fem produserende felt. I tillegg til Jette (70 prosent), er Det norske partner i Atla (10 prosent), Jotun (7 prosent), Glitne (10 prosent) og Varg (5 prosent). Enoch var i 2013 ute av produksjon på grunn av tekniske problemer.

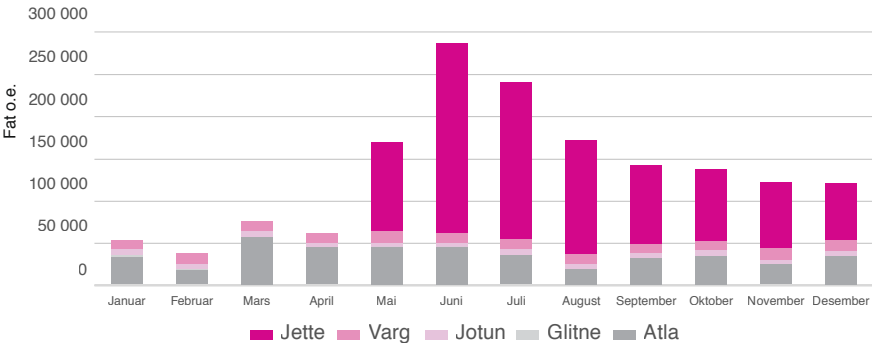
Oljen ble solgt til en gjennomsnittlig pris på 109 amerikanske dollar per fat. En nedgang på fem prosent sammenlignet med 115 amerikanske dollar per fat i 2012.

Viktige Varg. Etter 15 år med produksjon av olje, startet Varg forberedelsene til gassproduksjon i 2013. Siden oppstarten i desember 1998 har feltet produsert rundt 95 millioner fat olje, mens vel 1 000 millioner kubikkmeter gass er injisert i reservoaret. Det er denne gassen som nå skal produseres.

I den opprinnelige planen for utbygging og drift var utvinnbare ressurser anslått til vel 63 millioner fat. Med en foreløpig produksjon på 95 millioner fat har Vargfeltet allerede slått de optimistiske produksjonsprognosene med over 50 prosent.

Glitne. I februar 2013 ble produksjonen på Glitne avsluttet, ni år etter opprinnelig planlagt produksjonsstans. Historien om utvinningen av Glitne illustrerer betydningen av tiltak som fremmer økt oljeutvinning og forlenger levetiden på modne felt. Da produksjonen ble avsluttet 24. februar, hadde feltet produsert 56 millioner fat olje, dobbelt så mye som det opprinnelige anslaget.

Produksjon per måned



Vargfeltet

Varg har en spesiell plass i Det norskets historie. Det var kanskje den viktigste grunnen til at selskapet ble startet.

Etter tre år som operatør planla Hydro å stenge ned feltet i 2002. Partner Statoil støttet det forslaget. En nedstenging ville bety at produksjonsskipet Petrojarl Varg, eid av PGS Production, var uten oppdrag. Når norske myndigheter i 2001 åpnet for nye selskaper på norsk sokkel, så Erik Haugane og Kaare Gisvold i PGS Production muligheten for å starte et oljeselskap. Og slik gikk det. PGS Petroleum (senere Pertra) betalte seks kroner for 70 prosent av Varg. Produksjonen fortsatte, og ble en suksess. I 2005 ble Pertra solgt til Talisman Energy for over en milliard kroner. Pertra (senere Det norske) beholdt en fem prosent eierandel i feltet.

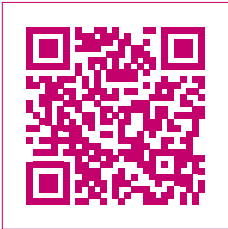
I likhet med Pertra var Talisman villig til å satse på feltet. Nye brønner ble boret og bruk av ny teknologi gjorde at Varg fremover fikk en svært god produksjon og god lønnsomhet. Varg har overgått alle prognoser, både for levetid og produksjon. Etter at feltet ble planlagt stengt ned har produksjonen vært på nærmere 70 millioner fat.



◀ Godt samarbeid med Exxon:

Jette produserer fra to under-vannsbrenner som er koblet til Jotunplattformen. Det norske er godt fornøyd med samarbeidet med driftsoperatør Exxon på Jotun.

Foto: Det norske



Film: fullverdig oljeselskap med produksjonsstart på Jette.

▼ Driftes fra Trondheim:

Fra Trondheim har driftsenheten direkte tilgang til samtdsdata for overvåkning av brønner og produksjonen på Jette. T.v. driftssjef for Jette, Håvard Borthne og t.h. driftsdirektør Erling Ronglan.

Foto: Thor Nielsen

Jettefeltet

Jette ligger i den sørlige delen av Nordsjøen, seks kilometer sør for Jotunfeltet. Feltet ble funnet i 2009 og er et av de minste i Nordsjøen.

Partnere:

Det norske 70% (O)
Petro 30%





Ingen avvik i Singapore: I november gjennomførte Det norske en helse-, miljø- og sikkerhetsinspeksjon på SMOE sitt verft i Singapore. Til venstre HMS-leder Gaute Solberg og leder for kontrakt og innkjøp for plattformdekket, Tonje Foss. **Foto:** Headspin

DET ALLER VIKTIGSTE

Ingen skader på mennesker eller miljø, ingen pålegg fra norske myndigheter og solid planlegging av helse-, miljø- og sikkerhetshensyn på Ivar Aasen var sentralt i **Det norske** HMS-arbeid i 2013.

Det norske har i 2013 hatt et bredt spekter av operativ aktivitet. På letesiden gjennomførte Det norske en letebrønn på Augunshaug-prospektet i lisens 542 i Nordsjøen. Selskapet gjennomførte seismiske undersøkelser i Barentshavet, og innhentet havbunnsseismikk på Ivar Aasen. I forbindelse med utbygging og forberedelser til produksjon på Jette hadde selskapet betydelig maritim aktivitet med installering av beskyttelsesstrukturer over produksjonsutstyr på havbunnen. Alle operasjonene ble gjennomført med gode resultater og uten merknader på helse, miljø og sikkerhet.

Sikkert med Aasen. I utbyggingen av Ivar Aasen er helse, miljø og sikkerhet et sentralt

element i alle deler av utbyggingsprosjektet. Teknisk sikkerhet, barrierestyring og forebygging av storulykkerisiko, samt sikring av gode løsninger for driften står sentralt. Det norske er opptatt av å bygge en plattform som gir et godt arbeidsmiljø, og hvor ytre miljøhensyn er godt ivare tatt.

Vurderinger av helse, miljø og sikkerhet har systematisk inngått i kontraktstildelingene og i oppfølgingen av leverandørene. I løpet av 2013 gjennomførte Det norske to samlinger for toppledere og HMS-ledere fra leverandørene i prosjektet. Tema for samlingene var blant annet helse, miljø og sikkerhet i design, etterlevelse av prosjektets mål og krav til sikkerhet, og betydningen av samhandling på tvers av disipliner og

leverandører. Alle leverandører har forpliktet seg til prosjektets mål for helse, miljø og sikkerhet, og har underskrevet prosjektets HMS-forpliktelse.

Petroleumstilsynet gjennomførte i juni tilsyn med arbeidsmiljø og materialhåndtering, og i oktober med prosessintegritet og barrierestyring. Begge tilsynene ble gjennomført i tilknytning til Ivar Aasen-utbyggingen og ingeniørstudier som gjøres ved prosjektkontoret i Woking, London. Funn fra tilsynene blir systematisk fulgt opp.

Miljø. Utslipp til miljøet og kjemikalieforbruk fra boreoperasjonene rapporteres årlig til Miljødirektoratet. Det har i 2013 ikke vært rapporteringspliktige uforutsette utslipp til



HMS-mål

Det norskes mål innen helse, miljø og sikkerhet er å:

Unngå skade på personell, miljø og økonomiske verdier.

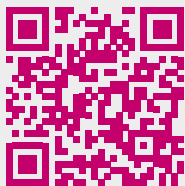
Drive vår virksomhet slik at vi unngår arbeidsrelatert sykdom, sikrer anleggenes tekniske integritet og unngår pålegg fra norske myndigheter.

Det norske skal oppnå disse målene gjennom å integrere hensynet til helse, miljø og sikkerhet i alle selskapets aktiviteter. Disse hensynene skal overordnes andre foretningsforhold.

Det norske skal være en god arbeidsgiver og oppdragsgiver. I all aktivitet tas helse og sikkerhet alvorlig og følges opp.

Det norske holdning er at uønskede hendelser kan unngås.

Å fremme sunne holdninger samt å utvikle en god kultur for helse, miljø og sikkerhet er viktig for å nå våre mål.



Film: helse, miljø og sikkerhet i utbyggingen av Ivar Aasen.

miljøet. Planlagte utslipp var innenfor gitte tillatelser. Det norske arbeider for å redusere mengden kjemikalier og å bytte ut mulige miljøfarlige kjemikalier. Det norske arbeider også for å redusere avfallsmengden.

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, som skipsfart og fiskeri. Det norske hadde i 2013 ingen rapportering-spliktige uforutsette utslipp til sjø.

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.

Storulykkerisiko. Det norske arbeider systematisk med forebygging av storulykker

i selskapets virksomhet. I forbindelse med oppstart av drift på Jette ble den tekniske integriteten på undervanns- og produksjonsanlegget nøye testet. I utbyggingen av Ivar Aasen arbeider selskapet systematisk med risikoreduserende tiltak.

Sentralt i forebygging av storulykke på Ivar Aasen er barrierestyring. God styring av tekniske, operasjonelle og organisatoriske barrierer og forankring på alle ledelsesnivå er helt avgjørende i dette arbeidet. Barrierestyring står sentralt i alle deler av prosjektet, og er integrert i ingeniørstudier, bygging, forberedelser til drift, innenfor produksjonsboring samt i grensesnittet mellom de ulike aktivitetene.

Nye tiltak etter Macondo. Etter Macondo-ulykken i Mexicogulfen, i april 2010, er nye tiltak for forebygging av storulykker etablert i

bransjen. Disse er også innført i Det norske. Relevante NORSOK-standarder for boring er revidert på bakgrunn av Macondoulykken, og Det norske implementerer disse i et eget styringssystem.

Et annet læringspunkt etter Macondoulykken var behovet for et enhetlig ledelsessystem med en ensartet organisering av beredskap hos ulike aktører. Ved lik aksjonsledelse og organisering av beredskap, kan ulike myndigheter og operatør-selskap samarbeide bedre i en beredskaps-situasjon. Dette er spesielt relevant ved større hendelser som krever langvarig innsats med mye personell. Det norske har sammen med myndighetene deltatt i bransjens arbeid med å utvikle dette, og har i 2013 utviklet planer for slik beredskap i egne operasjoner.

Beredskap. Det norske har det siste året lagt stor vekt på videreutvikling av kvaliteten på selskapets beredskap og tilrettelegging for nåværende og fremtidig aktivitet. Med produksjonsstart på Jette styrket selskapet beredskapen med en kontinuerlig operasjonell vaktordning. I forbindelse med utbyggingen av Ivar Aasen har Det norske opprettet kontorsteder og aktiviteter i utlandet. Følgelig har selskapet etablert beredskapsplaner og en beredskapsorganisasjon som dekker eventuelle hendelser på disse arbeidsstedene.

Det norske samlete beredskapsorganisasjon består av godt skolert personell som jevnlig trener på håndtering av hendelser gjennom forberedte beredskapsøvelser. Det er et betydelig antall personer på vakt til enhver tid for å håndtere en eventuell hendelse.

Det norske er medlem i Operatørenes

forening for beredskap (OFFB), som er en sentral aktør i selskapets beredskapsarbeid. Sammen med OFFB gjennomførte Det norske flere beredskapsøvelser i 2013, derav to heldagsøvelser. Den ene omhandlet utbyggingen av Ivar Aasen med en hendelse i Singapore, mens den andre var knyttet til leteboring på Augunshaug.

Det norske har solid oljevernkompetanse og deltar aktivt i NOFO, Norsk Oljevernforening For Operatørselskap. NOFO er spesialtrent for å håndtere oljevernaksjoner. Det norske har vært medlem i NOFO siden selskapet ble etablert, og deltar med vaktgående personell i NOFOs operasjonsgruppe. Dersom Det norske skulle bli ansvarlig for et oljeutslipp, vil NOFO få en sentral rolle i arbeidet med å begrense skader og samle opp olje.

OFFB

Det norske var sentral i etableringen av Operatørenes forening for beredskap (OFFB) i 2009. OFFB er Det norske og de andre medlemsbedriftenes andrelinjeberedskap. Fire år etter opprettelsen har antall medlemsbedrifter steget fra tre fullverdige medlemmer i 2009 til 11 fullverdige medlemmer i 2013.

I tillegg til å håndtere andrelinjeberedskap for selskapene, bidrar senteret aktivt til selskapenes kompetansebygging, beredskapstrening og beredskapsplanlegging. OFFB har opprettet et senter for utvikling av beredskapskompetanse, herunder håndtering av pårørende.



Friske penger

Et solid og **godt arbeid med finansiering** i 2013 sikrer utbyggingene av Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

Det norske har en solid økonomi. Egenkapitalandelen var på 31 prosent, likviditeten var god med 1,7 milliarder kroner på bok og selskapet hadde betydelige ubrukte gjeldsrammer ved utgangen av 2013. Et solid og godt arbeid med finansiering har lagt grunnlaget for utbyggingene av Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

I juni utstedte Det norske et obligasjonslån og hentet inn 1 900 millioner kroner i frisk kapital. I volum rangerer lånet blant de aller største høyrenteobligasjonslånene som er utstedt i det norske markedet. Dette var andre

gang Det norske utsteder et usikret obligasjonslån. Lånet vil bidra til finansieringen av utbyggingen av Johan Sverdrup og Ivar Aasen. Obligasjonen har løpetid ut sommeren 2020 og en kupongrente basert på tre måneders NIBOR pluss 5,0 prosent.

I september fullførte selskapet en refinansiering av sin rullerende kredittfasilitet. Med den nye kredittfasiliteten ble trekkrammen økt fra 500 millioner amerikanske dollar til 1 000 millioner amerikanske dollar. Avtalen inneholdt også en mulighet til å øke lånet ytterligere med 1 000 millioner amerikanske dollar. Fasiliteten har

en løpetid på fem år og forfaller i 2018.

"Vi er svært fornøyde med støtten Det norske har fått fra ledende banker. Dette styrker Det norskes likviditet i takt med at selskapet har startet på utbyggingen av Ivar Aasen-feltet som operatør og står foran en stor utbygging av Johan Sverdrup-feltet. Bankenes vilje til å investere i trekkrettigheten understreker kvaliteten på selskapets eiendeler," sier finansdirektør Alexander Krane i Det norske.

Aksjen. Det norske oljeselskap ASA er notert på Oslo Børs med tickerkode DETNOR. Ved årsskiftet var aksje verdien på 66,70 kroner per aksje, noe som tilsvarte en markedsverdi på 9,4 milliarder kroner. Dette er lavere

enn markedsverdien ved inngangen på året og kommer som en følge av at aksjekursen falt 16 prosent en av de siste dagene i desember. Det norske-aksjen har siden 22. juni 2012 vært registrert på OBX-indeksen og er med det en av de 25 mest likvide aksjene på Oslo Børs. Aksjene i Det norske er fordelt på 5 763 aksjekonti. Likevel er eierskapet relativt konsentrert. Ved utgangen av 2013 kontrollerte de 30 største kontiene 77 prosent av aksjekapitalen. Det norske har en sterk industriell eier, Aker Capital AS, som eier 49,9 prosent av aksjene i selskapet. Den geografiske fordelingen av aksjonærene har vært relativt stabil gjennom 2013. Ved utgangen av året var 87,5 prosent av aksjekapitalen kontrollert av norske statsborgere og

20 største aksjonærer per 31.12.2013

	Antall aksjer	Andel
Aker Capital AS	70 339 610	49,99%
Folketrygdfondet	8 339 094	5,93%
Odin Norge	2 645 420	1,88%
Verdipapirfondet DNB Norge Selekti	2 279 125	1,62%
Odin Norden	1 933 769	1,37%
Clearstream Banking S.A.	1 555 695	1,11%
Varma Mutual Pension Insurance	1 445 000	1,03%
KLP Aksje Norge VPF	1 325 144	0,94%
JP Morgan Chase Bank, NA	1 166 346	0,83%
Danske Invest Norske Instit. LI.	1 156 849	0,82%
Tvenge	1 100 000	0,78%
Verdipapirfondet DNB Norge (IV)	1 081 909	0,77%
VPF Nordea Kapital	1 080 784	0,77%
Fondsfinans Spar	1 075 000	0,76%
VPF Nordea Norge Verdi	1 025 804	0,73%
JP Morgan Clearing Corp.	910 648	0,65%
Kommunal Landspensjonskasse	880 000	0,63%
Skandinaviska Enskilda Banken AB	800 916	0,57%
Statoil Pensjon	800 647	0,57%
Danske Bank	765 230	0,54%



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, samt 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 31.12.2013 var åtte prosent av aksjekapitalen registrert på nomineekontoer.

Eierstyring. Det norske oljeselskap ASA følger retningslinjene gitt i Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse. I tråd med anbefalingen er det vedtatt etiske retningslinjer for selskapet, selskapets tillitsvalgte og ansatte. Det norske legger avgjørende vekt på å opptre i henhold til lover og etiske retningslinjer. Samfunnsansvar skal demonstreres i måten vi opptrer på, kvaliteten i arbeidet, våre produkter og i hele vår virksomhet. Selskapets etikk strekker seg lenger enn bare etterlevelse.

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

Aksjen 2013



Etiske retningslinjer og antikorrupsjon

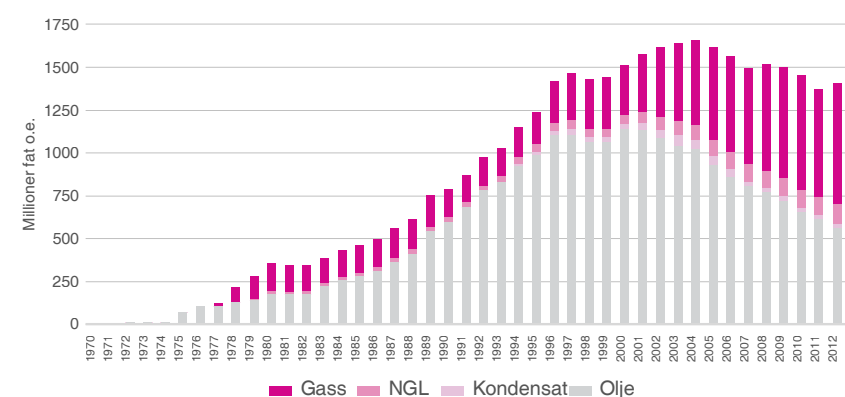
Det norske har nulltoleranse for korrupsjon i alle aktiviteter. Selskapets etiske retningslinjer oppdateres årlig. Grunnlaget for innkjøp i Det norske er konkurrerende budgivning og prinsipp for ikke-diskriminering, likebehandling og transparente anbudsprosesser. Selskapet er forpliktet til å benytte 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 arbeidsstandards.

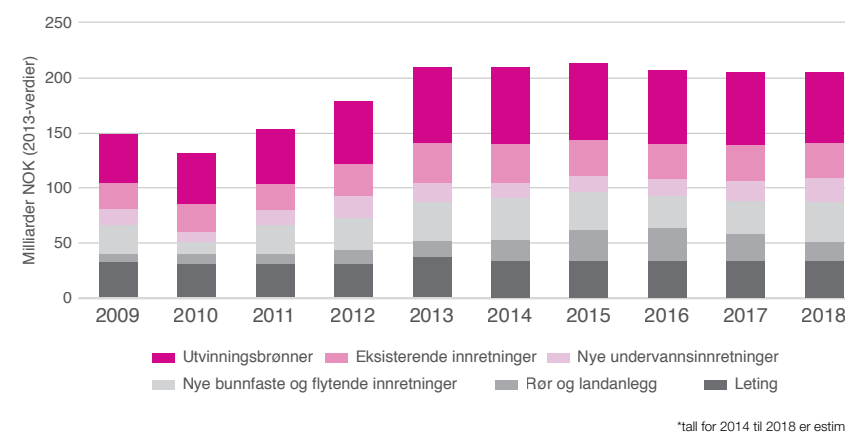
I 2014 vil Det norske legge ytterligere vekt på etikk og antikorrupsjon ved å utføre risikovurderinger samt introdusere et antikorrupsjons-program for de ansatte. I tillegg skal Det norske vurdere hvordan prinsippene i FNs Global Compact har innvirkning på selskapets aktiviteter.

Sokkelåret 2013

Petroleumsproduksjon



Investeringer*



Oljepris (Brent Blend)



Leting

20 nye funn ble gjort i 2013, syv flere enn i 2012. Syv av funnene var i Nordsjøen, åtte i Norskehavet og fem i Barentshavet. Ressursene i disse funnene utgjør mellom 504 og 1032 millioner fat oljeekvivalenter. Leteaktiviteten var størst rundt Utsirahøyden i Nordsjøen. 59 brønner ble påbegynt i 2013, av disse 45 letebrønner og 14 avgrensingsbrønner.

Produksjon

I 2013 ble det produsert 1345 millioner fat oljeekvivalenter. Dette er 313 millioner mindre enn i rekordåret 2004, og 69 millioner mindre enn i 2012. Fire nye felt kom i produksjon i 2013, ett av dem var Jette.

Utbygging

Myndighetene godkjente fire utbygginger i 2013. Det norske er med på to av disse, Ivar Aasen og Gina Krog. 13 felt er for tiden under utbygging på sokkelen.

Investeringer og verdiskaping

Investeringene for 2013 antas å ende på 173 milliarder kroner. Oljedirektoratet forventer at det høye aktivitetsnivået i petroleumssektoren vil fortsette, men at veksten kommer til å stoppe opp. Til nå har veksten skyldtes økt aktivitet og en betydelig kostnadsøkning i ulike leverandørmarkeder. Petroleumsnæringen sysselsetter i dag om lag 43 000 personer, men over 250 000 arbeidsplasser kan direkte eller indirekte knyttes til aktiviteten på norsk sokkel. Olje- og gassvirksomheten har de siste årene stått for nær 50 prosent av all norsk eksport og omlag 26 prosent av statens inntekter.

Kilder: Oljedirektoratet, Norsk olje og gass

Måleenheter for olje og gass

1 000 sm³ gass = 1 sm³ oljeekvivalenter

1 sm³ olje = 1 sm³ oljeekvivalenter

1 sm³ olje = 6,29 fat

1 fat = 159 liter

God på bunnen

Forbedring av teknologi og utvikling av nye arbeidsmetoder er avgjørende for utviklingen av **Det norske** som selskap, og petroleumsnæringen som bransje.

Det norske ønsker å heve kompetansen i bransjen, og er spesielt opptatt av utvikling av undergrunnsfagene. I 2013 støttet selskapet forsknings- og utviklingsprosjekter til en verdi av 59 millioner kroner.

Best på geologisk forståelse. Leting har vært Det norske kjernevirksomhet siden oppstarten, og er selskapets prioritet innen forskning. Det norske ønsker å være best i klassen på geologisk forståelse. Både i antall prosjekter og i antall kroner dominerer undergrunnsfagene, hvor det i 2013 ble brukt i underkant av 33 millioner kroner.

Ett av prosjektene ser på hvordan informasjon fra boreoperasjoner kan utnyttes bedre. Gjennom prosjektet har Det norske bidratt i utviklingen av nye analysemetoder. Metodene har gjort det mulig å se enda grundigere på geologien og de geologiske prosessene i boreoperasjoner.

Ser mot nord. Et annet viktig område for forskningen er nordområdene, med spesiell vekt på Barentshavet. Det norske er involvert i flere forskningsprosjekter som ser på hvordan selskapet og landsdelen kan utvikle kompetanse som er nødvendig for oljeutvinning. Dette for å sikre at landsdelen er i stand til å møte behovene til kommende oljevirkksomhet. Det norske samarbeider blant annet med Universitetet i Nordland (UiN) og

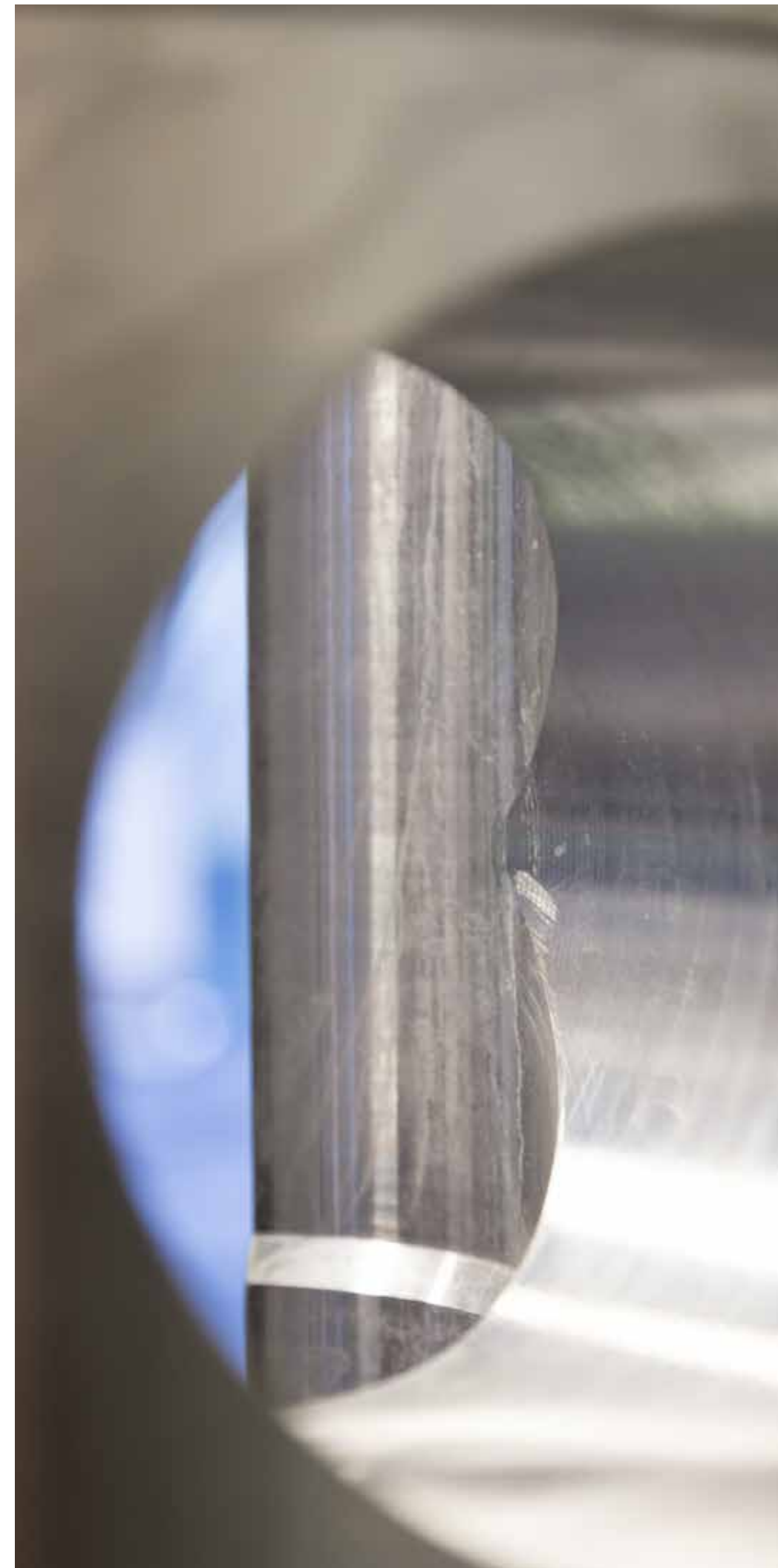
Verftsringen i Nord. Selskapet har bidratt til ISO-sertifisering av fire bedrifter og utdanning av fire lærlinger (se egen sak).

Ett av prosjektene Det norske har støttet er Coldtech, som tar for seg en rekke utfordringer knyttet til operasjoner i arktiske farvann. Prosjektet er delfinansiert av Det norske og ser blant annet på hvor mye is et skipsskrog og andre installasjoner kan tåle. Prosjektet startet i 2009 og er en del av Forskningsløft i Nord. Prosjektet avsluttes i 2014.

I en rapport fra Universitetet i Nordland fikk Det norske i 2013 svært gode skussmål for lokal tilstedeværelse, synlighet og samfunnsengasjement i nord. Rapporten vektlegger bredt samarbeid med alt fra skoler og myndigheter til leverandørindustrien som noen av suksesskriteriene for at arbeidet i regi av Det norske har gitt gode resultater.

Det norske fortsetter finansieringen av to professor II-stillinger i Norge og deltar aktivt i Force-samarbeidet, organisert av Oljedirektoratet, for å bidra til kompetanseheving i og utenfor oljebransjen.

Det norske er hovedsakelig engasjert i eksterne forskningsprosjekter, med interne oppfølgere som garantister for arbeidet. Av i alt 59 prosjekter, berørte 33 problemstillinger knyttet til undergrunnen, mens åtte var relatert til utbygging. Drift, boring og brønnooperasjoner sto for elleve prosjekter, HMS og FoU-administrasjon for syv.



Flere sertifisert

Det norske oljeselskap har tatt grep for å gi nordnorsk leverandørindustri muligheten til å bli kvalifisert leverandør til oljenæringen.

I 2013 fikk tre nye bedrifter overlevert sitt sertifikat fra Det Norske Veritas. Det gjelder Teknor (ISO 14001), Blokken Skipsverft (ISO 9001) og Maritim Sveis (ISO 9001).

Det norske har med sitt engasjement for landsdelen bidratt med midler slik at leverandørene i dag er ledende når det gjelder sertifisering innenfor kvalitetssikring, helse, miljø og sikkerhet. Over en periode på tre år har 16 bedrifter blitt kvalifisert som leverandører.

Finansiering fra Det norske har gjort det mulig å bli kvalifisert som leverandør i petroleumsbransjens felles register, Achilles JQS. Med denne kvalifiseringen får bedriftene tilbud om sertifisering innenfor ISO 9001 og 14001, noe som er helt nødvendig for å bli vurdert som leverandør. Etableringen av store ingeniørbedrifter i Harstad og Tromsø gjør at nærheten til kundene også er blitt bedre.



Lofoten: Ballstad Slip AS var første ISO-sertifiserte bedrift i regi av Det norske. Her fra overleveringen av sertifiseringsbeviset.



Samfunnsengasjement

Med **engasjement** kommer vi alltid litt lengre, både som mennesker og som selskap.

Samfunnsengasjementet er en viktig del av fundamentet i Det norske, som siden oppstarten har hatt som mål å bidra positivt til samfunnet. Det norske støtter tiltak som er direkte knyttet til vår virksomhet som oljeselskap, tiltak som er samfunnsnyttige og tiltak som kan være til glede for våre ansatte.

Ett av selskapets viktigste prosjekter er bygging av skoler i Rwanda, i samarbeid med UNICEF. Sammen med Kaizers Orchestra har Det norske siden 2008 støttet *Schools for Africa*-prosjektet og bidratt med bygging av skoler i Kamunyi-distriktet i Rwanda. Siden oppstarten har ti skoler blitt bygd eller utbedret. Over 10 000 elever har gjennom prosjektet fått bedre

skoler, læringsmiljø og lærere som har fått videreutdanning.

Det norske er også en betydelig sponsor for Det Norske Teatret i Oslo, Trøndersk Matfestival, Nidarosdomens guttekor og Trondheim Jazzfestival. Av andre sponsorprosjekter støtter selskapet lokal breddeidrett, kultur og samfunnsprosjekt foreslått av de ansatte. I 2013 ga selskapet støtte til over 60 slike prosjekter, de fleste innenfor idrett og kultur for barn og unge.

Det norske samarbeider med skoler, universitet, organisasjoner og næringsliv. I 2013 inkluderte dette arbeidet undervisning i geofag i den videregående skolen, og mer aktiv informasjon mot studenter i høyere utdanning, hovedsakelig ved NTNU.



▲ **Utdanning:** Det norske har siden 2008 støttet UNICEFs skolebyggingssprosjekt i Rwanda.

◀ **Kultur:** I 2013 inngikk Det norske et samarbeid med Nidarosdomens guttekor i Trondheim.

▼ **Idrett:** Det norske var med som hovedsponsor av rulleskirennets Midtbyssprinten i Trondheim. Petter Northug jr. vant rennet i øsende regnvær.



Hulda i hundre

Det norske har eit langvarig samarbeid med Det Norske Teatret.

I 2013 feira teatret at det var 100 år sia den første framsyninga. Opninga var i Kristiansand 2. januar 1913 med mellom anna *Ervingen* av Ivar Aasen og *Rationelt fjøsstell* av Hulda Garborg på programmet.

Det Norske Teatret er ein del av ei folkerørsle der vidareføringa av Ivar Aasens målreisingsarbeid var både mål og middel. I føremålsparagrafen for teatret frå 1913 står det derfor at ein skal "syna fram skodespel på norsk mål i bygd og by". Inspirasjon til "målteatret" hadde Hulda og Arne Garborg henta i Berlin, frå sine reiser dit i 1890-åra og omgangen med kunstnarar ved *Freie Volksbühne*, eit folkeleg selskap for litteratur og teater.

Før teateret ble skipa spelte ei gruppe amatørar kalla Det Norske Spellaget. *Ervingen* var på programmet også då. Dei reiste på turné og blei møtt med pipekonsertar både i Hamar og Trondhjem. Det var lyden av den norske språkstriden.

I 2014 skal Det Norske Teatret setta opp eit stykke om Ivar Aasen, støtta av Det norske.

Bratt i Bråløypa

Sammen med Oddvar Brå og Trondheim kommune har Det norske etablert og finansiert merkingen av Bråløypa, en testløype for idrettsutøvere i langrenn i Bymarka i Trondheim. 11. september 2013 ble Bråtesten gjennomført for første gang som et åpent løp.

Da Oddvar Brå utviklet Bråtesten i 2006, var målet å lage en test som gir gode indikasjoner på fysisk kapasitet. Gjennom årene har et utall langrennsløpere sjekket formen ved å gjennomføre denne testen. I dag benyttes den jevnlig av blant andre Team Trøndelag og langrennsløperne ved idrettslinja på Heimdal videregående skole. Bråtesten er fem kilometer lang og har en høydeforskjell på 207 meter.



Trives sammen

Det rekordlave sykefraværet i 2013 **bekrefter at folk trives** med å jobbe i Det norske, og med hverandre.



Spennende arbeidsoppgaver i Norges viktigste næring, i et miljø med faglig dyktige og hyggelige kollegaer, hvor de ansatte får ansvar og ser synlige resultat av jobben de gjør. Slik kan arbeidsmiljøet i Det norske oppsummeres. Det rekordlave sykefraværet i 2013 bekrefter at folk trives med å jobbe i Det norske, og trives med hverandre.

Det totale sykefraværet i 2013 utgjorde 1,8 prosent, en nedgang fra 2,4 prosent i 2012 og 3,4 prosent i 2011. Totalt var det ved årsskiftet 230 ansatte fordelt på selskapets fem kontorsteder; Trondheim, Oslo, Harstad, London og Singapore. Høyt aktivitetsnivå, hovedsakelig på grunn av utbyggingen av Ivar Aasen-feltet, førte til en økning i antall ansatte. I 2013 ble det ansatt 38 personer, mens 17 personer sluttet. Seks av de som sluttet tilhørte stavangerkontoret, som ble besluttet nedlagt i 2011. Medregnet denne kontornedleggelsen hadde Det norske i 2013 en utskifting av ansatte på fem prosent.

Det norske gjennomfører en arbeidsmiljøundersøkelse annethvert år, sist i 2012. Undersøkelsen hadde høy svarprosent, og viste forbedringer på de fleste områder siden 2010. Det psykiske og fysiske arbeidsmiljøet oppleves som godt, og de ansatte er motiverte og gleder seg til å gå på jobb. De områdene med mulighet for forbedringer ble fulgt opp i 2013. Ny arbeidsmiljø- og organisasjonsundersøkelse gjennomføres i 2014.

Ansatte i Det norske er organisert i fagforeningene Tekna og IndustriEnergi. I løpet av 2013 inngikk Det norske avtale med NAV om inkluderende arbeidsliv og ble godkjent IA-bedrift. Selskapet tilrettela for arbeidstrening for eksterne arbeidssøkere som er på vei tilbake til arbeidslivet.

Det norske har etablert vernetjeneste på alle kontorstedene inkludert prosjektkontorene. Det er i 2013 gjennomført HMS-runder på kontorstedene, samt evakueringsøvelser. Det er også holdt kurs i hjerte- og lungeredning og førstehjelp, i regi av selskapets

bedriftshelsetjeneste. Selskapet har i løpet av året sørget for at det er hjertestartere ved alle kontorsteder, samt på selskapets konferansested i Sandvika i Verdal.

Likestilling. Selskapet jobber for et likestilt arbeidsmiljø som gir alle like muligheter ut fra kvalifikasjoner og uavhengig av kjønn, etnisk opphav eller funksjonshemming. I desember 2013 utgjorde kvinneandelen 30,4 prosent av arbeidsstyrken, en økning fra 28,5 prosent i 2012. Kvinneandelen i styret er 33,33 prosent. Menn og kvinner med samme stilling, samme erfaring og samme prestasjoner skal i Det norske ha samme lønnsnivå. Stillingstyper, fagområde og antall år med yrkeserfaring påvirker lønnsnivået. Selskapet tilstreber å øke antallet kvinner i mannsdominerte stillinger og fagområder.

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. Det norske samarbeider blant annet med Norsk senter for prosjektledelse ved NTNU og Metier, hvor ansatte har fått tilbud om kurs i prosjektstyring og prosjektledelse.

Selskapet har jevnlig samlinger i de ulike fagmiljøene, og en årlig samling for alle ansatte. Selskapet har obligatorisk todagers samling for nye ansatte. Dette initiativet gjenspeiler selskapets økte innsats for å skape felles kunnskap, kultur og identitet. Introduksjonskurset er en del av Det norske-skolen som er under utvikling.

Det norske har et aktivt bedriftsidrettslag, med lokallag på alle kontorstedene. Selskapet støtter opp om et bredt utvalg av aktiviteter. I 2013 var det 20 aktive grupper.

Det norske eier Sandvika Fjellstue AS. Sandvika brukes av hele selskapet til kurs, samlinger, ledermøter, styremøter og konferanser. I tillegg er Sandvika et tilbud til de ansatte, med mulighet for bruk i fritiden.



▲ **Samarbeid gir resultater:** Faglig dyktige og kollegaer gir et godt arbeidsmiljø. Nederst fra venstre: Vidar Øtnes, Monica Almvik, Kjersti B. Pedersen, Terje A. Pedersen og Hans Arvid Olsen.

Foto: Thor Nielsen.

◀ **Til topps:** Klatregruppa ved hovedkontoret i Trondheim ble startet i juni 2013.

◀ **Sammen i sporet:** Ved alle kontorstedene er det stor aktivitet i bedriftsidrettslaget. I front Randi Klevstad og Egil Aune.

Foto: Thor Nielsen.

Sykefravær

Det norske: 1,8 %

Bedriftene i Norsk Industri: 4,4%
Samlet i Norge: 6,48%



Alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel

En visjon er en forestilling om noe fremtidig, en drøm
å **strekke seg mot.**

Det norske har siden starten vært drevet av visjoner. Under etableringen av Det Norske Oljeselskap i 1971 var visjonen et "folkeaksjeselskap". Da Erik Haugane og medgrunnleggerne startet Pertra i 2001, var visjonen å etablere et fullverdig og selvstendig oljeselskap i Trondheim.

En oljemylle var født og slo seg like godt ned ved Nidelvens bredd. I 2007 ble Pertra fusjonert med den norske delen av DNO og ble til Det norske oljeselskap ASA. Men visjonære ledere slår seg aldri til ro – de vil alltid videre. Visjonen ble derfor raskt å bli nest størst på norsk sokkel. Ambisiøst, vil nok noen hevde.

I en tid da mange tvilte på fremtiden for norsk oljenæring, så Det norske mulighetene. I 2009 fusjonerte Det norske med Aker Exploration. Med Aker inn på eiersiden, ble Det norske ytterligere styrket. Et stabilt, norsk industrielt

eierskap gjorde det mulig å delta i og utvikle prosjekter som Jette, Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

Med funnet av Johan Sverdrup i 2011, kom optimismen i næringen tilbake. Et eventyr av et oljefunn på Utsira-høyden var det som skulle til. Og midt i eventyret sto Det norske. Visjonen var Det norske oljeeventyret fortsetter.

Siden selskapet ble etablert, har Det norske stått for djuve valg på norsk kontinentalsokkel. Selskapet har sett muligheter, ikke begrensninger. Det norske har gått videre når andre har gitt opp.

2013 markerer en ny epoke for Det norske. Målet om å bli et fullverdig oljeselskap, med leting, utbygging og drift, er nådd. Utbyggingen av Ivar Aasen er i gang for fullt, utbyggingsløsning for Johan Sverdrup er valgt og unitisering står for døren. 1. mai 2014 får Det norske en ny administrerende direktør på plass. Karl Johnny



◀ **Januar 2014:** På Røros presenterer arbeidende styreleder Sverre Skogen ny visjon og nye verdier for Det norske. De ansatte har gruppesamtaler og –diskusjoner om de nye verdiene betyr i praksis. Fra venstre Ellen Trolid, Tom Bugge, Asbjørn Brenna, Øyvind Husby, Stephen Town, Håkon Brækken og Terje Børresen.

Foto: Thor Nielsen

Hersvik skal sammen med 250 engasjerte kolleger ta selskapet videre.

Med vår historie, kompetanse og ambisjoner, vil vi fortsette å utfordre etablerte sannheter. Vi skal utforske og utnytte mulighetene på norsk kontinentalsokkel, til det beste for ansatte, investorer og fellesskapet.

I tett dialog med ansatte og ledelse, har styret definert visjonen og verdiene som skal lede selskapet trygt gjennom oppstart på Ivar Aasen og Johan Sverdrup, lisenstilldelinger, leting og drift.

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



◀ **Gruppearbeid:** Stort engasjement om verdiene. Til venstre Ida Sørli Frelsen, Pål Ove Sukka.

Foto: Thor Nielsen

Styret

per 31.12.2013

KITTY HALL

STYREMEDLEM (01)

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

TOM RØTJER

STYREMEDLEM (02)

Tom Røtjer (født 1953) er konserndirektør for prosjekter i Norsk Hydro. Røtjer har hatt flere lederstillinger i Hydro siden 1980 og ansvaret for flere store utbyggingsprosjekt. Fra 1995 til 1998 var han prosjektdirektør for utvikling av Njordfeltet, deretter hadde han det overordnede ansvaret for Hydros teknologi- og prosjektorganisasjon. 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).

JØRGEN C.

ARENTZ ROSTRUP

STYREMEDLEM (03)

Jørgen C. Arentz Rostrup (født 1966) er administrerende direktør i Yara Ghana Ltd. i Yara International. Rostrup har over 20 års fartstid fra Hydro, hvor han i perioden 1991 til 2013 blant annet ledet energivirksomheten, 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 har i tillegg hatt flere ledende posisjoner både i Norge, Singapore og New York.

SVERRE SKOGEN

ARBEIDENDE STYRELEDER (04)

Sverre Skogen (født 1956) har en M.Sc. 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).

INGE SUNDET

STYREMEDLEM (05)

Inge Sundet (født 1963) er boresjef for Ivar Aasen. Han har vært i Det norske siden 2008 og har innehatt flere funksjoner innen boreavdelingen. Sundet er sivilingeniør maskin/NTNU (1988). Han var i Statoil fra 2001-2008, 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.

Hovedledelsen

per 31.12.2013

BÅRD ATLE HOVD

DIREKTØR IVAR AASEN-PROSJEKTET (01)

Bård Atle Hovd (født 1959) er utdannet sivilingeniør fra NTH (NTNU) og har en MBA fra NHH. Hovd begynte i Det norske sommeren 2011. Han har 25 års erfaring innen drift, prosjektutvikling og prosjektgjennomføring fra ConocoPhillips, der han var ansatt fra 1987 til 2011. Før han tiltrådte stillingen i Det norske, hadde han ansvar for prosjektutvikling og PUD for Eldfisk II i ConocoPhillips.

ØYVIND BRATSBERG

VISEADMINISTRERENDE DIREKTØR OG FUNGERENDE DAGLIG LEDER (02)

Øyvind Bratsberg (født 1959) er sivilingeniør fra NTH (NTNU). Han har arbeidet i Det norske siden 2008 og har 25 års erfaring fra flere selskaper, hovedsakelig Statoil, innen markedsføring, forretningsutvikling og drift. Hans kjernekompetanse er innen kommersielle forhandlinger og ledelse, i tillegg til erfaring fra drift av offshoreanlegg og prosjektutvikling. For han tiltrådte stillingen i Det norske hadde han ansvar for tidligfase feltutvikling norsk sokkel i StatoilHydro.

SVERRE SKOGEN

ARBEIDENDE STYRELEDER (03)

Sverre Skogen (født 1956) har en M.Sc. 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 har fungert som arbeidende styreleder siden 1. mai 2013, da Erik Haugane fratrådte stillingen som administrerende direktør. Karl Johnny Hersvik tiltrer som ny administrerende direktør 1. mai 2014.



ANNE MARIE CANNON

NESTLEDER (07)

Anne Marie Cannon (født 1957) har mer enn 30 års erfaring fra olje- og gassindustrien. 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. Hun var styremedlem i Aker ASA 2011 - 2013 og er nå styremedlem i Premier Oil. Anne Marie Cannon har en B.Sc. fra Glasgow University. Cannon er britisk statsborger.

KJELL INGE RØKKE

STYREMEDLEM (08)

Kjell Inge Røkke (født 1958) er næringslivsleder og industriier, 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, 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.

BJØRN THORE RIBESEN

STYREMEDLEM (09)

Bjørn Thore Ribesen (født 1970) er plattformsjef for Ivar Aasen. Han har vært i Det norske siden 2007. Han har tidligere hatt flere funksjoner innen boreavdelingen, og var frem til årsskiftet 2013/2014 leder for Ivar Aasen boring og brønn. Ribesen er sivilingeniør offshore teknologi fra University of Newcastle upon Tyne (1996). Han var i Schlumberger fra 1996-2007, hvor han hadde flere funksjoner innen logging, retningsboring og offshoreledelse.

TONJE FOSS

STYREMEDLEM (06)

Tonje Foss (født 1971) er i dag leder for kontrakt og innkjøp for plattformdekket på Ivar Aasen. Hun er utdannet sivilingeniør fra Universitetet i Stavanger, og har mer enn 15 års erfaring fra oljeindustrien, både i Stavanger og Trondheim. Hun har tidligere arbeidet hos Kværner Rosenberg, Schlumberger og Corrocean. Foss startet i daværende Pertra i 2002 og fortsatte videre i Det norske.

ALEXANDER KRANE

FINANSDIREKTØR (04)

Alexander Krane (født 1976) er utdannet siviløkonom ved Handelshøgskolen i Bodo og har en MBA fra Norges Handelshøyskole. Han er også statsautorisert revisor. Krane kom til Det norske i september 2012 fra stillingen som økonomidirektør i Aker ASA, og har tidligere arbeidet i Norse Energy Corp. ASA. Han har også en fortid som revisor i KPMG i Norge og i USA.

ODD RAGNAR HEUM

DIREKTØR ASSET JOHAN SVERDRUP (05)

Odd Ragnar Heum (født 1955) er utdannet sivilingeniør i petroleum geovitenskap fra NTH (NTNU). Heum ble ansatt i Det norske våren 2008. Han har mer enn 30 års erfaring fra norsk og internasjonal oljeindustri. Heum har tidligere jobbet med leting og forretningsutvikling i Statoil, Saga, Hydro og StatoilHydro.

ANITA UTSETH

DIREKTØR FORRETNINGSSTØTTE OG FUNGERENDE LETEDIREKTØR (06)

Anita Utseth (født 1966) har en mastergrad i maskin fra NTH (NTNU) og en mastergrad i energi- og miljøledelse fra Scuola Superiore Enrico Mattei i Milano. Utseths ansvarsområde inkluderer faglig oppfølging av helse, miljø og sikkerhet, personal og administrasjon, IKT, kvalitet, samt selskapets forsknings- og utviklingsarbeid. Tidligere har Utseth jobbet som statssekretær i OED, innehatt flere stillinger i Pertra, samt i Direktoratet for naturforvaltning og Oljedirektoratet. Utseth har fungert som selskapets letedirksom siden Bjørn Martinsen fratrådte sin stilling i september 2013.

VALGKOMITEEN i 2013 besto av Kjetil Kristiansen (leder), Finn Haugan og Hilde Myrberg.

BEDRIFTSFORSAMLING ble vedtatt opprettet av generalforsamlingen avholdt 17. april 2013. Bedriftsforsamlingen besto i 2013 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, Ilor Roberts, Kjell Martin Edin.

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

Avgrensningsbrønn - Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumsforekomst 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/ulempere.

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 breddeminutter og 20 lengdeminutter, 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.

Eksogen geologi – er kunnskap om de ytre prosesser som endrer overflaten i sjø eller på land, dvs. klima og klimarelaterte prosesser. I motsetning til endogen geologi som omhandler prosesser fra jordas indre, som vulkaner, jordskjelv og magmabergarter.

Fat olje – Et amerikansk rommål. Ett fat tilsvarer 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.

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.

Havbunnssseismikk - Havbunnssseismikk (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. Havbunnssseismikk er anerkjent som

den beste teknologien til å avbilde geologien for leting etter olje og gass.

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

IA-bedrift – IA står for inkluderende arbeidsliv. En IA-bedrift har inngått en samarbeidsavtale med NAV. IA-avtalens overordnede mål er å forebygge og redusere sykefravær, styrke jobbnærveret og bedre arbeidsmiljøet, samt hindre utstøting og frafall fra arbeidslivet.

ISO-sertifisering - ISO-standarder er utgitt av International Standard Organization. Standardene er utviklet for å veilede virksomheter i kvalitetsstyring. ISO-sertifikat utstedes av godkjente sertifiseringsorgan, 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.

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.

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.

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 kjennetegnes 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 investoren. 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 Barentsregionen 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.

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 rettighetshavers 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.

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 delen 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.

Ord og uttrykk

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.

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 petroleumsloven 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.

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 operatøre eller rettighetshaver 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.

Undergrunnsfag – Disse undervisningsfagene inkluderer blant annet geologi, geofysikk og reservoarteknikk.

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.

Uoppdagede 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.

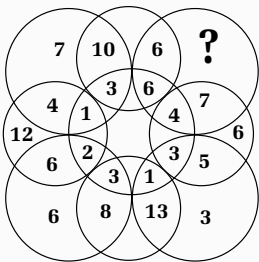
Utvinningsgrad - Forholdet mellom petroleumsmengde som kan utvinnes fra en forekomst og petroleumsmengde opprinnelig til stede i forekomsten.

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.

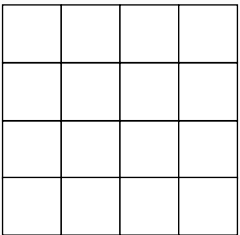
Oljenøtter

Oppgave 1



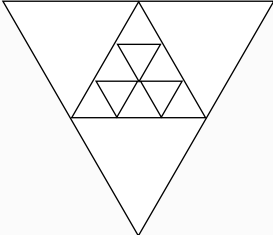
Hvilket tall er det som mangler?

Oppgave 2



Hvor mange kvadrater ser du?

Oppgave 3

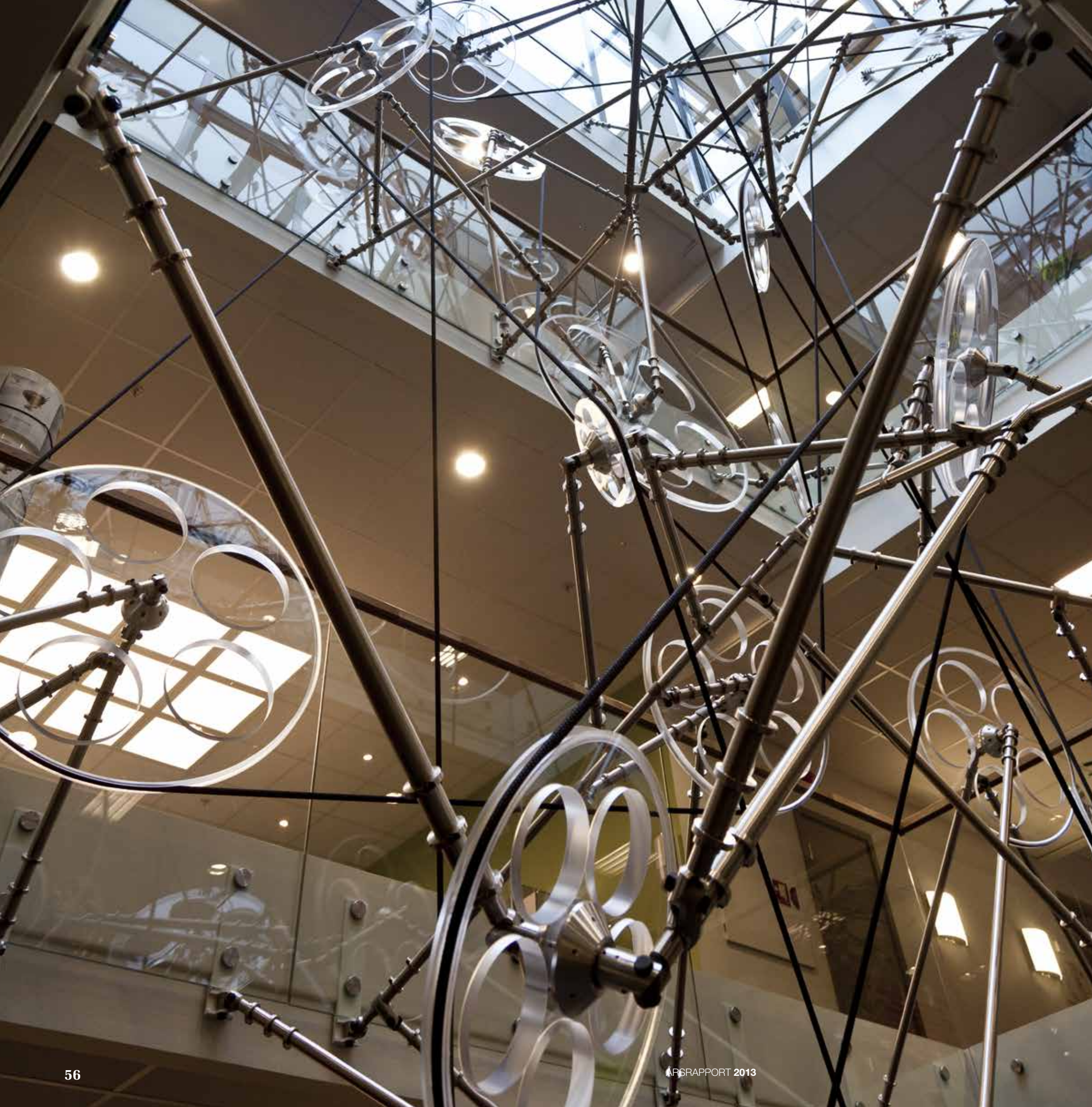


Hvor mange trekanter ser du?

Poengjakt

	20 poeng	15 poeng	10 poeng	5 poeng	1 poeng
PERSON	Han ble født i Oslo 5. november 1917 og var norsk politiker, diplomat og jurist. Han har blitt omtalt som en av de store nordmenn i dette århundre.	Han var statsråd i Trygve Brattelis og Odvar Nordliss regjeringer. Først som handelsminister, deretter som Norges første, og hittil eneste, havrettsminister i 1974-1978	Fra 1985 til 1994 var han folkerettsdommer ved Den internasjonale domstolen i Haag. Han forhandlet fram Norges handelsavtale med EF i 1972. Sammen med Arne Treholt forhandlet han også fram den omstridte Gråsone-avtalen.	Som ekspedisjonssjef i Utenriksdepartementet spilte han en svært viktig rolle for norsk petroleumsvirksomhet. Han deler fornavn og partiløshet med tidligere statsminister Jens Stoltenberg.	Sammen med Carl August Fleischer og Leif Terje Løddesøl stod han sentralt i å sikre statens interesser i oljevirksomheten. Deres forslag om det første rammeverket for petroleumsvirksomheten og som sikret staten inntekten fra oljevirksomheten, ble kongelig resolusjon av 9. april 1965.
TEKNOLOGI	Utviklingen av denne teknologien har spart oljebransjen for millioner av kroner. Utviklingen startet i 1979 og ideen ble unnfanget av to forskere på Institutt for energiteknikk.	Teknologien fikk i 2012 Aftenpostens pris for Norges beste oppfinnelse etter 1980.	Teknologien er tatt i bruk av oljeselskap over hele verden. Teknologien gjør det mulig å føre olje, gass og vann i samme rør fra en plattform til en annen. Tidligere har de samme komponentene måttet transporteres i tre forskjellige rør.	Utviklingen av teknologien har funnet sted på Tiller i Trondheim. SINTEF, Statoil, Saga og Norsk Hydro har alle vært viktige bidragsyttere i utviklingen.	Teknologien består av beregningsprogrammet OLGA som simulerer transport av olje, gass og vann gjennom samme transportledning.
FELT	Feltet er ett av verdens ti største oljefelt. Da det ble funnet var det verdens største oljefelt til havs.	Feltet ligger i et område hvor havdybden er 70 til 75 meter. Produksjonen av olje fra feltet har ført til at havbunnen i området har sunket med ti meter.	Feltet har hatt status som teknisk-industrielt kulturminne fra 2005.	Feltet ligger i blokk 2/4 i den sørlige delen av Nordsjøen. Feltet var det første norske feltet som kom i produksjon.	Boringen ble gjort av Philips Petroleum med riggen Ocean Viking og startet 21. august 1969. På grunn av fare for en ukontrollert utblåsning ble brønnen plugget og riggen flyttet 1 km. Etter mye dårlig vær ble boringen gjenopptatt i desember, og lille julaften samme år bekreftes funnet som bekrefter at Norge var blitt en oljenasjon.
ÅRSTALL	DNO fikk sin første lisensandel på norsk sokkel dette året	I Norskehavet ble funnet av Draugenfeltet en realitet dette året. Draugenfeltet var den første utbyggingen i Norskehavet.	Et viktig oljepolitisk kompromiss blir inngått dette året. Bakgrunnen for kompromisset var Statoils altfor store makt over avgjørelsene på norsk sokkel	Det første store driverdige funnet av gass, Snøhvitfeltet, blir gjort i Barentshavet dette året.	Kompromisset ble omtalt som "oljeforliket" og resulterte i etableringen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE); forgjengeren til det som i dag er Petoro. Dette året blir også OL arrangert i Sarajevo.
METODE	Denne vel anvendte metoden i oljevirksomheten har utviklet seg fra den klassiske jordskjelv-forskningen på begynnelsen 1900-tallet.	Etter introduksjonen av magnetbåndopptak på 1950-tallet ble kvaliteten på metoden betraktelig forbedret. Nå ble det mulig å gjøre enkel dataprosessering som filtrering og NMO.	Under den første verdenskrig ble metoden brukt til å lokalisere artilleri. I dag blir metoden også brukt til kartlegging av vannforekomster i forbindelse med tunnelbygging og miljøstudier av jorda.	I 1962 ble metoden tatt i bruk for å kartlegge norsk kontinentalsokkel. Metoden er basert på målinger av den tiden lydbølger bruker på å forplante seg gjennom bergarter.	Metoden avbilder undergrunnen og kartlegger mulige petroleumssressurser. Resultatet er en profil som viser geologiske strukturer.
GEOLOGI	Bergarter fra denne geologiske alderen er datert til fra 206 til 146 millioner år siden. I denne perioden var klimaet varmt og fuktig, og langs kysten av Norge levde dinosaurer og flygeogler.	I denne geologiske perioden ble superkontinentet Pangea ytterligere splittet opp i mindre kontinenter.	Enorme mengder sand ble avsatt i denne perioden. Sandavsetningene har dannet reservoarbergarter av denne alder som i dag dominerer i funnene i Nordsjøen.	Noen av de beste sandsteinsreservoarene finner vi i denne alderen, blant annet i Johan Sverdrup-reservoaret.	Steven Spielberg har gjort denne geologiske tidsalderen til allemannsleie gjennom en film fra 1993.

Løsning poengjakt: Jens Evensen, Flørefaseteknologi, Ekofisk, 1984, Seismikk, Jura.
Oppgave 1: Summen i hver sirkel skal være 25, så her mangler tallet 2.
Oppgave 2: 1x1=16 stk, 2x2= 9 stk, 3x3= 4 stk, 4x4= 1 stk = 30
Oppgave 3: 1x1= 9 stk, 2x2= 3 stk, 3x3= 4 stk, 6x6= 1 stk = 17



Styrets årberetning og årsregnskap 2013

Innhold

Styrets årberetning	58
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	70
Årsregnskap med noter	79
Erklæring fra styret og administrerende direktør	126
Revisors beretning	127

Kjære medaksjonærer

STYRETS ÅRSBERETNING

Måltrettet arbeid for å skape størst mulig verdiskapning for aksjonærene over tid

Det norske hadde god framdrift i utbyggingsporteføljen i 2013. Planene for utbygging og drift (PUD) av feltene Ivar Aasen og Gina Krog ble godkjent av Stortinget. Begge var viktige milepæler på veien mot en økning i produksjonen fra 2016/2017. Partnerne i Johan Sverdrup-feltet jobbet måltrettet gjennom 2013 mot valg av konsept for utbyggingen. Selskapets produksjon ble tredoblet til 1,6 millioner fat oljeekvivalenter da Jette ble satt i produksjon. På letefronten deltok Det norske i Gohtafunnet i Barentshavet, et resultat av ny letemodell i denne regionen.

Selskapets netto P50-reserver er for tiden estimert til 65,8 millioner fat oljeekvivalenter. Om vi ser bort fra Johan Sverdrup, er betingede ressurser i funn anslått til mellom 54 og 100 millioner fat oljeekvivalenter. Operatøren Statoil har rapportert om utvinnbare ressurser på Johan Sverdrup på 1 800 - 2 900 millioner fat oljeekvivalenter. Unitiseringsprosessen er i gang. Det norske har en eierandel på 20 prosent i produksjonslisens (PL) 265 og 22,22 prosent i PL 502, som omfatter den vestlige delen av feltet.

Det norske er i gang med et omfattende investeringsprogram, og Ivar Aasen og Johan Sverdrup er de to største investeringene. Økonomisk soliditet er viktig for å sikre verdiene i disse prosjektene. Det norske doblet trekkfåsiliteten for feltutbygging til USD 1 milliard i 2013 og økte den såkalte "accordion"-opsjonen fra USD 100 millioner til USD 1 milliard. I tillegg tok selskapet opp et obligasjonslån i juli på NOK 1,9 milliarder til en rente på Nibor + 500 basispunkter. Disse tiltakene styrket selskapets investeringskapasitet. Det trengs ytterligere finansiering for å fullføre alle pågående utbyggingsprosjekter, og selskapet vurderer løpende ulike finansieringskilder for å realisere selskapets forventede vekst.

Siden funnet av Johan Sverdrup-feltet i 2010, har 31 lete- og avgrensingsbrønner blitt boret for å kartlegge feltet ytterligere. I den første utbyggingsfasen kan platåproduksjonen komme opp i hele 380 000 fat per dag. Platåproduksjonen er estimert til mellom 550 000 og 650 000 fat per dag. Det norske eierandel i feltet vil avgjøres gjennom en unitiseringsprosess, og avgjørelsen er ventet tidlig i 2015.

I februar 2014 tok partnerne den formelle beslutningen om å passere beslutningspunkt 2 (DG2). Konseptet som ble valgt, beskrives nærmere i "Hendelser etter årets slutt".

Det norske har betydelige offshoreaktiviteter på norsk sokkel. Virksomheten involverer tusenvis av arbeidstakere i ulike land på ulike kontinenter. Det gjør at samfunnsansvar er 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.

Produksjonen på Jettefeltet startet i mai 2013. Jette er bygd ut som en undervannsinstallasjon, og oljen transporteres til Jotun for prosessering og eksport. Det norske nettoproduksjon fra Jette var på 0,97 millioner fat oljeekvivalenter i 2013. Dette er mindre enn tidligere estimert. Reserveestimatet er redusert, og det ble foretatt en nedskrivning av verdien på feltet i regnskapet for fjerde kvartal.

Det norske er godt posisjonert for å ta del i den framtidige veksten på norsk sokkel. Ivar Aasen og Johan Sverdrup er hovedpilarene i selskapets portefølje av feltutbyggingsprosjekter. Disse to feltene gir Det norske en sterk posisjon i den nye oljeprovinsen på Utsirahøyden. De to store funnene som ble gjort i 2013, Askja (ved Oseberg) og Gohta (i Barentshavet), styrker vår portefølje av funn, og vi har også en sterk portefølje av letelisenser. Vi er imidlertid bevisste på risikoene forbundet med prosjektgjennomføring og de økende investeringskostnadene som bransjen opplever. Styret har tydelig fokus på kapitaldisiplin og risikoreduksjon der dette er mulig. Styret vet hva som kreves for å omstille selskapet fra et leteselskap til en middels stor produsent av hydrokarboner, og er trygg på at selskapet har de ressursene som skal til for å lykkes.

Kursutvikling for aksjen og eierstruktur

Prisen på Det norske-aksjen endte på NOK 66,70 i 2013, sammenlignet med NOK 82 ved utgangen av 2012. Gjennomsnittlig antall utstedte aksjer i 2013 var 140,7 millioner. Ingen aksjeemisjoner ble gjennomført i 2013. Aker Capital AS er fremdeles største eier med 49,99 prosent av aksjene.

Vår virksomhet

Beskrivelse av selskapet

Det norske oljeselskap ASA (Det norske) er aktivt innen leting, utbygging og produksjon av norske petroleumsressurser. Vi har også en egen organisatorisk enhet som forvalter selskapets eierinteresser i Johan Sverdrup-feltet, noe som gjenspeiler betydningen av dette feltet i porteføljen vår. Det norske driver all sin virksomhet gjennom ett enkelt selskap som ikke har eierinteresser i olje- eller gassfelt utenfor Norge. Følgelig er all vår virksomhet underlagt det norske skatteregimet, og i den grad selskapet har virksomhet i andre land, er denne relatert til bygging og prosjektering i forbindelse med feltutbyggingsprosjekter.

Det norske er aktiv i alle de tre viktigste petroleumsprovinsene på norsk sokkel – Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. 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, mens hovedkontorfunksjonene er delt mellom Oslo og Trondheim. Selskapet har også et kontor i Harstad som bistår i forbindelse med operasjoner i Barentshavet.

Erik Haugane fratrådte sin stilling som administrerende direktør i selskapet i mai 2013 i henhold til vilkårene i en avtale som styret inngikk med Haugane i 2005. Sverre Skogen har vært arbeidende styreleder siden mai 2013 og vil bli erstattet av Karl Johnny Hersvik. Hersvik kommer fra stillingen som direktør for Statoil forskningssenter og vil tiltre stillingen som administrerende direktør i Det norske 1. april mai 2014.

Selskapet hadde totalt 230 (214) ansatte ved utgangen av 2013. Selskapet er en betydelig lisenshaver på norsk sokkel og er operatør i 33 lisenser, i tillegg til å være partner i 47 lisenser.

Leting

Det norske letestrategi er tosidig. Omtrent to tredeler av selskapets leteressurser er i modne områder i Nordsjøen der funnraten fremdeles er høy og funnkostnadene gunstige. I Nordsjøen er det mye eksisterende infrastruktur, noe som gjør det lettere å få funn raskt i produksjon enn i mindre utviklede områder. De resterende ressursene investeres i leting i såkalte frontierområder, hovedsakelig i Barentshavet, der selskapet leter etter funn som kan kommersialiseres for å sikre langsiktig vekst.

Det norske deltok i 14 lete- og avgrensingsbrønner i 2013. I tillegg til funnene i avgrensingsbrønnen på Johan Sverdrup-feltet påtraff Det norske hydrokarboner på Gohtafeltet (olje) i Barentshavet og Askjaprospektet (olje og gass) ved siden av Kraflafunnet i Nordsjøen. Det norske er partner med en eierandel på 40 prosent i PL 492, der Gohtafunnet ble gjort. Gohta ligger ca. 35 kilometer nordvest for Snøhvitfeltet i Barentshavet. Produksjonstesten var vellykket, og det er første gang det er utført vellykket testing i permiske bergarter i Barentshavet. Foreløpige estimater fra operatøren indikerer volumer på mellom 113 og 239 millioner fat oljeekvivalenter. Det andre funnet som ble gjort i 2013, var i PL 272 i Askjaprospektet i Nordsjøen, hvor Det norske har en eierandel på 25 prosent. Foreløpige estimater tyder på at Askjafunnet kan inneholde utvinnbare reserver på mellom 19 og 44 millioner fat oljeekvivalenter. Askja ligger ved siden av Kraflafunnet, som inneholder mellom 50 og 80 millioner fat oljeekvivalenter. En felles utbygging av disse feltene kan gi mellom 69 og 124 millioner fat utvinnbare reserver.

I 2013 utgjorde samlede utgifter til leting om lag NOK 1,7 milliarder, og lå med det på samme nivå som i 2012. Selskapet skal fortsatt være aktiv i leting på norsk sokkel, men letevirksomheten vil bli redusert noe i årene som kommer, da selskapet har store investeringer i utbyggingsprosjekter.

Utbygging

Det norske deltar i tre feltutbyggingsprosjekter: Ivar Aasen (35 prosent), Gina Krog (3,3 prosent) og Johan Sverdrup (20 prosent i PL 265 og 22,22 prosent i PL 502).

Ivar Aasen

Ivar Aasen-feltet er Det norske første store utbyggingsprosjekt som operatør. Vi nådde en viktig milepæl 21. mai 2013, da planen for utbygging og drift av feltet ble godkjent av Stortinget. Planlagt produksjonsstart er i fjerde kvartal 2016. Det norske har en andel på 35 prosent i feltet. Ivar Aasen-feltet befinner seg vest for Johan Sverdrup på Utsirahøyden. Det er anslått å inneholde brutto reserver (P50/2P) på 158 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 120 millioner er olje. 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).

De samlede feltutbyggingskostnadene er beregnet til NOK 27,4 milliarder (nominell verdi), hvorav om lag NOK 19 milliarder skal investeres før produksjonsstart. Det norske eierandel på 35 prosent representerer en investering på ca. NOK 8,6 milliarder.

Utbyggingen av Ivar Aasen foregår i to trinn, med Ivar Aasen og West Cable bygget ut i fase én, med produksjonsstart i fjerde kvartal 2016 og en produksjonsrate (brutto) på ca. 45 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd). Hanz, som ligger lenger nord, skal utvikles i fase to, og produksjonen skal etter planen starte i 2019. Platåproduksjonen er beregnet til 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.

Det norske har sammen med partnerne i Ivar Aasen undertegnet en pre-unitiseringsavtale med partnerne i nabolisensen PL 457. Avtalen muliggjør en koordinert utbygging av funnene og fastsetter prinsipper for arbeidet som skal lede fram mot en første unitisering. Avtalen er signert av alle de involverte partnerne, og unitiseringsavtalen skal inngås i juni 2014. Det norske eierandel i det unitiserte feltet kommer til å bli mindre enn dagens 35 prosent.

Det norske har tildelt flere utbyggingskontrakter for Ivar Aasen-feltet i 2013. Plattformdekket skal 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 skal bygges av Apply Leirvik på Stord. Stålunderstellet blir bygget av Saipem på Sardinia. Siemens skal levere plattformens kontroll- og kommunikasjonssystemer.

Gina Krog

Planen for utbygging og drift av Gina Krog-feltet 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 i hele feltet.

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

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup-feltet befinner seg i et modent område av Nordsjøen, 140 kilometer vest for Stavanger. Det består av funn i tre lisenser, Aldous Major Sør-funnet i PL 265, der Det norske har en eierandel på 20 prosent, bekreftet at Johan Sverdrup-feltet er et gigantisk felt som er

Styrets årsberetning

forbundet med funnet i nabolisensen PL 501. Kommunikasjonen mellom de to funnene og en del av PL 502, hvor Det norske har en eierandel på 22 prosent, ble også bekreftet.

Vanndybden er 110 meter, mens reservoaret ligger på 1 900 meters dyp. Siden funnet i 2010 har 31 lete- og avgrensingsbrønner blitt boret for ytterligere å kartlegge feltet i alle lisensene. Reservoarkvaliteten har vist seg å være utmerket.

Avgrensingsprogrammet på Johan Sverdrup fortsatte i 2013, og boringen i Kvitsøybassenget (PL 265) ble avsluttet tidlig på året. Resultatene bekreftet gode reservoarkvaliteter i den sørlige delen av PL 265. Den vestlige delen av Johan Sverdrup-feltet ble også testet i 2013. Dette markerte slutten på avgrensingsprogrammet i de sentrale delene av feltet. Resultatene av avgrensingsbrønnen Fault Margin i PL 265 fjernet enhver usikkerhet knyttet til reservoarkvaliteten i den delen av Johan Sverdrup-funnet som grenser mot feltets vestlige forkastingslinje. Brønnen påviste en 82 meters oljekolonne.

I tillegg ble det drevet ytterligere letevirkosmhet for å undersøke grunnfjellshøyden (den såkalte “Cliffhanger”) like vest for Johan Sverdrup-funnet. Resultatet fra de to brønntestene i dette området var skuffende.

Pre-unit-operatør Statoil har anbefalt et konsept for første fase. Statoil har rapportert om betingede utvinnbare ressurser på mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter (brutto). I februar 2014 tok partnerne sin formelle beslutning om å passere beslutningspunkt 2 (DG2), og konseptvalget ble offentliggjort. Konseptet som ble valgt, beskrives nærmere i “Hendelser etter årets slutt”.

Andre prosjekter

I tillegg til de nevnte feltene er Det norske involvert i tidligfaseprosjekter som Frigg GD, Krafla og Frøy. Selskapet er operatør for og har en eierandel på 50 prosent på Frøy.

Produksjon

Det norske deltok per 31. desember 2013 i totalt fire felt i produksjon: Jette (70 prosent), Atla (10 prosent), Jotun (7 prosent) og Varg (5 prosent). Det norskes andel av produksjonen fra disse feltene utgjorde 1,63 millioner fat oljeekvivalenter, sammenlignet med 0,55 i 2012. Dette tilsvarer 4 463 fat oljeekvivalenter per dag i 2013 og 1 458 i 2012.

Det norske er operatør på **Jettefeltet**, der produksjonen startet 19. mai 2013. Basert på en utvinningsgrad på 30 prosent var feltet anslått å inneholde mellom seks og syv millioner fat oljeekvivalenter før produksjonen startet. Feltet er bygget ut som en undervannsinstallasjon knyttet opp til Jotun B-plattformen. Jette produserte 1,4 millioner fat oljeekvivalenter i 2013 (brutto). Produksjonsnivået er fallende. Jettereservene er nedjustert, og gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 3,24 millioner fat oljeekvivalenter.

Atla produserer fra en undervannsinstallasjon, og produksjonen sendes i rør til Heimdal via undervannsinstallasjonene på Skirnefeltet. Gass- og kondensatfeltet ble satt i produksjon i 2012 og opereres av Total. Fysisk brutto produksjon er for tiden ca. 11 000 boepd. Totale gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 6,8 millioner fat oljeekvivalenter.

Jotun produserer fra en integrert brønnhodeplattform (Jotun B) og en FPSO (Jotun A). Feltet opereres av ExxonMobil og har for tiden ni brønner i produksjon, inkludert de to brønnene som er knyttet til Jette. Feltet produserer i henhold til prognosene, og nåværende brutto produksjon er ca. 2 700 boepd. Gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 3,6 millioner fat oljeekvivalenter.

Vargfeltet opereres av Talisman og er bygget ut med bruk av produksjonsskipet “Petrojarl Varg”, med integrert oljelager tilkopleet en brønnhodeplattform. Den nåværende samlede produksjonen på Varg er ca. 8 600 boepd. Produksjonsbrønnene produserer i henhold til prognosene. Det er gjennomført et gassprosjekt, og produksjonen startet tidlig i 2014. En gassprodusent med en ny eksportrørledning er installert mellom FPSO-en Petrojarl Varg og undervannsanlegget på det nærliggende gassfeltet Rev. Derfra sendes gassen videre i rør til Armadapattformen på britisk sokkel. Gjenværende brutto reserver (P50/2P) fra Varg er anslått til 3,9 millioner fat oljeekvivalenter. I tillegg er gjenværende ressurser i de to oljeproduserende brønnene anslått til 2,4 millioner fat olje. Det forventes at produksjon fra feltet ikke lenger vil være lønnsomt i 2016.

Glitnefeltet i PL 048B i Nordsjøen, der Statoil er operatør, ligger 40 kilometer nord for Sleipner. Det norske har en andel på 10 prosent i Glitne. Feltet ble nedstengt i februar 2013, og fjerning av innretningene pågår. Det er planer om å plugge og stenge ned de gjenværende brønnene for godt i 2014. Endelig brutto produksjon på Glitne var 56 millioner fat oljeekvivalenter, sammenlignet med et forventet estimat på 25 millioner fat olje da PUD ble sendt inn (+124 prosent).

Enochfeltet ligger på grensen mellom norsk og britisk sektor. Talisman er operatør for feltet, og Det norske eier to prosent. Feltet er bygget ut med en enkeltstående horisontal undersjøisk brønn og er knyttet opp til Brae A-plattformen i britisk sektor. Produksjonen startet i mai 2007, og feltet forventes å produsere fram til 2017. Totale gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 2,6 millioner fat oljeekvivalenter. Feltet har vært nedstengt siden februar 2012 på grunn av tekniske problemer med ventiltreet. Det arbeides med å bringe feltet tilbake i produksjon i løpet av første halvdel av 2014.

Forskning og utvikling

Det norske samarbeider med både ledende forskningsinstitusjoner og bedrifter for å støtte opp under utvikling av teknologi. Det var i alt 60 aktive prosjekter i 2013. Brutto forsknings- og utviklingsutgifter, før viderefakturering til lisenspartnere, var NOK 59 (58) millioner. De fleste prosjektene er knyttet til forståelse av geologi og bruken av ulike letemodeller. Det gjennomføres også prosjekter innen HMS og boring og brønn, i tillegg til utbygging og drift av felt.

Årsregnskapet

(Alle tall i parentes gjelder for 2012.)

Endringer i regnskapsprinsipper

De anvendte regnskapsprinsippene er de samme som for tidligere regnskapsår, med unntak av det som gjelder pensjonsforpliktelser. Effekten av endringen er beskrevet i note 1.36.

Resultatregnskap

Selskapets samlede driftsinntekter utgjorde NOK 944 (332) millioner. Petroleum fra produserende felt tilsvarte 1 629 000 (545 000) fat oljeekvivalenter. Produksjonen i 2013 kom fra feltene Jette, Atla, Jotun, Varg og Glitne, mens produksjonen i 2012 kom fra Jotun, Varg, Enoch og Glitne. Gjennomsnittlig realisert oljepris var USD 107 per fat, som er ned syv prosent sammenlignet med en gjennomsnittlig pris på USD 115 per fat i 2012.

Letekostnader utgjorde NOK 1 637 (1 609) millioner og relaterer seg i hovedsak til tørre og ikke-kommersielle brønner, seismikk og generell letevirkosmhet.

Brutto lønns- og lønnsrelaterte kostnader før viderefakturering var NOK 444 (372) millioner. Netto lønns- og lønnsrelaterte kostnader var NOK 38 (11) millioner. Netto rapporterte lønns- og lønnsrelaterte kostnader er lave fordi kostnader knyttet til leting, utbygging og produksjon faktureres til lisenser som Det norske er operatør for, eller allokeres direkte til de respektive aktivitetskategoriene. Lønns- og lønnsrelaterte kostnader er spesifisert i note 8.

Avskrivninger utgjorde NOK 471 (111) millioner. Økningen skyldes hovedsakelig avskrivninger på Jette, som kom i produksjon i mai 2013, og Atla, som kom i produksjon i oktober 2012.

Netto nedskrivninger av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler utgjorde NOK 666 (2 150) millioner. Hovedårsaken til de høye nedskrivningene i 2012 er utfordringer som oppstod ved boring av produksjonsbrønnene på Jettefeltet, som medførte en nedskrivning på NOK 1 881 millioner i tredje kvartal 2012. En ytterligere nedskrivning på NOK 349 millioner knyttet til Jette ble regnskapsført i 2013 . Det ble foretatt nedskrivninger i både 2012 og 2013 knyttet til enkelte lisenser som følge av økte nedstengings- og fjerningskostnader og tilbakelevering av lisenser.

Andre driftskostnader utgjorde NOK 110 (83) millioner for selskapet, hvorav arealavgifter utgjorde NOK 58 (52) millioner og NOK 30 (19) millioner ble brukt på driftsforberedelser for utbyggingslisenser. Netto rapporterte driftskostnader er lave fordi kostnader knyttet til leting, utbygging og produksjon faktureres til lisenser som Det norske er operatør for, eller allokeres direkte til de respektive aktivitetskategoriene. Øvrige driftskostnader er spesifisert i note 9.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på NOK 2 227 (3 843) millioner.

Resultat før skattekostnad var NOK -2 545 (-3 949) millioner, og skatteinntekt på ordinært resultat utgjorde NOK 1 997 (2 992) millioner. Beskrivelse av skatteregler og beregning av skatt framgår av note 1 og 11 i årsregnskapet.

Resultat etter skatt var NOK -549 (-957) millioner.

Oppstilling av finansiell stilling

Sum eiendeler utgjorde ved årsskiftet NOK 10 541 (8 364) millioner, og økningen skyldtes hovedsakelig investeringer i utbyggingsprosjekter.

Egenkapitalen ble redusert med NOK 548 (62) millioner til NOK 3 188 millioner, forårsaket av det negative nettoresultatet. Egenkapitalandelen lå ved årsskiftet på om lag 31 (45) prosent.

Samlet rentebærende gjeld utgjorde per 31. desember NOK 4 989 (2 456) millioner. En ny kredittfasilitet på USD 1 milliard ble etablert, som omfattet en såkalt “uncommitted accordion”-opsjon på ytterligere USD 1 milliard. Fasiliteten kommer til erstatning for den tidligere rullerende kredittfasiliteten på USD 500 millioner. Selskapet klarte også å innhente NOK 1,9 milliarder etter en vellykket obligasjonsemisjon. For informasjon om løpetid og ubenyttede beløp av kredittfasiliteter, se note 19.

Beholdningen av betalingsmidler var ved årsskiftet NOK 1 709 (1 154) millioner.

Kontantstrøm og likviditet

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde NOK 916 (1 419) millioner. Av dette utgjorde mottatt skatterefusjon ekskl. renter NOK 1 318 (1 443) millioner.

Styrets årsberetning

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde NOK -2 805 (-3 575) millioner. Dette er i hovedsak relatert til investeringer i varige driftsmidler på NOK 1 496 (2 874) millioner og investeringer i immaterielle eiendeler på NOK 1 359 (1 114) millioner. Disse investeringene vil trolig føre til en framtidig økning i selskapets produksjon.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde NOK 2 444 (2 469) millioner. Beløpet kan i hovedsak tilbakeføres til det nye obligasjonslånet på NOK 1,9 milliarder og flere opptrekk og tilbakebetalinger på eksisterende og nye kredittfasiliteter.

Selskapet hadde betalingsmidler og bokført skatterefusjon på i alt NOK 3 120 (2 428) millioner ved årets slutt.

Fortsatt drift

I henhold til regnskapsloven § 3-3a bekrefter styret at selskapet oppfyller forutsetningen om fortsatt drift, og at dette er lagt til grunn ved utarbeidelse av årsregnskapet. Selskapets finansielle stilling og likviditet vurderes som god. Selskapet vurderer løpende alternative finansieringskilder for å legge til rette for videre vekst. På kort sikt forventes det at likvide midler, inntekter fra selskapets produksjon og ubenyttede deler av etablerte kredittfasiliteter vil være tilstrekkelig til å finansiere selskapets forpliktelser i 2014.

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 2013 eller resultatet for 2013, utover det som framgår i årsberetningen og av regnskapet for øvrig.

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

Ressursregnskap

Det norske følger retningslinjene fra Oslo Børs og Society of Petroleum Engineers (SPE) sitt klassifikasjonssystem for kvantifisering av petroleumsreserver og betingede ressurser. Netto P90/1P-reserver er ved årsskiftet anslått til i alt 48,5 (42,5) millioner fat oljeekvivalenter, mens netto P50/2P-reserver ved årsskiftet utgjorde 65,8 (65,3) millioner fat oljeekvivalenter. Se note 31 for en mer detaljert gjennomgang av ressursregnskapet. Reserver og betingede ressurser er verifisert av en uavhengig tredjepart.

Disponering av årsresultatet

Styret foreslår at årsunderskuddet disponeres ved overføring av NOK 547 millioner fra annen egenkapital.

Risikofaktorer - operasjonelle

Styret er bevisst på de betydelige risikoer som er forbundet med selskapets operasjoner, og særlig risikoene forbundet med vekst- og overgangperioden som selskapet befinner seg i. Styret har derfor satt av betydelige ressurser og tid til å forstå og drøfte ikke bare de prosjektspesifikke og generelle risikoer et lete- og produksjonsselskap står overfor, men også iboende risikoer forbundet med organisasjon, kultur og lederskap.

Erfaringen viser at E&P-selskaper står overfor betydelige risikoer. Reguleringen av virksomheten på norsk sokkel utgjør en god og solid ramme for å håndtere disse. Styret anser at de største risikoene for et selskap som Det norske er risikoen ved å være operatør for utbyggingsprosjekter som Ivar Aasen samt oppnå nødvendig finansiering for den samlede porteføljen. Derfor er det her de fleste risikoreduserende tiltakene er satt inn. Nedenfor beskrives de generelle risikoene som E&P-selskaper står overfor, som eksponering mot oljeprisen, rentesatser, valutarisiko og vurdering av ressursgrunnlaget. Deretter følger en drøfting av de særskilte risikoene Det norske står overfor, herunder risiko forbundet med prosjektgjennomføring, tilgang til kapital og organisatoriske forhold.

Risiko knyttet til ressursgrunnlag og utvinnbare reserver

Vurderingen av olje- og gassreserver og ressurser som selskapet er operatør for, utføres internt av erfarne fagfolk basert på innspill fra lisenspartnere. Vurderingen av reserver og ressurser som selskapet ikke er operatør for, baseres i hovedsak på innspill fra operatørene. I tillegg er selskapets reserveestimer og viktigste betingede ressurser verifisert av det uavhengige konsultentselskapet AGR Petroleum Services AS.

Vurderingen av reserver og betingede ressurser blir koordinert og kvalitetskontrollert av en liten gruppe eksperter som ledes av en reservoaringeniør med over 20 års erfaring fra denne typen vurderinger. Reserverapporten blir gjennomgått av revisjonsutvalget og godkjent av styret før den offentliggjøres.

Beregning av utvinnbare volumer er alltid forbundet med stor usikkerhet. Det rapporterte P50/2P-estimatet er Det norskens beste estimat for reserver og inkluderer volumer som forventes å være utvinnbare basert på antagelser om fremtidige økonomiske, finansielle og skattemessige betingelser. P90/1P-estimatet gjenspeiler antatte utvinnbare volumer med høy grad av sikkerhet.

Tilgjengelige metoder for kartlegging av olje- og gassforekomster kan ikke fjerne all usikkerhet forbundet med beregning av volumer av hydrokarbonforekomster eller utvinnbarheten av disse. Det er derfor en risiko for at det endelige resultatet kan bli enda lavere enn P90/1P-

estimatet. Våre betingede ressurser domineres av det gigantiske Johan Sverdrup-feltet. I forbindelse med konseptvalget anslo pre-unitoperatør Statoil de samlede ressursene på feltet til mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter. Det viser hvor usikre tallene er på dette tidlige stadiet i utbyggingen, på tross av at feltet er grundig kartlagt på grunnlag av 31 lete- og avgrensingsbrønner siden funnet i 2010. Dette programmet planlegges ferdigstilt i 2014 og vil bidra til å redusere usikkerheten ytterligere. Imidlertid hefter det også usikkerhet ved eierandelene i den framtidige unitavtalen, ettersom disse vil bli fastsatt gjennom en forhandlingsprosess mellom andelseierne i de underliggende produksjonslisensene. Forhandlingene vil finne sted i 2014 og tidlig 2015, parallelt med arbeidet med å få på plass en plan for utbygging og drift (PUD) for feltet. På grunn av den kommende unitiseringsprosessen har Det norske valgt å ikke ta med opplysninger om utvinnbare volumer fra PL 265/PL 502-delen av Johan Sverdrup-funnet i rapporteringen av det årlige reserveestimatet.

Prosjektrisiko

Det norske vurderer sine utbyggingsprosjekter løpende. I noen tilfeller vil selskapet beslutte å skrinlegge et prosjekt eller utsette en utbyggingsbeslutning i påvente av en nærmere vurdering på et senere tidspunkt. I andre tilfeller vil utbyggingen bli besluttet gjennomført med sikte på produksjon.

Det norske er per i dag involvert i flere kapitalintensive og komplekse utbyggingsprosjekter. Alle disse har forskjellige tidsrammer og investeringsnivåer. Det finnes en risiko for at selskapet og dets partnere ikke vil klare å holde seg innenfor disse rammene, særlig i lys av kostnadsinflasjonen på norsk sokkel. Overskridelser i prosjekter vil i sin tur kunne ha negativ innvirkning på prosjektøkonomien.

Omstillingsrisiko

Selskapet gjennomgår en betydelig omstillingsprosess som følge av rollen som operatør for utbyggingsprosjekter. Oppstarten er i gang på Jette, selskapets første egenopererte felt i produksjon, og PUD er godkjent for Ivar Aasen. Dette innebærer at organisasjonen må tilføres betydelige menneskelige ressurser innenfor hensiktsmessige styringsstrukturer for å kunne gjennomføre store investeringsprogrammer. Styret arbeider tett sammen med ledelsen i denne kritiske fasen av selskapets omstilling for å sikre at risikoene forbundet med prosessen reduseres i størst mulig grad.

Risikofaktorer - finansielle

Oljeprisrisiko

Det norskens inntekter kommer fra salg av petroleum, og inntektsstrømmen er derfor eksponert mot endringer i olje- og gassprisene.

Oljeproduksjonen i Det norske ligger per i dag på et begrenset nivå, og selskapet har derfor valgt å ikke foreta sikring mot olje- og gassprisrisiko. Styrets oppfatning er at aksjer i Det norske gir investorene en usikret eksponering mot oljeprisen.

Styret vil imidlertid løpende vurdere sikring av oljeprisen i takt med at selskapet engasjerer seg i stadig flere utbyggingsprosjekter og dermed vil oppleve en betydelig produksjonsøkning i årene framover.

Valutarisiko

Svingninger i valutakurser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko. Selskapets petroleumsinntekter er i USD, mens utgiftene i hovedsak er fordelt mellom NOK, USD og SGD, med en mindre del i EUR, GBP, CHF og DKK. Eksponeringen mot USD på inntektssiden motvirkes delvis ved at selskapet tar opp gjeld i USD, og på gjeldssiden gjennom at USD veksles til andre valutaer enn NOK.

Renterisiko

Det norske er eksponert for renterisiko relatert til obligasjoner og bankgjeld i forbindelse med låneopptak og ved plassering av likvide midler. Lån med flytende rente gir en renterisiko for selskapets framtidige kontantstrøm. Fastrentelån eksponerer Det norske for risiko (under-/overkurs) knyttet til endringer i markedsrenten.

Ved utgangen av året hadde Det norske rentebærende gjeld på NOK 4 989 millioner, hvorav NOK 478 millioner var kortsiktig gjeld. Alle lån er til flytende rente, men selskapet har inngått rentebytteavtaler for om lag 50 prosent av beløpet for å redusere eksponeringen for renterisiko.

De likvide midlene skal i følge selskapets retningslinjer plasseres slik at renterisikoen begrenses til en durasjon på mindre enn ett år. Alle bankinnskudd er til flytende rente. Selskapets følsomhet for potensielle renteendringer er vist i note 29.

Kredittrisiko

Det norske eksponeres for kredittrisiko relatert til fordringer og den virkelige verdien av finansielle forpliktelser. Historisk sett har selskapet ikke opplevd tap på fordringer ettersom kunder av Det norske er store og kredittverdige oljeselskaper, og det har derfor ikke vært behov for tapsavsetninger.

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

Maksimal kredittrisikoeksponering tilsvarer balanseført verdi av kundefordringer, samt andre kortsiktige fordringer og plasseringer som beskrevet i note 29.

Likviditetsrisiko

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

Selskapet har tilgjengelig likviditet plassert på ordinære bankkontoer for til enhver tid å kunne dekke forventede utbetalinger til operasjonelle aktiviteter og investeringsaktiviteter for to måneder fram 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 beslutningsgrunnlaget for styret i selskapet.

Overskuddslikviditet er definert som en portefølje bestående av likvide midler utover midler plassert på ordinære driftskontoer og ubenyttede trekkrammer. Overskuddslikviditet inkluderer dermed høyrentekontoer 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.

Avtalen med banksyndikatet som står bak trekkfasiliteten, er forbundet med visse rapporteringskrav, blant annet krav til kvartalsvis oppdatering av et rullerende likviditetsbudsjett for de neste 12 månedene. Selskapet overholdt disse kravene i 2013.

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

Selskapets overskuddslikviditet består per 31. desember 2013 hovedsakelig av bankinnskudd.

Selskapet hadde per 31. desember en beholdning av betalingsmidler på NOK 1 709 (1 154) millioner. Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram krever imidlertid aktiv styring av likviditetsrisiko.

Selskapet kan håndtere økte kapitalkrav på flere måter, blant annet ved å innhente midler gjennom å oppta gjeld, gjøre justeringer i porteføljen eller gjennom aksjeemisjoner.

I oktober 2013 refinansierte selskapet sin rullerende kredittfasilitet på USD 500 millioner med en ny rullerende kredittfasilitet på USD 1 000 millioner med forbedrede vilkår. Den såkalte "uncommitted accordion"-opsjonen på USD 100 millioner under den gamle fasiliteten ble også erstattet av en tilsvarende opsjon på USD 1 000 millioner. Fasiliteten har en løpetid på fem år fra dato for undertegnelse. Selskapet innhentet også NOK 1 900 millioner gjennom et usikret obligasjonslån i juni. Obligasjonslånet har en løpetid på syv år fra 2. juli 2013.

HMS og organisasjon

Det norske bygger opp en organisasjon rundt ansatte med kompetanse innen letevirsomhet, boring og undergrunnsteknologi, feltutbygging og operasjoner, og forretningsutvikling. Målet er å utvikle en organisasjon som skaper verdier for aksjonærene og samfunnet på en sikker og effektiv måte, uten skader på mennesker eller miljø.

Helse, miljø og sikkerhet i våre operasjoner

Det er svært viktig for Det norske at all virksomhet gjennomføres uten skader på mennesker eller miljø. Sikkerhet for mennesker, miljø og verdier er derfor en integrert del av Det norskes aktiviteter. Det norske skal bidra til å fremme sunne holdninger og en HMS-kultur som bidrar til at vi når våre mål.

Det norske var i 2013 operatør for én letebrønn på norsk sokkel. Boreoperasjonene ble gjennomført på prospektet Augunshaug i PL 542 i Nordsjøen. Det norske planla også boreoperasjoner i PL 659 Langlitinden i 2013, mens selve boreoperasjonen fant sted i 2014. I tillegg til leteboring gjennomførte Det norske flere operasjoner i 2013, blant annet seismiske undersøkelser i Barentshavet og innsamling av havbunnsseismikk på Ivar Aasen. Alle installasjoner på Jettefeltet ble ferdigstilt i første halvdel av 2013. Arbeidet ble utført med gode operasjonelle og HMS-resultater.

Jette kom i produksjon i mai og produserte uten HMS-hendelser i hele 2013.

Det norske mottok ingen pålegg eller varsler om pålegg knyttet til våre operasjoner fra norske myndigheter i 2013. Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte i 2013 en tilsynsaktivitet i forhold til arbeidsmiljø og materialhåndtering på Ivar Aasen-feltet og en tilsynsaktivitet i forhold til prosessintegritet og barrierestyring. Funnene fra tilsynsaktivitetene følges systematisk opp.

Selskapets HMS- og kvalitetsprogram og konkrete aktiviteter i delprosjekter har også i 2013 gjenspeilet Ptils fire hovedprioriteringer (barrierer, ledelse og storulykkerisiko, det ytre miljø og risikoutsatte grupper).

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 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 ulykkesscenarioer, herunder oljevernberedskap.

Det norske er et aktivt medlem av Operatørenes forening for beredskap (OFFB), et nettverk som har som mål å utvikle et felles beredskapssystem. OFFBs oppgave er å administrere og vedlikeholde andrelinjeberedskapen på vegne av medlemsbedriftene. I 2013 gjennomførte Det norske blant annet en heldagsøvelse knyttet til utbyggingsprosjektet Ivar Aasen og en øvelse i forbindelse med leteboring på PL 542 Augunshaug.

Ansatte og arbeidsforhold

Rekruttering

Det norske har for tiden et høyt aktivitetsnivå på grunn av Ivar Aasen-prosjektet. Det betyr at selskapet har ansatt flere medarbeidere for å sikre riktig kompetanse og kapasitet for oppgavene knyttet til utbyggingsprosjektet. I tiden framover blir det utfordrende for næringen å skaffe nok kvalifisert personell innen de viktigste teknologifagene. To høyt kvalifiserte toppledere ble ansatt i 2013, noe som bekrefter Det norskes posisjon som en attraktiv arbeidsgiver i bransjen.

Det norske har lenge samarbeidet med skoler, høyskoler, universiteter og næringslivet om å rekruttere og beholde både talentfulle og erfarne arbeidstakere i ledende stillinger. Det norske har ansatt ny administrerende direktør, Karl Johnny Hersvik. Han kommer fra stillingen som direktør for Statoils forskningscenter.

Status ansatte

Antallet ansatte i Det norske økte i 2013, hovedsakelig på grunn av nye oppgaver knyttet til selskapets utvikling, som krever flere ansatte og ny kompetanse. Selskapet hadde totalt 230 (214) ansatte ved utgangen av 2013.

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 30,4 prosent av de ansatte i 2013 (28,5 prosent i 2012). Andelen kvinner i styret er 33,3 prosent (50,0 prosent i 2012). Andelen kvinner i hovedledelsen er 16,7 prosent (14,3 prosent i 2012), og i mellomlederstillinger med personalansvar var andelen 26,3 prosent (43,8 prosent i 2012).

Menn og kvinner i samme stilling, med samme erfaring og like prestasjoner skal i Det norske ha samme lønnsnivå. Stillingstype, fagområde og antall år med yrkeserfaring påvirker lønnsnivået for den enkelte.

Per 31. desember 2013 var 5,7 prosent av de ansatte av utenlandsk opprinnelse (5,6 prosent i 2012).

Arbeidsmiljø

Det norske har et arbeidsmiljøutvalg 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. I 2013 gjennomførte selskapet en undersøkelse på vegne av Ivar Aasen-prosjektet som omfattet både ansatte og innleide konsulenter.

Det norske er en inkluderende arbeidslivsbedrift (IA), og i 2013 tilrettela selskapet arbeidstrening for eksterne arbeidssøkere som er på vei tilbake til arbeidslivet.

Styrets årsberetning

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

Det er styrets vurdering at arbeidsmiljøet i Det norske ved utgangen av 2013 er godt.

Sykefravær

Sykefraværet i Det norske var på 1,8 (2,4) prosent i 2013. 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 for innleid personell, konsulenter og andre som opptrer på vegne av Det norske.

Samfunnsansvar (CSR), etikk og antikorrupsjon

Samfunnsansvar er viktig for styret i Det norske. Selskapet har som mål å utføre sine operasjoner på en åpen og ansvarlig måte og følger de fleste punktene i rammeverket i ISO 26000:2010 “Veiledning om samfunnsansvar”.

En av Det norskes verdier er å være **ansvarlig**, noe som betyr at vi alltid setter sikkerheten først i arbeidet med å skape størst mulig verdier for aksjonærene og samfunnet. Ettersom Det norske er i gjennomføringsfasen av Ivar Aasen-prosjektet, er det viktig at anskaffelsesprosessen for kontrakter for prosjektering, anskaffelse og bygging (EPC) foregår på en profesjonell måte. Det norske baserer anskaffelsesprosessen på anbudskonkurranser og prinsipper om ikke-diskriminering, likebehandling og åpenhet i forhold til anbydere. Selskapet skal bruke leverandører som konsekvent driver sin virksomhet i tråd med Det norskes verdier og gjeldende norsk lovgivning, og som oppfyller Det norskes krav til HMS, samfunnsansvar, etikk, antikorrupsjon og kvalitetsstyringssystem, herunder menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder. Ved utgangen av 2013 var alle store kontrakter for Ivar Aasen-feltet tildelt.

En annen av Det norskes verdier er å være **søkende**, det vil si at vi strekker oss for å skape nye og bedre løsninger. Det norske har et omfattende program for å støtte forskning, utdanning og økonomisk utvikling i Nord-Norge. Programmet er i størrelsesorden NOK 15 millioner. Det norske støtter Matematisk-naturvitenskapelig fakultetet ved Universitetet i Tromsø. Støtten er begrenset til NOK 8,7 millioner og skal brukes på en avansert XRF-skanner. For å sikre kvalifisert personell som kan betjene utstyret, betaler Det norske en forsker ved Geologisk institutt. Med utgangspunkt i kontoret i Harstad har Det norske inngått flere avtaler med industrien, med særlig vekt på forskning og utdanning. I samarbeid med Verftsringen i Nord-Norge har vi blant annet inngått avtaler der Det norske skal betale 75 prosent av kostnaden ved lærlingplasser. Det norske har tatt initiativ til flere forsknings- og utviklingsprosjekter som omfatter Universitetet i Tromsø og andre utdanningsinstitusjoner i Nord-Norge. Kaldt klima-teknologi ved Norut Narvik-instituttet er et eksempel på dette.

Det norske ønsker at alle ansatte skal være involvert, i betydningen **engasjert**; i hverandre, selskapet og samfunnet. De fleste av Det norskes ansatte er involvert i en eller annen form for frivillig arbeid innen kultur eller sport på fritiden, og alle ansatte har muligheten til å søke om sponsormidler til sin lokale organisasjon. I 2013 ble det delt ut til sammen NOK 0,65 millioner til frivillige organisasjoner gjennom denne ordningen.

I tillegg sponser Det norske en rekke kulturarrangementer og -institusjoner, blant annet Det Norske Teatret i Oslo, Ivar Aasen-tunet i Ørsta/Volda, Kosmorama filmfestival i Trondheim og Trøndersk Matfestival. I 2013 utgjorde denne støtten til sammen ca. NOK 3 millioner.

Den fjerde av Det norskes verdier er å være **forutsigbar**, som betyr at vi skal bygge troverdighet og omdømme gjennom forutsigbarhet. Det norske har nulltoleranse for korrupsjon i sin virksomhet. De etiske retningslinjene ble oppdatert i 2013. Gjennom Ivar Aasen-prosjektet er selskapet i større grad enn noen gang før blitt en internasjonal aktør, og en av forbedringene i de etiske retningslinjene er derfor at Det norske skal etterleve Den internasjonale arbeidsorganisasjonen ILOs konvensjoner på fire områder. Disse omfatter retten til å organisere seg, forbud mot barnarbeid, forbud mot tvangsarbeid, og forbud mot diskriminering i sysselsetting og yrke.

Ivar Aasen-prosjektet har etablert regelmessige HMS-møter, hvor representanter for den øverste ledelsen i både Det norske og leverandørselskapene fokuserer på hvordan prosjektarbeidet skal utføres på en sikker og bærekraftig måte. Ettersom Det norske er en relativt ny aktør på det internasjonale EPC-markedet, har dette initiativet blitt godt mottatt.

Varslingstjenesten som er opprettet, gjør det enklere for alle ansatte i Det norske å melde fra om bekymringsverdige forhold.

I 2014 vil Det norske styrke fokuset på etikk og antikorrupsjon ved å gjennomføre en risikoanalyse relatert til bedrageri og innføre et antikorrupsjonsprogram for sine ansatte. Ettersom Det norske utvidet virksomheten med flere lokale kontorer for Ivar Aasen-prosjektet i flere land i både Europa og Asia i 2013, vil disse kontorene bli gitt særlig oppmerksomhet. I tillegg skal Det norske vurdere hvordan prinsippene i FNs Global Compact kommer til å innvirke på selskapets operasjoner.

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 23. oktober 2012, med mindre noe annet er spesifisert.

Selskapets prinsipper for eierstyring og selskapsledelse er beskrevet i et eget punkt i årsrapporten og på selskapets hjemmeside www.detnor.no.

Hendelser etter årsavslutning

Nye lisenstilldelinger

Det norske ble i januar 2014 tildelt andeler i til sammen seks lisenser i TFO 2013, hvorav to som operatør. Alle de seks lisensene er i Nordsjøen.

Funn på Trell-prospektet

I februar 2014 meldte Det norske om et funn i PL 102F i letebrønn 25/5-9 på Trellprospektet. Brønnen påviste en 21 meters oljekolonne i Heimdalformasjonen, hvorav 19 meter med god reservoarkvalitet. Det ble foretatt datainnsamling og prøvetaking. Sammen med informasjonen som ble samlet inn, tyder trykkdata på svært gode produksjonsegenskaper – som ventet. Foreløpige estimerer anslår størrelsen på funnet til mellom 3 og 12 millioner fat utvinnbar olje. Rettighetshaverne skal evaluere funnet sammen med andre nærliggende prospekter og vurdere videre oppfølging.

Boring av Langlitinden fullført

Boringen av brønn 7222/11-2 på Langlitindenprospektet i PL 659 er fullført. Det norske er operatør og har en eierandel på 20 prosent. Brønnen påtraff olje i kanalsander av trias alder. Primærmålet for brønnen var å påvise hydrokarboner i reservoaret i Kobbeformasjonen (trias) samt å påvise gode strømningsegenskaper i samme reservoar. Brønnen påtraff olje i kanalsander, som også var hovedmålet for brønnen. Det er utført omfattende datainnsamling, herunder kjernedata, kabellogging og væskeprøver. Bevegelige hydrokarboner ble påvist i hovedmålet for brønnen, men mini-brønntester (mini-DST-er) viste dårlige reservoaregenskaper. Partnerne i PL 659 skal evaluere resultatene nøye med tanke på lisensens gjenværende prospektivitet. Basert på den innledende analysen mener Det norske at de påviste volumene i brønnen per i dag ikke er tilstrekkelige til å rettferdiggjøre feltutbygging.

Valg av konsept for Johan Sverdrup

Som pre-unitoperatør for Johan Sverdrup-feltet gjorde Statoil de sentrale delene av konseptvalget offentlig kjent i februar 2014, da beslutningspunkt 2 (DG2) ble passert i pre-unitpartnerskapet for Johan Sverdrup. Johan Sverdrup-feltet skal bygges ut i flere faser. I første fase omfatter planen for utbygging og drift (PUD) etablering av et feltsenter bestående av fire plattformer: en prosessplattform, en boreplattform, en stigerørsplattform og en boligplattform, alle med stålundestell. I tillegg skal det være tre havbunnsrammer for vanninjeksjon. Produksjonskapasiteten i første fase vil være mellom 315 000 og 380 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Statoil har rapportert om betingede utvinnbare ressurser på mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter (brutto). Utvinningsgraden er foreløpig anslått til ca. 60 prosent, men ambisjonen er at den skal økes til ca. 70 prosent. Totale investeringer i første fase er anslått til mellom NOK 100 og 120 milliarder. Fase 1 har kapasitet til å produsere mer enn 70 prosent av ressursene. Dette anslaget omfatter alle investeringer i plattformer, undervannsinstallasjoner, brønner, eksportrørledninger og landstrøm, og inkluderer avsetninger for uforutsette endringer og for eventuell prisutvikling i markedet.

Utbyggingen av første fase er robust og har fleksibilitet til å sikre optimal utbygging av de samlede ressursene på feltet, herunder metoder for økt utvinning, pluss eventuell tredjepartsproduksjon. Konseptet for fasene framover vil bli vedtatt i en egen beslutningsprosess etter fase 1 av PUD. Feltet forventes å ha en full produksjonskapasitet på mellom 550 000 og 650 000 fat oljeekvivalenter per dag. Johan Sverdrup har en forventet levetid både teknisk og kommersielt på omkring 50 år. Oljen og gassen fra Johan Sverdrup vil bli ilandført i egne rørledninger. Oljen vil bli ført til Mongstad-terminalen i Hordaland, mens gassen vil bli ilandført via Statpipe til Kårstø i Rogaland for prosessering og videre transport. Planen er at PUD for Johan Sverdrup skal sendes inn til myndighetene senest i første kvartal 2015. Johan Sverdrup-feltet strekker seg over tre lisenser, og en unitiseringsforhandling vil skje mellom rettighetshaverne. Unitavtalen må være inngått før PUD kan behandles av myndighetene.

Endringer i ledelsen

I januar tok Gro Haatvedt imot tilbudet om å bli lededirektør i Det norske oljeselskap ASA. Haatvedt kommer fra jobben som lededirektør for norsk sokkel i Statoil. Når hun vil tiltre stillingen, er ennå ikke bestemt, men hun vil være på plass senest i august 2014.

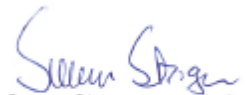
Utsikter

Styret mener Det norske er godt posisjonert for videre vekst. Jette og Atla vil fortsatt bidra positivt til produksjonen og kontantstrømmen på kort sikt, mens Ivar Aasen og Johan Sverdrup har potensial til å øke produksjonen og endre selskapets karakter på lang sikt. Prosjektgjennomføringen på Ivar Aasen er viktig for selskapet, og styret følger prosessen nøye. Etter å ha passert DG2 på Johan Sverdrup vil fokuset være på unitiseringsprosessen. De to funnene som ble gjort i 2013 på Askja og Gohta, er svært oppmuntrende. Selskapet vil fortsette å være et aktivt leteselskap på norsk kontinentalsokkel, selv om leteaktiviteten vil bli noe redusert de neste årene, da allokering av kapital vil være avgjørende.

Styret mener at finansieringen selskapet skaffet seg i 2013, gir et solid grunnlag for å igangsette investeringene knyttet til prosjektene Johan Sverdrup og Ivar Aasen. Siden Det norske finansieringsbehov kommer til å øke på mellomlang sikt, er styret opptatt av å vurdere ulike finansieringsalternativer.

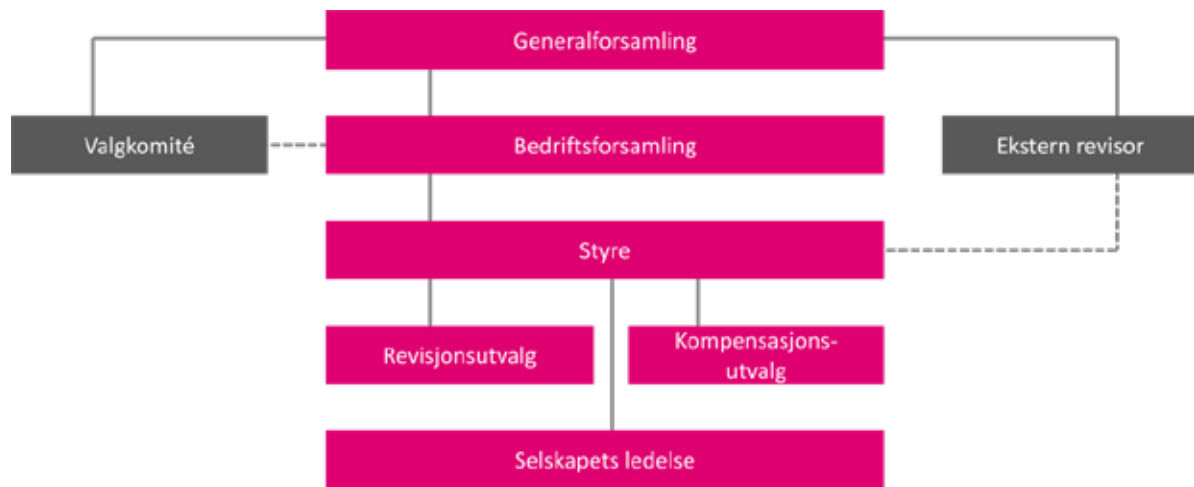
Styret i Det norske oljeselskap ASA

Trondheim 11. mars 2014

 Sverre Skogen, styreleder	 Tom Røtjer, styremedlem
 Anne Marie Cannon, nestleder	 Kjell Inge Røkke, styremedlem
 Kitty Hall (Katherine Jessie Martin), styremedlem	 Torje Eskeland Foss, styremedlem
 Jørgen C. Arentz Røstrup, styremedlem	 Inge Sundet, styremedlem
 Bjørn Thore Ribesen, styremedlem	 Ståle Gjersvold, varamedlem
 Øyvind Bratsberg, daglig leder	

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. 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 gjennomfører jevnlig 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 regelverket nevnt over. Med mindre annet er uttrykkelig angitt etterlever Det norske gjeldende anbefaling av 21. desember 2012. 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 opptre 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 sponsorer finnes på <http://www.detnor.no/samfunnsansvar/sponsorater/>.

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

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 engasjert i hverandre, selskapet og samfunnet rundt oss.

Gjennom en årlig strategiprosess evaluerer og definerer 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.

Det norske er i ferd med å omdannes fra et rent leteselskap til et fullverdig lete- og produksjonsselskap ("E&P-selskap"). Godkjenning i mai 2012 av planen for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet, der Det norske er operatør, var en viktig milepæl for selskapet og representerte et viktig skritt på veien mot å bli et fullverdig E&P-selskap.

Det norskens 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/no/investor/eierstyring-og-selskapsledelse/vedtekter>.

Ytterligere opplysninger om lisenser og virksomhet er tilgjengelig på <http://www.detnor.no/no/var-virksomhet/lisensportefolje>.

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 understreker at en solid egenkapital er viktig hvis Det norske skal klare å nå sine strategiske mål i fremtiden. Å sikre en optimal kapitalstruktur er en nøkkelprioritet for styret. Dette innebærer overvåking av tilgjengelige finansieringskilder og tilknyttede kapitalkostnader.

Framtidige utbygginger vil kreve betydelige investeringer. Det norske har dessuten planlagt et aktivt leteprogram de neste årene. 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, samt å modne eksisterende funn og utbyggingsprosjekter fram mot produksjon.

Selskapets bokførte egenkapital var ved utgangen av 2013 på NOK 3 188 millioner, som utgjorde 30 prosent av totalbalansen på NOK 10 541 millioner.

Den finansielle likviditeten anses å være god. Per 31. desember 2013 var selskapets beholdninger av betalingsmidler NOK 1 709 millioner. I tillegg utgjorde opptrekk på tilgjengelige kredittfasiliteter NOK 4 806 millioner.

I april 2013 ga generalforsamlingen styret fullmakt til å øke aksjekapitalen med inntil NOK 14 070 730, eller ti prosent av utestående aksjekapital på tidspunktet for generalforsamlingen. Målet var å styrke selskapets egenkapital. Per 31. desember 2013 var fullmakten ikke benyttet.

Generalforsamlingen i april 2013 ga styret fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer tilsvarende ti prosent av den totale aksjekapitalen. Fullmakten gjelder fram til den ordinære generalforsamlingen i 2014. Per 31. desember 2013 var fullmakten ikke benyttet.

4. LIKEBEHANDLING AV AKSJONÆRER OG TRANSAKSJONER 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

Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

egenkapital, tidspunktet for et slikt tilbud, aksjeprisen som tilbys, forholdene i finansmarkedet og behovet for å tilby kompensasjon til eksisterende aksjonærer som sier fra seg forkjøpsretten. Argumentene for frasigelse av forkjøpsretten vil klart framgå.

Selskapet har én aksjeklasse med like rettigheter for alle aksjonærer.

Per 31. desember 2013 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.

Gjeldende regnskapsstandarder og regelverk krever at Aker ASA utarbeider konsernregnskap som omfatter regnskapsinformasjon fra Det norske oljeselskap. Det norske oljeselskap 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 oljeselskap som ennå ikke er offentliggjort. Slik videreformidling av ikke-offentliggjort regnskapsinformasjon fra Det norske oljeselskap til Aker ASA skjer i streng fortrolighet og i henhold til gjeldende regelverk for håndtering av innsideinformasjon.

Styret anerkjenner Aker Capitals bidrag som en aktiv aksjonær. Kommunikasjonen til investorer skal 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 inngås i henhold til prinsippet om armlengdes avstand.

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 7. april 2014. 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. 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 2014 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 norskes generalforsamlinger ledes vanligvis av styreleder, eller den styreleder utpeker. Representanter fra styret, valgkomiteen, revisor og hovedledelsen oppfordres til å 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.

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.

Komitémedlem Kjetil Kristiansen er konsernsjef for Aker ASA, som eier 100 prosent av Aker Capital, selskapets største aksjonær.

Valgkomiteen søkes sammensatt slik at hensynet til aksjonærfellesskapets interesser blir ivaretatt. 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.

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 2013 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. 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 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,

Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

C. å sikre at aksjonærene får 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 2013 avholdt styret til sammen 13 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. Derfor er det her de fleste risikoreduserende 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 norske styre velger selv nestleder.

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.

Erik Haugane fratrådte sin stilling som administrerende direktør i selskapet i mai 2013 i henhold til vilkårene i en avtale som styret inngikk med Haugane i 2005. Sverre Skogen har vært arbeidende styreleder siden mai 2013. Karl Johnny Hersvik vil tiltre som administrerende direktør fra mai 2014.

Styret gjennomførte en formell evaluering av sitt eget arbeid i 2013, slik det bør i henhold til anbefalingen, og tok funnene til etterretning.

Revisjonsutvalget

Styret har nedsatt et revisjonsutvalg som består av følgende to styremedlemmer:

- Jørgen C Arentz Rostrup, leder
- Anne Marie Cannon

Begge medlemmene er uavhengige av selskapets største eier.

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 seks møter i 2013. 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). Utvalget har også arbeidet med å etablere en ny varslerspraksis, vurdert prosessen og rapporteringen av det årlige reserveestimatet og sett på forbedringer i finansiell rapportering. Utvalget har vurdert resultatene for 2013 og kan med glede konstatere framgang på de utvalgte temaene som ble identifisert som prioritetsområder for året. De er hovedsakelig knyttet til forbedret regnskapsavslutningsprosessen og dokumentasjon av rutiner for internkontroll av finansiell rapportering.

Kompensasjonsutvalg

Styret har også et kompensasjonsutvalg bestående av følgende tre styremedlemmer:

- Sverre Skogen
- Tonje Foss
- Tom Røtjer

Kompensasjonsutvalget skal sikre at kompensasjonsordninger understøtter selskapets strategi og setter det i stand til å rekruttere, motivere og beholde ledere på høyt nivå samtidig som det etterlever krav fra kontrollmyndigheter og styrende organer, oppfyller aksjonærenes forventninger og opptre i tråd med forventningene blant de ansatte for øvrig.

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 norske 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 Petroleurstilsynet og Miljødirektoratet, samt fra lisenspartnere. I 2013 deltok Det norske i finansiell revisjon av sju lisenspartnere, mens åtte av selskapets operatorlisenser og to lisenser 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 norske 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 norske styringssystem er i henhold til lover, forskrifter, standarder og beste praksis i industrien, har Det norske identifisert konkrete forbedringsområder for 2014. Disse prosessene er fastsatt i selskapets KHMS-plan for 2014.

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 KHMS-planen. Som en integrert del av planen for prosjektgjennomføring driver Ivar Aasen-prosjektet i tillegg en omfattende overvåkingsvirksomhet, herunder revisjoner og kvalitetsoppfølging av leverandører.

På det årlige strategimøtet i 2013 gjennomgikk styret sin risikostyringsstrategi, herunder hvordan den er implementert 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 norske 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. I 2013 ga Aasen-prosjektet en uavhengig tredjepart i oppdrag å evaluere forbedringsområder innen risikostyringsprosessene i prosjektmiljøet, med fokus på gjennomiktig risikostyring på alle nivå i organisasjonen.

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 rettvissende bilde av Det norske 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 2013 ble følgende risikoområder knyttet til finansiell rapportering identifisert:

- **Balanseførte letekostnader** – Risiko for manglende rapportering av tørre brønner og brønner som ennå ikke er vurdert.
- **Nedskrivning av goodwill, varige driftsmidler og immaterielle eiendeler** – Risiko for at fall i virkelig verdi ikke identifiseres og registreres på riktig måte
- **Skatt** – Komplekse skatteregler og beregninger fører til risiko for feil i finansiell rapportering
- **Utbyggingsprosjekter** – Store investeringer og risiko relatert til kostnadsoverskridelser, bedrageri og måling av 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 2013, identifiserte styrker, svakheter, muligheter og trusler. Sammenlignet med 2012 er effektiviteten og utformingen av interne kontroller blitt forbedret. Blant forbedringene kan nevnes:

- oppstart av en prosess for å rulle ut nye IT-systemer eller modifisere eksisterende systemer
- etablering av et nært samarbeid mellom økonomiavdelingen og prosjektutviklingsgruppen for å sikre hensiktsmessige prosedyrer for intern kontroll og finansiell rapportering
- videreføring av arbeidet med å formalisere prosedyrer, standardisere maler og automatisere oppgaver for å gjøre interne kontroller mer effektive
- forbedring av prosessen mot revisjonsutvalget med henblikk på gjennomgang av kvartalsrapporter for å sikre en mer effektiv prosess og at den endelige rapporten holder tilstrekkelig høy kvalitet.

Ytterligere forbedringer relatert til intern kontroll vil bli gjennomført i 2014.

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.

12. GODTGJØRELSE TIL LEDELSEN

Styret fastsetter administrerende direktørs godtgjørelse og andre ansettelsesbetingelser. Godtgjørelse til styret og hovedledelsen, herunder lønn, bonus og pensjonskostnader, er redegjort for i note 8 til årsregnskapet.

Selskapet har 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. Styret besluttet at bonusen for 2013 skulle være 15 prosent, basert på en helhetlig vurdering av selskapets resultater, herunder leterresultater og framdriften på utbyggingsprosjekter.

Selskapet har ingen pensjonsordning utover NOK 1 022 940 (12 G), men har som en del av avlønningssystemet innført en aksjespareordning for å kompensere for dette. Selskapet kjøper aksjer på vegne av de ansatte, og de ansatte mottar deretter aksjer vurdert til en verdi tilsvarende 10 prosent av selskapets brutto lønnsutbetalinger i foregående år. Selskapet betaler et tilsvarende beløp i form av skattekompensasjon. Ansatte som ikke ønsker å kjøpe aksjer, vil få halve beløpet utbetalt.

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 aksjeligviditet.

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 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. Hele årsrapporten, med det endelige, godkjente årsregnskapet og årsberetningen, foreligger senest tre uker før generalforsamlingen.

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. Det arrangeres individuelle møter for større investorer, forvaltere og analytikere. Selskapet deltar også på investorkonferanser.

Det langsiktige formål med kommunikasjon med investormarkedet er å sikre selskapet tilgang på kapital til konkurransedyktige vilkår, samt at aksjekursen over tid gjenspeiler de underliggende verdiene i selskapet.

14.SELSKAPSOVERTAKELSE

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

Ernst & Young er revisor for Det norske.

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 de fleste møter i revisjonsutvalget og møter utvalget uten at selskapets ledelse er til stede. Revisors uavhengighet til selskapet vurderes årlig. Revisor yter selskapet visse konsulenttjenester, men disse anses ikke å være i strid med dens interesser som revisor.

OVERSIKT OVER ÅRSREGNSKAP MED NOTER

SIDE

Oppstilling over resultat	79
Oppstilling over andre inntekter og kostnader	79
Balanseoppstilling	80
Oppstilling over endringer i egenkapital	82
Oppstilling over kontantstrømmer	83
Note 1: Sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper	84
Note 2: Viktige hendelser i 2013	96
Note 3: Oversikt over datterselskaper	96
Note 4: Segmentinformasjon	96
Note 5: Utforskningskostnader	97
Note 6: Varelager	97
Note 7: Inntekter	97
Note 8: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt lønnskostnader totalt	98
Note 9: Andre driftskostnader	101
Note 10: Finansposter	101
Note 11: Skatt	102
Note 12: Resultat per aksje	104
Note 13: Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler	104
Note 14: Nedskrivninger	106
Note 15: Kundefordringer	107
Note 16: Andre kortsiktige fordringer	107
Note 17: Langsiktige fordringer	108
Note 18: Andre langsiktige eiendeler	108
Note 19: Kontanter og kontantekvivalenter	108
Note 20: Aksjekapital og aksjonærinformasjon	109
Note 21: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser	110
Note 22: Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	113
Note 23: Derivater	113
Note 24: Obligasjonslån	113
Note 25: Rentebærende gjeld og pantstillelser	114
Note 26: Annen kortsiktig gjeld	114
Note 27: Forpliktelser, leieavtaler og garantier	115
Note 28: Transaksjoner med nærstående parter	116
Note 29: Finansielle instrumenter	117
Note 30: Investering i felleskontrollerte eiendeler	123
Note 31: Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)	124
Note 32: Hendelser etter balansedagen	126
Erklæring fra styret og administrerende direktør	126

OPPSTILLING OVER RESULTAT

1. januar - 31. desember (NOK 1000)	Note	2013	2012
Petroleumsinntekter	7	933 162	325 093
Andre driftsinntekter		10 719	7 351
Driftsinntekter		943 881	332 444
Utforskningskostnader	5	1 637 063	1 609 314
Produksjonskostnader	7	249 619	210 962
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	8	38 025	11 000
Avskrivninger	13	470 529	111 687
Nedskrivninger	14	666 135	2 149 653
Andre driftskostnader	9	109 886	82 799
Driftskostnader		3 171 256	4 175 414
Driftsresultat		-2 227 375	-3 842 970
Renteinntekter		40 750	54 997
Annen finansinntekt		80 567	68 399
Rentekostnader		301 834	128 250
Annen finanskostnad		137 435	101 050
Netto finanskostnader (+)/inntekter (-)	10	-317 952	-105 905
Resultat før skattekostnad		-2 545 327	-3 948 876
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	11	-1 996 727	-2 991 624
Årets resultat		-548 600	-957 251
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		140 707 363	128 649 729
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		140 707 363	128 649 729
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt)	12	(3,90)	(7,44)
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt) - utvannet	12	(3,90)	(7,44)

OPPSTILLING OVER ANDRE INNTEKTER OG KOSTNADER

01. januar - 31. desember (NOK 1000)	2013	2012 ¹⁾
Årets resultat	-548 600	-957 251
Elementer som ikke vil bli reklassifisert over resultatet:		
Akturiell gevinst/tap pensjonsordning	4 064	-6 834
Skatt knyttet til poster som ikke vil bli reklassifisert	-3 170	5 331
Totalresultat	-547 706	-958 755
Totalresultat fordeler seg som følger:		
Majoritetsinteresse	-547 706	-958 755
Sum	-547 706	-958 755

¹⁾ Se note 21 for sammenligningstall

BALANSEOPPSTILLING

(Alle tall i NOK 1000)	Note	31.12.2013	31.12.2012
EIENDELER			
Immaterielle eiendeler			
Goodwill	13	321 120	387 551
Aktiverte leteutgifter	13	2 056 100	2 175 492
Andre immaterielle eiendeler	13	646 299	665 542
Utsatt skattefordel	11	630 423	
Varige driftsmidler			
Varige driftsmidler	13	2 657 566	1 993 269
Finansielle anleggsmidler			
Langsiktige fordringer	17	125 432	31 995
Andre langsiktige eiendeler	18, 29	285 399	193 934
Sum anleggsmidler		6 722 340	5 447 783
Varer			
Varelager	6	40 880	21 209
Fordringer			
Kundefordringer	15, 29	134 221	101 839
Andre kortsiktige fordringer	16, 29	499 419	342 566
Markedsbaserte finansielle plasseringer	29	24 075	23 138
Beregnet skatt til utbetaling	11, 29	1 411 251	1 273 737
Betalingsmidler			
Betalingsmidler	19, 29	1 709 166	1 154 182
Sum omløpsmidler		3 819 011	2 916 670
SUM EIENDELER		10 541 352	8 364 453

BALANSEOPPSTILLING

(Alle tall i NOK 1000)	Note	31.12.2013	31.12.2012 ¹⁾
EGENKAPITAL OG GJELD			
Innskutt egenkapital			
Aksjekapital	20	140 707	140 707
Overkursfond		3 089 542	3 089 542
Sum innskutt egenkapital		3 230 249	3 230 249
Annen egenkapital		-41 780	505 926
Sum egenkapital		3 188 470	3 736 175
Avsetning for forpliktelser			
Pensjonsforpliktelser	21	66 512	65 258
Utsatt skatt	11		126 604
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	22	828 529	798 057
Avsetning for andre forpliktelser		780	647
Langsiktig gjeld			
Obligasjonslån	24,29	2 473 582	589 078
Andre rentebærende gjeld	25,29	2 036 907	1 299 733
Derivater	23, 29	49 453	45 971
Kortsiktig gjeld			
Kortsiktig lån	25, 29	478 050	567 075
Leverandørgjeld	29	452 435	258 596
Offentlige trekk og avgifter		23 579	24 536
Fjernings - og nedstengingsforpliktelser	22	147 375	
Annen kortsiktig gjeld	26	795 680	852 722
Sum gjeld og avsetning for forpliktelser		7 352 882	4 628 277
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		10 541 352	8 364 453

¹⁾ Se note 21 for sammenligningstall

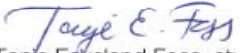
Styret i Det norske oljeselskap ASA
Trondheim, 11. mars 2014


Sverre Skogen, styreleder


Anne Marie Cannon, nestleder


Kitty Hall (Katherine Jessie Martin), styremedlem


Bjørn Thore Ribesen, styremedlem


Torje Eskeland Foss, styremedlem

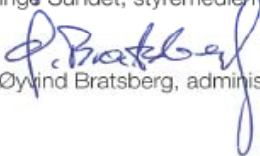

Ståle Gjersvold, vara styremedlem


Tom Røtjer, styremedlem


Kjell Inge Røkke, styremedlem


Jørgen C Arentz Røstrup, styremedlem


Inge Sundet, styremedlem


Øyvind Bratsberg, administrerende direktør

OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

	Aksje- kapital	Overkurs	Annen egenkapital			Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Innskutt annen egenkapital	Andre inntekter og kostnader	Opptjent egenkapital		
(Alle tall i NOK 1000)							
Egenkapital pr 31.12.2011	127 916	2 083 271	3 600 107	-2 134 743		1 465 364	3 676 551
Prinsippendring, jf note 21				-684		-684	-684
Egenkapital pr 31.12.2011 (justert)	127 916	2 083 271	3 600 107	-684	-2 134 743	1 464 680	3 675 867
Emisjon	12 792	1 006 271					1 019 063
Prinsippendring, jf note 21				-1 504		-1 504	-1 504
Totalresultat 2012					-957 251	-957 251	-957 251
Egenkapital pr 31.12.2012	140 707	3 089 542	3 600 107	-2 188	-3 091 994	505 926	3 736 175
Totalresultat 2013				894	-548 600	-547 706	-547 706
Egenkapital pr 31.12.2013	140 707	3 089 542	3 600 107	-1 294	-3 640 593	-41 780	3 188 470

OPPSTILLING OVER KONTANTSTRØMMER

1. januar - 31. desember (NOK 1 000)	Note	2013	2012
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter			
Resultat før skattekostnad		-2 545 327	-3 948 876
Betalte skatter i perioden		-26 585	
Periodens mottatte skattefordring		1 318 430	1 443 140
Avskrivninger	13	470 529	111 687
Nedskrivninger	14	666 135	2 149 653
Kalkulatorisk rente i nåverdiberegning av fjerningsforpliktelser		42 765	17 519
Tilbakeføring av skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA)	5		-57 000
Tap ved salg av lisensandeler		734	13 461
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	23	3 174	44 847
Amortisering av rente- og etableringskostnader	10	88 458	39 576
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	5	1 150 541	1 116 403
Endring i lager, kreditorer og debitorer		141 786	44 467
Endringer i netto arbeidskapital og andre kortsiktige balanseposter		-394 934	444 144
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		915 707	1 419 019
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter			
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	22	-36 739	-678
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	13	-1 495 709	-2 874 627
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	13	-1 358 941	-1 114 277
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser		86 472	414 336
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-2 804 917	-3 575 247
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter			
Emisjon			1 019 063
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-1 500 000	-2 000 000
Nedbetaling av langsiktig gjeld		-2 185 102	-600 000
Opptak av langsiktige gjeld		4 729 297	1 849 749
Opptak av kortsiktige gjeld		1 400 000	2 200 000
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		2 444 195	2 468 812
Netto endring i betalingsmidler		554 984	312 583
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		1 154 182	841 599
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		1 709 166	1 154 182
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt			
Bankinnskudd		1 693 319	1 140 750
Bundne bankinnskudd		15 847	13 432
SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	19	1 709 166	1 154 182

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. Selskapet har registrert forretningsadresse i Trondheim. Aker Capital AS er selskapets største aksjonær med en eierandel på 49,99 prosent per 31. desember 2013. 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.

Finansregnskapet til Det norske gjelder kun en juridisk enhet og det er således ingen konsoliderte tall.

Årsregnskapet ble godkjent av styret 11. mars 2014 og vil bli presentert for godkjenning på generalforsamlingen den 7. april 2014.

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.

1.2 FUNKSJONELL VALUTA OG PRESENTASJONSVALUTA

Selskapets funksjonelle valuta og presentasjonsvaluta er norske kroner (NOK). Alle beløp er avrundet til nærmeste tusen, dersom ikke annet er angitt.

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.

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

Påviste og sannsynlige reserver brukes til beregning av produksjonsmengder, som utgjør grunnlaget for beregning av avskrivninger. Reserveestimater benyttes også under nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler. Endringer i oljepriser og kostnadsestimater kan endre reserveestimater, og dermed økonomisk cut-off. 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.

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler: Pr. 31.12.2013 var bokført verdi av driftsmidlene (både varige og immaterielle eiendeler) NOK 5 681 millioner, se note 13 og 14.

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 ved hver rapporteringsdato. Se punkt 1.8 og 1.9 for nærmere beskrivelse.

Pr. 31.12.2013 var bokført verdi av balanseførte leteutgifter NOK 2 658 millioner, se note 13.

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 utgiften 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 regnskapsføring av forpliktelsen og utgiften relatert til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser ført i finansregnskapet, 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.

Pr 31.12.2013 var bokført verdi på nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene på NOK 976 millioner, se note 22.

Pensjonsforpliktelse:

Ved beregning av nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen som representerer en brutto langsiktig forpliktelse i balansen og indirekte periodens pensjonskostnad i resultatet, foretar ledelsen en rekke kritiske vurderinger som påvirker disse estimatene. Disse vurderingene relaterer seg til diskonteringssats som skal anvendes på fremtidige utbetalinger, forventet avkastning på pensjonsmidler, årlig lønnsvekst og gjennomsnittlig turnover. Betydelige endringer i antagelsene kan ha stor innvirkning på regnskapet.

Pensjonsforpliktelsen var pr. 31.12.2013 på NOK 66,5 millioner, se note 21.

Inntektsskatt:

Selskapet pådrar seg årlig betydelige beløp i betalbar skatt og/eller opptjener betydelige tilgodehavende knyttet til skatt. Selskapet regnskapsfører også betydelige endringer i utsatt skatt og 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.

Pr. 31.12.2013 var bokført verdi på utsatt skattefordel på NOK 630 millioner og beregnet skatt til utbetaling var på NOK 1 411 millioner, se note 11.

Riggleiekontrakter:

Selskapet har betydelige forpliktelser relatert til riggkontrakter. Riggleiekontrakter er gjenstand for nedskrivningstester basert på endring i fremtidige riggrater og beskjefhtigelse.

1.4 UTENLANDSKE VALUTATRANSAKSJONER

Transaksjoner i utenlandsk valuta omregnes til valutakurs på transaksjonstidspunktet. Pengeposter i utenlandsk valuta blir omregnet til valutakurs på balansedagen ved periodens slutt. Valutakursendringer resultatføres løpende i regnskapsperioden.

1.5 INNTEKTSFØRING

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

Årsregnskap med noter

Andre inntekter resultatføres når levering av varer og tjenester har funnet sted og det vesentligste av risiko og kontroll er overført.

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

1.6 ANDEL I FELLESKONTROLLERTE EIENDELER

En felleskontrollert virksomhet er en kontraktuell avtale mellom to eller flere parter vedrørende en økonomisk aktivitet under felles kontroll. Det norske har eiendeler i lisenser som ikke er egne selskap. Samtlige av disse er knyttet til lisenser på norsk kontinentalsokkel og er definert som felles kontrollerte eiendeler etter IAS 31. Selskapet regnskapsfører investeringer i felleskontrollerte eiendeler (olje- og gasslisenser), ved hjelp av forholdsmessig konsolidering, og ved å regnskapsføre sin andel av eiendelenes kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm under de respektive postene i selskapets finansregnskap.

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. Inneværende års avdrag på langsiktig gjeld blir klassifisert som kortsiktig gjeld. Finansielle investeringer i aksjer klassifiseres som omløpsmidler, men 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). Sammenslutningen består av innsatsfaktorer, prosesser som utøves på disse innsatsfaktorene og en resulterende produksjon som brukes eller er i stand til å generere driftsinntekter.

Kjøpt virksomhet innregnes i regnskapet fra overtagelsestidspunktet. Overtagelsestidspunktet defineres som det tidspunkt selskapet oppnår kontroll over de finansielle og driftmessige 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 omvurderinger 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 overtagelsestidspunktet.

Goodwill allokeres til kontantstrømgenererende enheter eller grupper av kontantstrømgenererende enheter som forventes å ha fordel av synergieffekter av virksomhetssammenslutningen. For interne ledelsesformål er goodwill vurdert for hvert enkelt felt/lisens og disse anses som individuelle kontantstrømgenererende enheter.

Ved trinnvise oppkjøp av selskaper utgjør anskaffelseskost summen av virkelig verdi av tidligere eierandeler på oppkjøpstidspunktet og vederlaget ved siste kjøp. Verdiendringer på tidligere eierandeler resultatføres. I forbindelse med måling av goodwill og ikke-kontrollerende interesser er det gitt to likestilte alternativer.

- 1) Goodwill oppføres kun med majoritetens andel og innebærer ytterligere identifikasjon av goodwill ved senere kjøp av minoritetsinteresser.
- 2) Goodwill oppføres med både majoritetens og minoritetens andel, dvs. på 100 prosent basis. Eventuelt senere kjøp av gjenværende minoritetsinteresser medfører ikke en justering av goodwill, men behandles som en egenkapitaltransaksjon.

Ved bruk av alternativ 2, må ikke-kontrollerende interesser verdsettes til virkelig verdi. Valg mellom alternativ 1 og 2 er ikke et prinsippvalg og gjøres pr. oppkjøp.

Allokering av merverdier og goodwill kan reguleres i inntil 12 måneder etter overtagelsen dersom nye opplysninger har kommet til om fakta og omstendigheter som forelå på overtagelsestidspunktet og som, dersom disse hadde vært kjent, ville ha påvirket målingen av de beløpene som er innregnet fra og med dette tidspunktet.

Oppkjøpsutgifter ut over emisjons- og låneopptaksutgifter skal kostnadsføres etter hvert som de pådras.

Verdsettelsen av virkelig verdi på lisenser er basert på kontantstrømmer etter skatt. Årsaken er at slike lisenser kun omsettes i markedet etter skatt basert på vedtak fra Finansdepartementet i tråd med § 10 i Petroleums-skatteloven. 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.

1.9 KJØP, SALG OG BYTTE AV LISENER

Ved oppkjøp av lisenser som gir rettigheter til leting etter og utvinning av petroleum, vurderes det for hvert oppkjøp om kjøpet skal klassifiseres som virksomhetssammenlutning (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 olje- og gassproduserende eiendeler, samt lisenser i utbyggingsfasen, blir anskaffelseskostnaden allokert mellom balanseførte leteutgifter, lisensrettigheter, produksjonsanlegg, utsatt skatt og goodwill.

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 for 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 petroleumsforkomst 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 petroleumsforkomsten. 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 hvor vidt 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 3-5 år og justert for verdifall og utrangeringsverdi dersom det er aktuelt.

Bokført verdi på varige driftsmidler består av anskaffelseskost fratrukket akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Påkostninger på leide lokaler aktiveres og avskrives over gjenværende leieperiode.

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

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

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

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

Driftsmidler knyttet til 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 godtkjent; 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 bokført 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 komplette 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 petroleumforekomster herunder lisensrettigheter, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på påviste og sannsynlige reserver. Reservegrunnlaget som benyttes for avskrivningsformål oppdateres minst en gang i året. Alle endringer i reservene som påvirker avskrivningsberegningen blir reflektert prospektivt.

1.12 NEDSKRIVNING

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler (inkludert lisensrettigheter, eksklusiv goodwill) med begrenset levetid blir vurdert for potensielt verdifall når hendelser eller endringer i omgivelsene indikerer at bokført verdi på eiendeler er vesentlig 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 kapitalkostnad (Weighted Average Cost of Capital - 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 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. Reservene kuttes på det tidspunkt de ikke lenger gir et positivt bidrag til kontantstrømmen, eller leiekontrakten for installasjonen utløper.

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 gjeldende, 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. Det norske har valgt å følge opp goodwill på lisensnivå. 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. Tap ved 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 at goodwill og utsatt skatt vurderes sammen med tilhørende lisens.

1.13 ANLEGGSMIDLER HOLDT FOR SALG

Anleggsmidler og grupper av anleggsmidler og gjeld er klassifisert som holdt for salg hvis deres balanseførte verdi vil bli gjenvunnet gjennom en salgstransaksjon kontra fortsatt bruk. Kriteriet er ansett oppfylt bare når salg er høyst sannsynlig og anleggsmiddelet (eller grupper av anleggsmidler og gjeld) er tilgjengelig for umiddelbart salg i dets nåværende form. Ledelsen må ha forpliktet seg til et salg og salget må være forventet gjennomført innen ett år fra dato for klassifiseringen.

Anleggsmidler, grupper av anleggsmidler og gjeld klassifisert som holdt for salg måles til den laveste verdien av tidligere balanseført verdi og virkelig verdi fratrukket salgskostnader.

1.14 FINANSIELLE INSTRUMENTER

Selskapet har 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.

I henhold til IAS 39 er det fire typer finansielle eiendeler og to typer finansielle forpliktelser:

- Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet:* Finansielle instrumenter som enten er klassifisert som holdt for omsetning eller er øremerket av foretaket til virkelig verdi over resultatet ved førstegangsinnregning.

- Investeringer som holdes til forfall:* Finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer; med en bestemt innløsningsdato, annet enn utlån og fordringer; hvor det foreligger intensjon om og evne til å holde investeringen til forfall; som ikke har blitt klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet" eller som "tilgjengelig for salg".

- Utlån og fordringer:* Finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer som ikke er notert i et aktivt marked; som ikke er kvalifisert som verdier holdt for omsetning; som ikke er klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet" eller som "tilgjengelig for salg".

- Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg:* Finansielle eiendeler som er øremerket som "tilgjengelig for salg" eller som ikke er klassifisert som "utlån og fordringer", "investeringer som holdes til forfall" eller "til virkelig verdi over resultatet".

- Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet:* Finansielle instrumenter som enten er klassifisert som holdt for omsetning eller øremerket som sådanne ved førstegangsinnregning.

- Andre finansielle forpliktelser er ikke uttrykkelig definert, men omfatter forpliktelser som ikke er holdt for omsetning eller klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet".

En finansiell eiendel eller forpliktelse blir ved førstegangs innregning målt til virkelig verdi. Påfølgende måling avhenger av hvilken kategori det finansielle instrumentet er kategorisert i. Noen kategorier måles til amortisert kost, og noen til virkelig verdi. Andre målingsgrunnlag kan komme til anvendelse i begrenset omfang, for eksempel enkelte kontrakter knyttet til finansielle garantier.

Måling til amortisert kostnad er finansielle eiendeler/forpliktelser:

- Holdes til forfall:* Ikke-derivative finansielle eiendeler hvor det foreligger intensjon om og evne til å holde disse til forfall.

- Utlån og fordringer:* Ikke-derivative finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer som ikke er notert i et aktivt marked.

- Finansielle forpliktelser som ikke er bokført til virkelig verdi over resultatet eller på annet vis påkrevd målt i henhold til annet målingsgrunnlag.

Måling til virkelig verdi er finansielle eiendeler/forpliktelser:

- Til virkelig verdi over resultatet:* Denne kategorien inkluderer finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser holdt for omsetning, inkludert derivativer ikke klassifisert som sikringsinstrumenter, finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser som selskapet har bestemt skal måles til virkelig verdi. Alle endringer i virkelig verdi blir rapportert i resultatet.

- Tilgjengelig for salg:* Alle finansielle eiendeler som ikke faller inn under én eller flere av de andre kategoriene. Urealiserte endringer i virkelig verdi rapporteres under oppstilling over andre inntekter og kostnader. Realiserte endringer i virkelig verdi (fra salg eller forringelse) rapporteres i resultatet på realiseringstidspunktet.

1.15 NEDSKRIVNING AV FINANSIELLE EIENDELER

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

1.16 KONVERTIBLE LÅN

Konvertible lån som kan konverteres til aksjekapital i henhold til opsjon gitt til långiver, og hvor antall aksjer utstedt ikke endres ved forandringer i virkelig verdi, behandles som sammensatte finansielle instrumenter. Transaksjonsutgifter som er knyttet til utstedelse av et sammensatt finansielt instrument fordeles mellom forpliktelse og egenkapital i forhold til fordelingen av provenyet. Egenkapitalkomponenten av konvertible obligasjoner beregnes som den delen av provenyet fra utstedelsen som overstiger nåverdien av fremtidige rente- og avdragsinnbetalinger, diskontert med markedsrenten for lignende forpliktelser uten konverteringsrett. Rentekostnaden som innregnes i resultatregnskapet beregnes på grunnlag av effektiv rentemetode.

1.17 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 på 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 utviklings utgifter kostnadsføres når de påløper.

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

Balanseførte utviklingskostnader avskrives over eiendelens estimerte levetid.

1.18 REKLASSIFISERING AV LØNNS- OG ADMINISTRASJONSKOSTNADER

Selskapet foretar løpende reklassifisering av lønns- og driftskostnader til henholdsvis utbyggings-, drifts- og utforskningsaktiviteter basert på timeskriving. Som grunnlag benyttes brutto lønns- og driftskostnader redusert med allerede fakturerte beløp til opererte lisenser.

1.19 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, fratrullet 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.

1.20 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.

1.21 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.

1.22 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 salgsverdi er lik estimert salgspris fratrullet estimert salgskostnad.

1.23 MER-/MINDREUTTAK/BEHOLDNING AV PETROLEUM

Meruttak av petroleum presenteres som kortsiktig gjeld. Mindreuttak av petroleum presenteres som kortsiktig fordring. Verdi av mer-/mindreuttak settes til estimert salgsverdi fratrullet estimerte salgskostnader (rettighetsmetoden).

1.24 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. Renteinntekter inntektsføres basert på effektiv rentemetode, etterhvert som de opptjenes.

1.25 RENTEBÆRENDE GJELD

Alle lån blir opprinnelig bokført til anskaffelseskost, som er virkelig verdi på det som mottas fratrullet 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 ført i resultatregnskapet i løpet av perioden, til forfall. Amortisert kost blir beregnet ved å ta hensyn til alle utstedelseskostnader, og rabatt eller premie på oppgjørsdato.

1.26 SKATT

Generelt

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

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

Bokført 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 petroleumsskatteloven. 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.

Skattemessig 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

Årsregnskap med noter

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 landdistriktet. 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 sokkeldistriktet, og gjennomsnittlig rentebærende gjeld gjennom inntektsåret.

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

Udekket tap i landdistriktet 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 landdistriktet 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.

1.27 ANSATTEYTELSER

Ytelsesbaserte pensjonsordninger

Alle ansatte har en pensjonsordning som er administrert og forvaltet gjennom et norsk livsforsikringsselskap. Beregningen av estimert pensjonsforpliktelse for ytelsesbasert pensjon er basert på eksterne aktuarietoder, og sammenlignet med verdien av pensjonsmidlene.

Ved regnskapsføring av pensjonskostnader og pensjonsforpliktelser er pensjonsordningens ytelsesformel lagt til grunn – ”påløpte ytelsers metode”. Denne er basert på forutsetninger relatert til diskonteringsrente, fremtidig lønn, ytelser fra Folketrygden, fremtidig avkastning på pensjonsmidler, samt aktuariemessige 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 fortløpende mot OCI.

Gevinst og tap på avkortning eller oppgjør av en ytelsesbasert pensjonsordning innregnes i resultatet når avkortningen eller oppjøret inntreffer. En avkortning inntreffer når selskapet vedtar en vesentlig reduksjon av antall ansatte som omfattes av en ordning, eller endrer vilkårene for en ytelsesbasert pensjonsordning, slik at en vesentlig del av nåværende ansattes fremtidige opptjening ikke lenger kvalifiserer til ytelser eller kun kvalifiserer til reduserte ytelser.

Introduksjon av en ny ytelsesplan eller en forbedring av nåværende ytelsesplan medfører endringer i pensjonsforpliktelsen. Dette blir kostnadsført lineært frem til effekten av endringen er opptjent. Innføring av nye ordninger eller endringer i eksisterende ordninger, med tilbakevirkende kraft, slik at de ansatte umiddelbart har opptjent en fripolise (eller endring i fripolise), resultatføres umiddelbart uavhengig av eventuelle betingelser til fremtidig ansettelse. Gevinst eller tap knyttet til innskrenkninger eller avslutning av pensjonsplaner resultatføres når dette skjer.

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

1.28 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 nedstegnings- og fjerningsforpliktelse regnskapsfører selskapet nåverdien av fremtidige utgifter til nedstegning 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 kreditt risiko element.

1.29 NÆRSTÅENDE PARTER

Alle transaksjoner, avtaler, og forretningsvirksomhet med nærstående parter foretas på alminnelige markedsmessige vilkår (armlengdeprinsippet).

1.30 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.

1.31 RESULTAT PER AKSJE

Resultat per aksje er beregnet ved å dividere ordinært resultat på veid gjennomsnitt av totalt utestående aksjer. Aksjer utstedt i løpet av året blir veid i forhold til perioden de har vært utestående. Utvannet resultat per aksje beregnes som årsresultat dividert på et veid gjennomsnitt av utestående aksjer i løpet av perioden justert for effekten av eventuelle opsjoner. Overskudd som tilfaller aksjeeierne og vektet gjennomsnittlig utestående aksjer, er justert for utvanningseffekter relatert til eventuelle aksjeopsjoner. Alle aksjer som kan bli innløst ved aksjeopsjoner og som er ”in the money” er inkludert i beregningen. Eventuelle aksjeopsjoner forventes å bli konvertert på overdragelsestidspunktet.

1.32 BETINGEDE FORPLIKTELSER OG EIENDELER

Betingede forpliktelser er regnskapsført i årsregnskapet dersom det er mer enn 50 % sannsynlighet for at de vil inntreffe. Det opplyses i note, om vesentlige 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.

1.33 HENDELSER ETTER RAPPORTERINGSPERIODEN

Hendelser etter rapporteringsperioden er de hendelser, både gunstige og ugunstige, som finner sted mellom balansedagen og tidspunktet da årsregnskapet godkjennes for offentliggjøring.

Hendelser som gir kunnskap om forhold som forelå på balansedagen vil bli justert i regnskapene.

Hendelser som vedrører forhold som oppstod etter balansedagen opplyses i note dersom de er vesentlige.

1.34 KONTANTSTRØM

Oppstilling over kontantstrømmer er utarbeidet etter den indirekte metode.

1.35 SAMMENLIGNINGSTALL

Ved behov, har sammenligningstall blitt justert for å være i overensstemmelse med endringer i presentasjonen for inneværende år.

1.36 ENDRINGER I REGSKAPSSTANDARDER OG FORTOLKNINGER SOM:

HAR TRÅDT I KRAFT

Anvendte regnskapsprinsipper er konsistent med prinsippene anvendt i foregående regnskapsperiode, med unntak av de endringene i IFRS som har blitt implementert av selskapet i inneværende regnskapsperiode. Nedenfor er det listet hvilke endringer i IFRS med virkning for 2013 regnskapet som har vært relevant for selskapet, samt effekten dette har hatt på selskapets årsregnskap.

IAS 19 Ytelser til ansatte

Fra 1. januar 2013 har foretaket anvendt IAS 19 Ytelser til ansatte (juni 2011) ("IAS 19R") og endret basis for beregning av pensjonsforpliktelser -og kostnader. Foretaket har tidligere benyttet korridormetoden for regnskapsføring av uamortiserte estimatavvik. Korridormetoden er ikke lenger tillatt, og alle estimatavvik skal etter IAS 19R føres i oppstilling over andre inntekter og kostnader (OCI). Korridoren per 1. januar 2012 som utgjorde NOK 3,1 millioner er nullstilt. Pensjonsforpliktelsen økte tilsvarende per 1. januar 2012, mens egenkapitalen ble redusert med NOK 0,7 millioner (etter skatt), og NOK 1,5 millioner per 31. desember 2012.

Tidligere ble avkastning på pensjonsmidler beregnet ved bruk av en langsiktig forventet avkastning på pensjonsmidlene. Som følge av anvendelse av IAS 19R, beregnes nå periodens netto rentekostnad ved å anvende diskonteringsrenten for forpliktelsen i begynnelsen av perioden for netto forpliktelsen. Netto rentekostnad består derfor av rente på forpliktelsen og avkastning på midlene, begge beregnet med diskonteringsrenten. Endringer i netto pensjonsforpliktelse som følge av premiebetalinger og utbetaling av

pensjon blir tatt hensyn til. Forskjellen mellom faktisk avkastning på pensjonsmidlene og den resultatførte avkastningen regnskapsføres fortløpende mot OCI. Pensjonskostnaden i 2012 under tidligere prinsipp utgjorde NOK 29,7millioner.

Som følge av endret prinsipp for behandling av uamortisert estimatavvik og beregning av netto rentekostnad, økte den resultatførte pensjonskostnaden til NOK 36,5 (29,7+6,8) millioner mens estimatavvik på NOK 6,8 millioner ble belastet andre inntekter og kostnader. Pensjonsforpliktelsen per 31. januar 2012 økte til NOK 65,3 millioner. IAS 19R er anvendt retrospektivt, og sammenligningstallene er endret.

IAS 1 Presentasjon av finansregnskap

Endringene i IAS 1 innebærer at postene i oppstillingen over andre inntekter og kostnader (OCI) skal grupperes i to kategorier. Poster som kan bli reklassifisert til resultatet på et fremtidig tidspunkt (for eksempel netto gevinst ved sikring av nettoinvestering, omregningsdifferanser ved omregning av utenlandsk virksomhet til presentasjonsvaluta, netto endring i kontantstrømsikring og netto gevinst eller tap på finansielle eiendeler klassifisert som tilgjengelig for salg) skal presenteres separat fra poster som aldri vil bli reklassifisert (for eksempel aktuarmessige gevinster og tap knyttet til ytelsesbaserte pensjonsordninger). Endringene har kun betydning for presentasjonen, og har ingen påvirkning på selskapets finansielle stilling eller resultat.

IFRS 13 Måling av virkelig verdi (Fair Value Measurement)

Standarden angir prinsipper og veiledning for måling av virkelig verdi for eiendeler og forpliktelser som andre standarder krever eller tillater målt til virkelig verdi. Standarden sier ingenting om når virkelig verdi skal anvendes, men dette følger av andre standarder. Standarden har ikke hatt stor innvirkning på Det norskes regnskap, da selskapet kun har finansielle instrumenter som vurderes til virkelig verdi.

Årlig forbedringsprosjekt 2009-2011:

IAS 1 Presentasjon av finansregnskapet

Endringene i IAS innebærer en klargjøring av forskjellen mellom frivillige sammenligningstall og minimumskravene. Vanligvis vil presentasjon av foregående periodes sammenligningstall oppfylle minimumskravene. Endringene har ikke hatt betydning for selskapets finansielle stilling eller resultat.

IAS 16 Eiendom, anlegg og utstyr

Endringen innebærer en presisjon om at vesentlige reservedeler og vedlikeholdsutstyr som oppfyller definisjonen av eiendom, anlegg og utstyr, ikke er varelager.

IAS 32 Finansielle instrumenter – Presentasjon

Endringen innebærer en klargjøring av inntektsskatt som stammer fra utdeling til eiere av egenkapitalinstrumenter skal regnskapsføres i samsvar med IAS 12

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. Selskapets intensjon er å implementere de relevante endringene på ikrafttredelsestidspunktet, under forutsetning av at EU godkjenner endringene før avleggelse av finansregnskapet.

IFRS 10 Consolidated Financial Statement / IFRS 11 Joint Arrangements / IFRS 12 Disclosure of interests in other entities

IFRS 10

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.

IFRS 11

IFRS 11 erstatter IAS 31 "Andeler i felleskontrollert virksomhet" og SIC-13 "Felleskontrollerte foretak - ikke-monetære overføringer fra deltakere". IFRS 11 anvender noen av de samme begrepene som ble anvendt i IAS 31, men med forskjellig innhold. Følgelig kan det synes noe uklart hvorvidt IFRS 11 representerer en betydelig endring fra IAS 31. For eksempel, hvor IAS 31 identifiserte tre ulike former for felleskontrollert virksomhet (felleskontrollert drift, felleskontrollerte eiendeler og felleskontrollerte foretak), omhandler IFRS 11 bare to former for felles ordninger (felles driftsordninger og felles virksomhet) hvor det foreligger felles kontroll. IFRS 11 fjerner adgangen til å kunne benytte proporsjonal konsolidering for felleskontrollerte foretak. Felleskontrollerte foretak som tilfredsstiller definisjonen av felleskontrollert virksomhet skal isteden konsolideres etter egenkapitalmetoden. For felleskontrollerte driftsordninger (som inkluderer tidligere felleskontrollert drift, felleskontrollerte eiendeler og potensielt noen former for felleskontrollerte foretak), skal foretaket innregne sin relative andel av eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader.

Andeler i felleskontrollert virksomhet

Selskapet har andeler i lisenser på den norske kontinentalsokkelen. Under IFRS 11 *Felleskontrollert virksomhet* defineres felleskontrollert driftsordning som en ordning der partene som har felles kontroll har rettigheter til eiendeler og forpliktelser for gjelden relatert til ordningen. Selskapet innregner sine investeringer i felleskontrollert driftsordning (olje – og gasslisenser) ved å rapportere sin andel av relaterte utgifter, eiendeler, forpliktelser og kontantstrøm under de respektive linjer i selskapets årsregnskap.

For lisenser som er vurdert til å være utenfor IFRS 11 sin definisjon av felleskontrollert driftsordning, fordi det ikke foreligger felles kontroll, blir selskapets andel av relaterte utgifter, eiendeler, forpliktelser og kontantstrømmer innregnet linje for linje i selskapets årsregnskap i overensstemmelse med relevante IFRS – standarder.

IFRS 12

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 foretak sin 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 hvor vidt 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.

Disse nye standardene er effektive fra 1. januar 2014. Det er egne overgangsbestemmelser for både IFRS 10, 11 og 12. Sommeren 2012 vedtok IASB visse endringer i IFRS 10, 11 og 12, og det har gitt noen lettelser fra kravet om full retrospektiv anvendelse. Overnevnte endringer har ingen effekt på selskapets finansielle stilling eller resultat.

IFRS 10, IFRS 12 og IAS 27 – Amendments: Investment Entities

Endringene innebærer at det blir gitt et unntak fra konsolideringskravet for foretak som tilfredsstiller definisjonen på en investeringsenhet (investment entity).

IFRS 10: Inneholder definisjonen på en investeringsenhet. Investeringsenheter skal måle investeringer i datterselskaper til virkelig verdi med verdiendringer over resultat, jfr. IFRS 9 Financial instruments (IAS 39, om endringene implementeres før implementering av IFRS 9), og følgelig ikke konsolidere datterselskapene: Her foreligger ett unntak - datterselskaper som yter investeringsrelaterte tjenester til foretaket eller andre parter skal konsolideres. For å kunne anses som en investeringsenhet må foretaket tilfredsstille alle tre elementer i definisjonen, samt vurdere om det har noen av de fire karakteristika som er angitt i standarden. Vurderingen må bygge på alle relevante forhold, herunder formålet med og utformingen av enheten.

IAS 27: Investeringsenheter som er forpliktet til å innregne alle sine datterselskaper til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet etter IFRS 10, presenterer det separate finansregnskapet som sitt eneste regnskap.

IFRS 12: Noteopplysningskrav er utvidet og inkluderer blant annet krav om opplysninger om vesentlige vurderinger og forutsetninger, informasjon om hvert av de ikke-konsoliderte datterselskapene samt nærmere angitte detaljopplysninger.

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 må ses i sammenheng med IFRS 13 Måling av virkelig verdi.

Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2014 eller senere. Endringen anses ikke å ha noen stor betydning for Det norske, da selskapet ikke verdsetter noe til virkelig verdi redusert for salgskostnader.

IAS 39 Finansielle instrumenter – innregning og måling

IASB har vedtatt endringer i sikringsbokføringsreglene under IFRS. Endringene innebærer at man ikke vil måtte avslutte sikringsbokføringen i de tilfeller hvor derivater utpekt i sikringsforhold må overføres for å gjennomføre clearing med en sentral motpart (central counterparty - CCP) som følge av lov eller annen regulering, gitt at nærmere angitte kriterier er oppfylt. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2014 eller senere. Endringen vil ikke ha stor betydning for Det norske, da selskapet per dags dato ikke har noen form for sikringsbokføring og benytter derivater i liten skala.

Note 2: Viktige hendelser i 2013

Det norske hadde god framdrift i utbyggingsporteføljen i 2013. Planene for utbygging og drift (PUD) av feltene Ivar Aasen- og Gina Krog ble godkjent av Stortinget. Begge var viktige milepæler på veien mot en økning i produksjonen fra 2016/2017. Partnerne i det gigantiske Johan Sverdrup-feltet jobbet målrettet gjennom 2013 mot valg av konsept for utbyggingen. Produksjonen ble tredoblet til 1,6 millioner fat oljeekvivalenter da Jette ble satt i produksjon. På letefronten deltok Det norske i Gohta-funnet i Barentshavet, et resultat av en ny letemodell i denne regionen.

Selskapet doblet trekkfasiliteten for feltutbygging til USD 1 milliard i 2013 og økte den såkalte "accordion"-opsjonen fra USD 100 millioner til USD 1 milliard. I tillegg tok selskapet opp et obligasjonslån i juli på NOK 1,9 milliarder til en rente på Nibor + 500 basispunkter. Disse tiltakene styrket selskapets investeringskapasitet.

Note 3: Oversikt over datterselskaper

Selskapet eier 100 prosent av konferansesenteret Sandvika Fjellstue AS, lokalisert i Sandvika i Verdal, og brukes av Det norske. Sandvika Fjellstue AS er ut fra en vesentlighetsbetraktning ikke konsolidert, men er bokført til historisk kostpris på NOK 12 millioner i balanseoppstillingen, jfr. note 18.

Note 4: Segmentinformasjon

Selskapets virksomhet er i sin helhet knyttet til undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge. Selskapets virksomhet vurderes å ha en homogen risiko -og avkastningsprofil før skatt og hele virksomheten er lokalisert til det geografiske området Norge. Selskapet opererer således innenfor ett og samme driftssegment. Oppdelingen i segment samsvarer med den interne rapporteringen til selskapets beslutningstakere, definert som selskapets hovedledelse. Alle inntektene kommer fra salg til store eksterne kunder.

Note 5: Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	2013	2012
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	312 695	335 265
Viderebelastning av riggkostnader	-118 958	-31 491
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser, inkl. seismikk	151 340	149 267
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	553 288	252 719
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	597 253	863 684
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	122 000	76 333
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	19 445	20 536
Reversering av skatt på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse		-57 000
Sum utforskningskostnader	1 637 063	1 609 314

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

Note 6: Varelager

Varelager består av olje som er produsert, men ikke løftet, samt reservedelslager.

	31.12.2013	31.12.2012
Lager av olje - produsert, men ikke løftet		2 151
Reservedelslager	40 880	19 058
Beholdning	40 880	21 209
Beholdningsendring lager av olje (eksklusiv reservedelslager)	-2 151	-747

Reservedelslageret gjelder utstyr til boring av letebrønner og utstyr til produksjons- eller utbyggingslisenser. Regnskapslinjen "Beholdningsendring" inngår i "Produksjonskostnader" i resultatregnskapet.

Note 7: Inntekter

Spesifikasjon av inntekter:	2013	2012
Inntektsførte oljeinntekter	791 155	255 844
Inntektsførte gassinntekter	117 752	47 917
Tariffinntekter	24 255	21 332
Sum petroleumsinntekter	933 162	325 093

Spesifikasjon av produserte volumer (fat):		
Olje	1 263 889	388 223
Gass	365 226	141 462
Sum produserte volumer	1 629 115	529 685

Petroleumsinntekter	933 162	325 093
Produksjonskostnader	249 619	210 962
Netto inntekter fra produksjonen	683 543	114 131

Produksjonskostnader omfatter kostnader knyttet til leie, drift og vedlikehold av produksjonsskip/plattformer, samt brønnintervensjon og workover aktiviteter, CO2-avgifter, m.m. Produksjonskostnadene inkluderer også avsetning for fremtidige tap. Andel av lønns-og administrasjonskostnader som er henførbare til drift er reklassifisert og vist som produksjonskostnad, jfr note 8. Kostnadene er relatert til produksjonslisensene Jette, Atla, Varg, Jotun, Enoch og Glitne. Produksjonskostnaden inkluderer også forsikring av produksjonsbrønner.

Note 8: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt lønnskostnader totalt

Spesifikasjon lønn og lønnsrelaterte kostnader:	2013	2012
Lønnskostnader	274 974	237 379
Bonuser/overskuddsdeling	64 934	53 366
Sluttpakker (se fotnote 1 under, tabell "Ytelser til ansatte i 2013")	1 135	
Pensjonskostnad ytelsesplaner (se note 21)	36 239	29 244
Pensjonskostnad tilskuddsplaner (se note 21)	2 299	1 445
Arbeidsgiveravgift	48 240	38 453
Andre personalkostnader	16 203	11 239
Lønn og lønnsrelaterte kostnader som er viderefakturert lisenser eller klassifisert som utforsknings-, utbyggings- eller produksjonskostnader	-406 000	-360 616
Totale lønnskostnader	38 024	11 000

Antall årsverk som har vært sysselsatt i regnskapsåret:	2013	2012
Europa	220,6	202,6
Sørøst-Asia	1,5	-
Totalt	222,1	202,6

Antall ansatte ved årets begynnelse var 214. Pr. 31.12.2013 var antall ansatte 230.

Ytelser til ledende ansatte i 2013:	Lønn	Aksje-sparing og bonus ³⁾	Natu-ral- ytelser	Periodi-sert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godtgjørelse	Antall aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel 31.12.
Erik Haugane (administrerende dir.) ¹⁾	3 242	1 345	79	942	347	5 955	360	0,26 %
Øyvind Bratsberg (viseadm. dir./fung. dagl.leder)	3 369	1 311	21	234		4 934	44	0,03 %
Alexander Krane (finansdirektør)	2 083	235	30	229		2 576	2	0,00 %
Bjørn Martinsen (dir.leting) ²⁾	1 741	565	25	239	232	2 801	15	0,01 %
Odd Ragnar Heum (dir. asset Johan Sverdrup)	2 070	577	27	219		2 893	59	0,04 %
Bård Atle Hovd (dir. utbygging)	2 754	782	28	257		3 821	7	0,01 %
Anita Utseth (dir.forretningsstøtte/fung.letedir.)	1 840	477	18	297		2 631	46	0,03 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2013	17 099	5 293	227	1 716	578	25 612	534	0,38 %

1) Fratrådt 31.7. 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 aktuarmessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser. På fratredelsesdato eide han 565 032 aksjer i selskapet.
2) Fratrådt 15.10.2013. Beløpet i kolonnen "Annet"er feriepenger opptjent og utbetalt i 2013
3) Opptjent i 2012 og utbetalt i 2013.

Ytelser til ledende ansatte i 2012:	Lønn	Aksje-sparing og bonus ⁴⁾	Natu-ral- ytelser	Periodi-sert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godtgjørelse	Antall aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel 31.12.
Erik Haugane (administrerende dir.) ¹⁾	3 129	1 168	28	191		4 516	725	0,52 %
Øyvind Bratsberg (viseadm. dir.)	3 077	1 144	27	206		4 454	42	0,03 %
Alexander Krane (finansdirektør) ²⁾	692		8			700		0,00 %
Teitur Poulsen (finansdirektør) ³⁾	1 927	1 093	19	218	322	3 579		0,00 %
Bjørn Martinsen (dir. leting)	2 570	706	34	218		3 528	13	0,01 %
Odd Ragnar Heum (dir. asset Johan Sverdrup)	1 938	747	29	188		2 902	57	0,04 %
Bård Atle Hovd (dir. utbygging)	2 435	488	33	257		3 213	19	0,01 %
Anita Utseth (dir.forretningsstøtte)	1 602	617	25	276		2 520	46	0,03 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2012	17 370	5 963	203	1 554	322	25 412	903	0,64 %

1) Fratrådt 31.07.2013
2) Tiltrådt 1.9.2012.
3) Fratrådt 31.8.2012, beløpet i kolonnen "Annet"er feriepenger opptjent og utbetalt i 2012.
4) Opptjent i 2011 og utbetalt i 2012.

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

Navn	Kommentarer	Honorar	Antal aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel 31.12.2013
Sverre Skogen	Styreleder fra 17.04.2013. Arbeidende styreleder fra 12.6.2013.	387		0,00 %
Anne Marie Cannon	Nestleder styret fra 17.04.2013. Medlem av revisjonsutvalg.	333		0,00 %
Maria Moræus Hanssen	Nestleder styret fra 9.5.2011. Medlem av revisjonsutvalg. Fratrådt 17.10.2013.	516		0,00 %
Jørgen C Arentz Rostrup	Styremedlem fra 17.04.2013. Leder av revisjonsutvalget.	293		0,00 %
Kitty Hall (Kathr. Martin)	Styremedlem fra 17.04.2013.	205		0,00 %
Tom Røtjær	Styremedlem fra 19.4.2012.	351		0,00 %
Tonje Foss	Ansattevalgt styremedlem. Tiltrådt 8.8.2012.	151	9	0,01 %
Inge Sundet	Ansattevalgt styremedlem. Tiltrådt 8.8.2012.	160	8	0,01 %
Kjell Inge Røkke ¹⁾	1. varamedlem til 5.5.2013. Styremedlem fra 17.04.2013.	279		0,00 %
Ståle Gjersvold	Varamedlem. Tiltrådt 17.04.2013.	110		0,00 %
Kristin Gjertsen	Ansattevalgt varamedlem. Tiltrådt 8.8.2012.	48	4	0,00 %
Bjørn Thore Ribesen	Ansattevalgt varamedlem. Tiltrådt 8.8.2012. Styremedlem fra 3.9.2013.	99	13	0,01 %
Peder Garten	Ansattevalgt varamedlem. Tiltrådt 17.04.2013.	15	2	0,00 %
Kjell Martin E Edin	Ansattevalgt varamedlem. Tiltrådt 17.04.2013.	15	1	0,00 %
Kjetil Kristiansen	Leder valgkomité. Tiltrådt 17.04.2013.	-		0,00 %
Øyvind Eriksen	Leder valgkomité. Medlem fra 17.04.2013.	33		0,00 %
Finn Haugan	Medlem valgkomité.	31		0,00 %
Hilde Myrberg	Medlem valgkomité.	31		0,00 %
<i>Medlemmer før generalforsamlingen i april 2013:</i>				
Svein Aaser	Styreleder fra 12.4.2011. Leder kompensasj.utvalg. Fratrådt 17.4.2013.	407	5	0,00 %
Berge Gerdt Larsen	Styremedlem. Fratrådt 17.04.2013.	47		0,00 %
Hege Sjø	Styremedlem. Leder av revisjonsutvalget. Fratrådt 17.04.2013.	267		0,00 %
Carol Bell	Styremedlem fra 12.4.2011. Medlem av revisjonsutvalget. Fratrådt 17.04.2013.	247		0,00 %
Liv Malvik	2.varamedlem. Fratrådt 17.04.2013.	34		0,00 %
Lone Foss Schrøder	3.varamedlem. Fratrådt 17.04.2013.	19		0,00 %
Sum honorar		4 077	42	0,03 %

1) Den største aksjonæren i Det norske, Aker Capital AS, er kontrollert av Aker ASA (100 prosent) som igjen er kontrollert av Kjell Inge Røkke og hans familie gjennom TRG Holding AS og The Resource Group AS.

Det er i 2013 etablert bedriftsforsamling. Det er ikke utbetalt honorar til bedriftsforsamlingen i 2013.

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 2013

Lederlønnspolitikken for 2013 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2012, og som ble fremlagt for rådgivende avstemning på den ordinære generalforsamlingen i april 2013.

Retningslinjer for 2014 og frem til ordinær generalforsamling i 2015

Styret har etablert retningslinjer for 2013 og frem til ordinær generalforsamling i 2014 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2014.

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. Selskapet har etablert bonusordninger både for ledende ansatte og for andre ansatte. I spesielle tilfeller kan det ytes en godtgjørelse ved ansettelse blant annet for å kompensere for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver. Selskapet tilbyr ikke aksjeopsjonsordninger til ansatte.

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. Tidligere administrerende direktør har fratrådt stillingen i løpet av 2013, og ny administrerende direktør vil tiltre i 2014. Se kommentar under "Ytelser til ledende ansatte".

Det er opp til styret å avgjøre om det skal utbetales prestasjonsbonus, basert på resultatene foregående år. For 2013 er det vedtatt bonus på 15 prosent. Denne er utbetalt i februar 2014.

Selskapet har ingen pensjonsordning utover 12G, men har som en del av avlønningssystemet innført en aksjespareordning, tilsvarende 20 prosent av brutto årslønn. Hvert år får de ansatte utbetalt ti prosent av brutto lønn foregående år. Hvis de ansatte innen 30 dager fra utbetalingen kjøper aksjer i selskapet, vil selskapet utbetale et tilsvarende beløp som skattekompensasjon forutsatt at den ansatte samtykker i å holde disse aksjene i minst 12 måneder. For de som ikke kjøper aksjer, vil det bli trukket forskuddsskatt av utbetalingen. Utbetaling av denne aksjespareordningen ble første gang gjennomført i januar 2011.

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 en utvalgt bank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansattelån var i 2013 på 32 886. Tilsvarende tall for 2012 var 18 978. 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 administrasjonavgift for dette arbeidet.

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

Note 9: Andre driftskostnader

	2013	2012
Kontorkostnader, inkludert leie av lokaler	59 999	61 744
IT kostnader	89 319	72 205
Annonsering og profilering	9 390	9 311
Reisekostnader	16 931	12 253
Konsulentkostnader og godtgjørelse til revisor	33 564	32 702
Driftskostnader belastet lisenser/ klassifisert som varige driftsmidler, utforskningskostnader eller produksjonskostander	-197 403	-199 165
Forberedelse til drift på utbyggingskostnader	30 259	18 653
Arealavgift	57 723	51 551
Andre driftskostnader	10 103	23 545
Andre driftskostnader	109 886	82 799

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

Revisors godtgjørelse (alle tall eks. mva)	2013	2012
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester	973	1 000
Andre attestasjonstjenester	30	62
Skatterådgivning	218	263
Revisjonsrelaterte tjenester	62	264
Andre tjenester utover revisjon	139	446
Total godtgjørelse til revisor	1 421	2 035

Note 10: Finansposter

	2013	2012
Renteinntekter	40 750	54 997
Sum renteinntekter	40 750	54 997
Avkastning på finansielle plasseringer	988	1 628
Virkelig verdi derivater	9 077	
Valutagevinst	70 502	66 771
Sum annen finansinntekt	80 567	68 399
Rentekostnader	340 112	217 142
Kapitalisering renter utbyggingssprosjekter ¹⁾	-126 737	-128 468
Amortisering av lånekostnader	88 458	39 576
Sum rentekostnader	301 834	128 250
Valutatap	113 222	54 022
Verdiendring derivater		44 847
Virkelig verdi derivater	12 250	
Verdinedgang finansielle plasseringer	11 962	2 181
Sum annen finanskostnad	137 435	101 050
Netto finanskostnader (+)/inntekter (-)	-317 952	-105 905

Valutagevinst og valutatap har hovedsakelig oppstått som følge av realiserte og urealiserte kursendringer relatert til selskapets kredittfasilitet, bankkontoer, kundefordringer og leverandørgjeld i utenlandsk valuta.

¹⁾ Kapitaliseringsraten (vektet gjennomsnittlig rente) som er benyttet for å fastsette delen av lånekost til kapitalisering er 9,1 prosent. Tilsvarende tall for 2011 var 9,7 prosent.

Note 11: Skatt

Skattesatsen for alminnelig selskapsskatt endres fra 28 til 27 prosent fra 1. januar 2014. Satsen for særskatt er endret fra samme dato fra 50 til 51 prosent. Utsatt skatt/utsatt skattefordel er beregnet med de nye satsene pr. 31. desember 2013. Også friinntekt, som er et særlig inntektsfradrag i grunnlaget for beregning av særskatt, er fra 5. mai 2013 endret til 5,5 prosent pr. år i 4 år, totalt 22 prosent av investeringen. Før denne datoen var friinntekt på 7,5 prosent pr år i 4 år, med til sammen 30 prosent av investeringen.

Skattegrunnlag	2013	2012
Resultat før skattekostnad	-2 545 327	-3 948 875
Reversering av skatteelement relatert til virksomhetsoverdragelse - bokført som utf.kostnad		-57 000
Permanente forskjeller	-140 933	-19 473
Endring midlertidige forskjeller	305 850	1 678 808
Årets skattegrunnlag relevant for alminnelig inntekt 28 %	-2 380 410	-2 346 540
Årets friinntekt	-323 150	-220 332
Finansposter underlagt 28% ordinær skatt	264 346	141 353
Årets skattegrunnlag underlagt 50 % særskatt	-2 439 214	-2 425 520

Spesifikasjon av årets skatteinntekt/skattekostnad:	Skatteprosent	2013	2012
Beregnet skatt tilgode på årets letekostnader	78 %	1 413 159	1 299 985
Tidligere perioders korrigering av skatt tilgode		16 753	19 472
Årets skatt tilgode (refusjon)		1 429 912	1 319 457
Tidligere perioders korrigering av utsatt skatt		-151	24 186
Endring i utsatt skatt		566 966	1 704 981
Reversering av skatteelement relatert til virksomhetsoverdragelse - bokført som utforskningskostnad			-57 000
Utsatt skatteinntekt (kostnad)		566 815	1 672 167
Netto skatteinntekt/skattekostnad		1 996 727	2 991 624
Effektiv skattesats		-78 %	-76 %

Spesifikasjon av årets skatteinntekt/skattekostnad:	Skatteprosent	2013	2012
28 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	28 %	712 692	1 105 685
50 % særskatt av resultat før skattekostnad	50 %	1 272 664	1 974 438
Renter på underskudd til fremføring		20 965	10 257
Tidligere års korrigering		-150	43 239
Skatteeffekt av friinntekt	50 %	161 575	110 166
Skatteeffekt av finansposter - 28%	50 %	-117 159	-76 284
Utsatt skatt på årets nedskrivning ført direkte i balanseoppstillingen		-89 653	-178 525
Permanente forskjeller	78 %	35 795	59 649
Reversering av skatteelement relatert til virksomhetsoverdragelse - bokført som utforskningskostnad	100 %		-57 000
Årets skatteinntekt/skattekostnad		1 996 727	2 991 624

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbart underskudd utgjør:	Anvendt skattesats	31.12.2013	31.12.2012
Balanseførte leteutgifter	78 %	-1 603 758	-1 696 884
Andre immaterielle eiendeler	78 %	-352 430	-458 920
Andre immaterielle eiendeler	27 %	-647	-806
Varige driftsmidler	78 %	332 578	299 914
Varebeholdning	78 %		-925
Over-/underlift av olje	78 %	-13 714	-10 314
Pensjonsforpliktelser	78 %	51 879	43 147
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	78 %	849 752	833 864
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	27 %	233	504
Netto gevinst på omvurderingskonto (valutagevinst/valutatap)	78 %		-11 702
Netto gevinst på omvurderingskonto (valutagevinst/valutatap)	27 %		-1 836
Etableringskostnad kortsiktig lån	78 %	-5 992	-16 998
Etableringskostnad kortsiktig lån	27 %	-3 853	
Etableringskostnader obligasjonslån	78 %	-2 101	-5 639
Etableringskostnader obligasjonslån	27 %	-6 406	
Etableringsgebyr, kredittfasilitet	78 %	-29 003	-35 228
Etableringsgebyr, kredittfasilitet	27 %	-18 812	
Finansielle instrumenter	27 %	12 966	12 557
Underskudd til fremføring	27 %	479 558	325 590
Underskudd til fremføring	51 %	939 713	588 853
Prinsippendring pensjon			7 754
Annet		461	465
Sum utsatt skatt (-)/skattefordel (+)		630 423	-126 603

Avstemming av endringer i utsatt skatt	31.12.2013	31.12.2012
Utsatt skatt 1.1.	-126 604	-2 039 627
Endring utsatt skatt i resultatoppstillingen	567 368	1 672 167
Tidligere perioders korrigering		
Utsatt skatt på årets nedskrivning ført direkte i balanseoppstillingen	89 653	178 525
Utsatt skatt på historiske borekostnader ved bytte av lisensandeler	103 177	
Utsatt skatt knyttet til opptilling over andre inntekter og kostnader	-3 170	5 331
Reversering av skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse, bokført som skattekostnad		57 000
Sum utsatt skatt (-)/skattefordel (+)	630 423	-126 604

Avstemming av endring i utsatt skatt:		
Beregnet skatt tilgode på årets letekostnader	1 413 159	1 299 985
Tidligere perioders korrigering	-1 908	-26 249
Beregnet skatt til utbetaling	1 411 251	1 273 737

Note 12: Resultat per aksje

Resultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne på NOK -548,6 millioner (NOK -957,3 millioner i 2012) og vektet gjennomsnittlig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret på 140,7 millioner (128,65 millioner i 2012). 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.

	2013	2012
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer	-548 600	-957 251
Gjennomsnittlig ordinære aksjer gjennom året (i 1000)	140 707	128 650
Resultat per aksje	-3,90	-7,44

Note 13: Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler

VARIGE DRIFTSMIDLER

	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
2013				
Anskaffelseskost 31.12.2012	3 163 747	1 232 676	126 062	4 522 485
Tilgang	1 358 048	279 170	30 313	1 667 531
Reklassifisering	-2 874 622	2 887 606		12 984
Anskaffelseskost 31.12.2013	1 647 173	4 399 452	156 375	6 203 000
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2013		3 451 496	93 938	3 545 434
Balanseført verdi 31.12.2013	1 647 173	947 956	62 437	2 657 566
Årets avskrivning		431 925	19 758	451 683
Årets nedskrivning	-1 799 650	2 364 313		564 663

	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
2012				
Anskaffelseskost 31.12.2011	803 352	457 089	106 744	1 367 185
Tilgang	2 575 739	775 587	19 318	3 370 644
Avgang	-417 904			-417 904
Reklassifisert fra aktiverte letebrønner	202 560			202 560
Anskaffelseskost 31.12.2012	3 163 747	1 232 676	126 062	4 522 485
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2012	-1 799 650	-655 386	-74 180	-2 529 216
Balanseført verdi 31.12.2012	1 364 097	577 290	51 882	1 993 269
Årets avskrivning		82 435	18 316	100 751
Årets nedskrivning	1 799 650	163 701		1 963 351

Balanseførte letekostnader blir reklassifisert til "felt under utbygging" når felt går inn i utbyggingsfasen. "Felt under utbygging" blir reklassifisert til "produksjonsanlegg inkl. brønner" fra produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Kontormaskiner, inventar etc. avskrives lineært over levetiden, som er 3-5 år. Fjerningseiendel inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegget i tabellen ovenfor, og har økt med NOK 171,8 millioner i 2013 og NOK 496 millioner i 2012, se note 22.

Avgang i 2012 er relatert til farm-out av Jette Unit med 18%. Denne transaksjonen har ingen vesentlig effekt på resultatregnskapet.

Jette kom i produksjon i mai 2013. Alle investeringer på Jette-feltet var tidligere inkludert som felt under utbygging. Disse kostnadene ble

reklassifisert til produksjonsanlegg når Jette kom i drift. Nedskrivning av felt under utbygging i 2012 var NOK 1 799,7 millioner og var i sin helhet relatert til Jette. Denne nedskrivningen var tilsvarende reklassifisert fra utbygging til produksjon.

Selskapet har inngått flere kontrakter knyttet til utbygging på Ivar Aasen, og forplikter selskapet og partnerne i lisensen, se note 27 for ytterligere informasjon.

IMMATERIELLE EIENDELER

	Andre immaterielle eiendeler				Aktiverte letebrønner
2013	Lisenser	Software	Totalt	Goodwill	
Anskaffelseskost 31.12.2012	1 104 424	45 180	1 149 604	644 569	2 175 492
Tilgang	121 975	2 918	124 893		1 263 617
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	467		467		1 370 026
Tilbakeleverte lisenser	323 229		323 229	178 917	
Reklassifisert til varige driftsmidler					-12 984
Anskaffelseskost 31.12.2013	902 705	48 099	950 804	465 653	2 056 100
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2013	261 089	43 414	304 503	144 532	
Balanseført verdi 31.12.2013	641 616	4 685	646 299	321 120	2 056 100
Årets avskrivning	16 714	2 133	18 847		
Årets nedskrivning	124 694		124 694	66 430	

	Andre immaterielle eiendeler				Aktiverte letebrønner
2012	Lisenser	Software	Total	Goodwill	
Anskaffelseskost 31.12.2011	1 110 324	43 989	1 154 313	648 337	2 387 360
Tilgang	366	1 191	1 557		1 112 719
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-6 266		-6 266	-3 768	-1 122 028
Reklassifisert til varige driftsmidler					-202 560
Anskaffelseskost 31.12.2012	1 104 424	45 180	1 149 604	644 569	2 175 492
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2012	442 782	41 281	484 062	257 019	
Balanseført verdi 31.12.2012	661 642	3 899	665 542	387 550	2 175 492
Årets avskrivning	7 990	2 946	10 936		
Årets nedskrivning	226 194		226 194	135 062	

Avstemming av avskrivninger i resultatoppstillingen:	2013	2012
Avskrivning av varige driftsmidler	451 683	100 751
Avskrivning av immaterielle eiendeler	18 847	10 936
Totale avskrivninger for året	470 529	111 687

Se note 14 for spesifisering av totale nedskrivninger i 2013.

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

Bokført verdi av lisenser pr 31. desember 2013 er relatert til felt i lete- og evalueringsfasen, utbyggingsfasen og produksjonsfasen med henholdsvis NOK 399,3 millioner, NOK 216.7 millioner og NOK 25,6 millioner. Tilsvarende tall for 2012 var henholdsvis NOK 499,2 millioner, NOK 121,5 millioner og NOK 40,9 millioner.

Noen av lisensene er pantsatt som sikkerhet for selskapets lånefasiliteter, jfr note 30. Beregnet bokført verdi av lisenser stilt som sikkerhet pr. 31.12.2013 er NOK 4 400,3 millioner. Pr. 31.12.2012 var dette tallet NOK 4 143,6 millioner.

Det vesentligste av goodwill er allokert til funnene Johan Sverdrup (PL 265) og Ivar Aasen (001B and 028B).

Note 14: Nedskrivinger

I tråd med selskapets regnskapsprinsipper er det foretatt nedskrivningstest av goodwill og tilhørende lisenser i 4. kvartal. Testen er utført pr. 31. desember 2013. Balanseført goodwill har oppstått som følge av at IFRS 3's krav om avsetning for utsatt skatt ved virksomhetskjøp, selv om det gjøres transaksjoner på "etter-skatt-basis" pga. §-10 vedtak i tråd med gjeldende petroleumsbeskatning. Motposten til utsatt skatt blir goodwill.

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 vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC).

For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Framtidige kontantstrømmer blir fastsatt på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. For felt i lete- og utbyggingsfasen benyttes oljepriser basert på selskapets langsiktige oljepris forutsetninger.

Følgende forutsetninger er lagt til grunn:

- * diskonteringsrente på 10,7 prosent nominelt etter skatt (Weighted average cost of capital - WACC)
- * en langsiktig inflasjonsforventning 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 felt forventes å være år 2017.

Følgende forventning om oljepris er lagt til grunn:

	År	Snitt USD
	2014	109
	2015	103
	2016	97
	2017	93

2012:

Selskapet erfarte tekniske utfordringer med kompletteringen av den første produksjonsbrønnen på Jette-feltet. Som et resultat av dette revurderte selskapet boreplanen for utbyggingen. Den reviderte planen førte til høyere borekostnader og reduserte estimater for utvinnbare reserver sammenlignet med den opprinnelige planen. Dette medførte redusert lønnsomhet for feltet. Som en konsekvens av dette, utførte Det norske en nedskrivningstest og bokførte en nedskrivning på NOK 1 881 millioner før skatt. Nedskrivningen inkluderte beløp fra varige driftsmidler, immaterielle eiendeler, goodwill og utsatt skatt. Netto effekt på egenkapitalen etter skatt av denne nedskrivningen var på NOK 477 millioner.

Selskapets varige driftsmidler knyttet til de produserende feltene Glitne og Jotun, ble i løpet av året nedskrevet med NOK 164 millioner før skatt. Nedskrivningen skyldes i hovedsak økt estimat for fjernings- og nedstengingsforpliktelse. Resterende nedskrivninger for 2012 var relatert til letelisenser som var, eller var i prosess med å bli tilbakelevert.

2013:

Nedskrivninger av varige driftsmidler er knyttet til Jette, Varg, Jotun og Glitne med henholdsvis NOK 349, 135, 64 og 17 millioner. Nedskrivningen skyldes i hovedsak reduksjon i reserver og økning i estimatet for fjerningsforpliktelser. Nedskrivninger knyttet til immaterielle eiendeler/lisensrettigheter og goodwill på NOK 125 millioner og NOK 66 millioner var i hovedsak knyttet til tilbakelevering av PL 522 og PL 332. De resterende nedskrivningene var knyttet til ulike letelisenser som er eller er i ferd med å bli tilbakelevert.

	2013	2012
Nedskrivning av varige driftsmidler	564 663	1 963 351
Nedskrivning av immaterielle eiendeler	124 694	226 194
Nedskrivning av goodwill	66 430	135 062
Utsatt skatt	-89 653	-174 955
Totale nedskrivninger	666 135	2 149 652

Det er gjennomført en sensitivitetsanalyse i forhold til nedskrivning på produserende felt og utbyggingsprosjekter, med en endring i kontantstrøm eller diskonteringsrente på +/- 10 prosent. For et av selskapets produserende felt ville dette resultert i en nedskrivning på NOK 50 millioner.

Note 15 Kundefordringer

Selskapets kunder er store likvide 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.

	31.12.2013	31.12.2012
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	71 103	23 211
Fordringer vedrørende lisenstransaksjoner	1 284	
Utfakturering knyttet til kostnadsrefusjoner inkludert rigg	62 052	78 603
Urealisert valutatap	-218	25
Sum kundefordringer	134 221	101 839

Kredittrisiko og valutarisiko vedrørende kundefordringer er nærmere omtalt i note 29 "Finansielle instrumenter". Det er ikke foretatt avsetning til tap på kundefordringer for 2012 eller 2013.

Aldersfordelingen av kundefordringene pr. 31.12:

År	Totalt ¹⁾	Ikke forfalt	<30 d	30-60d	60-90d	>90d
2012	101 813	65 449	37 876	-1 209		-303
2013	134 439	47 389	83 754	-104	175	3 225

¹⁾ Avviket mellom sum aldersfordelt reskontro og sum kundefordringer skyldes urealisert agio/disagio.

Note 16: Andre kortsiktige fordringer

	31.12.2013	31.12.2012
Fordring knyttet til utsatt volum på Atla	3 103	
Forskuddsbetaling inkludert riggforskudd	146 977	33 648
Tilgode merverdiavgift	11 444	21 289
Mindreuttak (opptjent inntekt)	18 611	24 288
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	319 283	263 341
Sum andre kortsiktige fordringer	499 419	342 566

For mer informasjon om fordringer knyttet utsatt volum på Atla, se note 17.

Note 17: Langsiktige fordringer

	31.12.2013	31.12.2012
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	125 432	31 995
Sum langsiktige fordringer	125 432	31 995

Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla er høyere enn det kommersielle volumet. Dette er forårsaket av høyt trykk fra Atla-feltet, som midlertidig har stanset produksjonen fra nabofeltet Skirne. Dette forventes å fortsette inn i 2014 og 2015. Inntekter er bokført basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi. Denne utsatte kompensasjonen er bokført som langsiktig og kortsiktig fordring, avhengig av når inntekten vil komme, jfr note 16.

Note 18: Andre langsiktige eiendeler

	31.12.2013	31.12.2012
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS, jfr note 3	12 000	12 000
Rentereserve kredittfasilitet	260 446	169 241
Husleiedepositum	12 954	12 694
Sum andre langsiktig eiendeler	285 399	193 934

For mer informasjon om rentereserve kredittfasilitet og husleiedepositum, se note 29.

Note 19: Kontanter og kontantekvivalenter

Posten 'Betalingsmidler' består av bankkontoer og kontanter.

	31.12.2013	31.12.2012
Kontanter	5	5
Bankinnskudd	1 693 314	1 140 745
Bundne midler (skattetrekk)	15 847	13 432
Sum betalingsmidler	1 709 166	1 154 182

Selskapet har ubenyttet beløp tilgjengelig for opptrekk på letefasiliteten og kredittfasiliteten, som er ytterligere beskrevet i note 25.

Note 20: Aksjekapital og aksjonærinformasjon

	31.12.2013	31.12.2012
Aksjekapital	140 707	140 700
Antall aksjer (antall i hele 1 000)	140 707	140 707
Pålydende per aksje er NOK (tall i hele kr)	1.00	1.00

Alle aksjene i selskapet har lik stemmerett.

Resultat per aksje er vist i note 12.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert hos VPS pr. 31. desember 2013	Antall aksjer (i hele 1000)	Eierandel
AKER CAPITAL AS	70 340	49,99 %
FOLKETRYGDFONDET	8 339	5,93 %
ODIN NORGE	2 645	1,88 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE SELEKTIV	2 279	1,62 %
ODIN NORDEN	1 934	1,37 %
CLEARSTREAM BANKING S.A.	1 556	1,11 %
VARMA MUTUAL PENSION INSURANCE	1 445	1,03 %
KLP AKSJE NORGE VPF	1 325	0,94 %
JP MORGAN CHASE BANK, NA	1 166	0,83 %
DANSKE INVEST NORSKE INSTIT. II.	1 157	0,82 %
TVENGE	1 100	0,78 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE (IV)	1 082	0,77 %
VPF NORDEA KAPITAL	1 081	0,77 %
FONDSFINANS SPAR	1 075	0,76 %
VPF NORDEA NORGE VERDI	1 026	0,73 %
JP MORGAN CLEARING CORP.	911	0,65 %
KOMMUNAL LANDSPENSJONSKASSE	880	0,63 %
SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN AB	801	0,57 %
STATOIL PENSJON	801	0,57 %
DANSKE BANK	765	0,54 %
OTHER	39 000	27,72 %
Totalt	140 707	100 %

Note 21: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser

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

Pensjonsordning

Selskapet har en kollektiv ytelsespensjonsordning som omfatter i alt 224 personer. Ordningen gjelder for lønn inntil 12G og gir rett til en fremtidig definert ytelse på maksimalt 66 prosent av sluttlønn. Ytelsen er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra Folketrygden. Pensjonsforpliktelsene er dekket gjennom et forsikringsselskap. Forventet premieinnbetaling i 2014 utgjør NOK 28,6 millioner.

I tillegg til de sikrede pensjonsordningene har tidligere adminstrerende direktør en usikret førtidspensjonsordning. Forpliktelsen er beregnet etter samme aktuarmessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser. Både forpliktelse og kostnad relatert til denne ordningen er inkludert i tallene nedenfor.

Regnskapsmessig forutsettes det at pensjonsrettighetene opptjenes, basert på påløpte ytelsesmetode.

IAS 19R

Fra 1. januar 2013 har foretaket anvendt IAS 19 Ytelser til ansatte (juni 2011) ("IAS 19R") og endret basis for beregning av pensjonsforpliktelser og pensjonskostnader. Foretaket har tidligere benyttet korridormetoden for regnskapsføring av uamortiserte estimatavvik. Korridormetoden er ikke lenger tillatt, og alle estimatavvik skal etter IAS 19R føres i oppstilling over andre inntekter og kostnader (OCI). Korridoren pr 1. januar 2012 som utgjorde NOK 3,1 millioner er nullstilt. Pensjonsforpliktelsen økte tilsvarende pr 1. januar 2012, mens egenkapitalen ble redusert med NOK 0,7 millioner (etter skatt), og NOK 1,5 millioner pr. 31. desember 2012.

Tidligere ble avkastning på pensjonsmidler beregnet ved bruk av en langsiktig forventet avkastning på pensjonsmidlene. Som følge av anvendelse av IAS 19R, beregnes nå periodens netto rentekostnad ved å anvende diskonteringsrenten for forpliktelsen på begynnelsen av perioden for netto forpliktelsen. Netto rentekostnad består derfor av rente på forpliktelsen og avkastning på midlene, begge beregnet med diskonteringsrenten. Endringer i netto pensjonsforpliktelse som følge av premiebetalinger og utbetaling av pensjon hensyntas. Forskjellen mellom faktisk avkastning på pensjonsmidlene og den resultatførte avkastningen regnskapsføres fortløpende mot OCI. Pensjonskostnaden i 2012 under tidligere prinsipp utgjorde NOK 29,7 millioner.

Som følge av endret prinsipp for behandling av uamortisert estimatavvik og beregning av netto rentekostnad, økte den resultatførte pensjonskostnaden til NOK 36,5 (29,7+6,8) millioner, hvorav estimatavvik på NOK 6,8 millioner ble belastet oppstilling over andre inntekter og kostnader. Pensjonsforpliktelsen per 31. januar 2012 økte til NOK 65,3 millioner. IAS 19R er anvendt retrospektivt, og sammenligningstallene er endret.

Pensjonsforpliktelsen er beregnet, med forutsetninger pr årets slutt, av en uavhengig aktuar.

Selskapet innførte 1. september 2011 avtalefestet pensjonsordning (AFP). I henhold til gjeldende regelverk kostnadsføres premien løpende, totalt kostnadsført i 2013 er NOK 2,2 millioner. Tilsvarende tall for 2012 var NOK 1,3 millioner. Premien i 2013 har vært 2,0 prosent av samlede lønnsutbetalinger mellom 1 og 7,1 G.

Pensjonskostnad er beregnet som følger:	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Årets pensjonsopptjening og andre kostnader	172	1 916	36 067	27 328	36 239	29 244
Finanskostnad	528	412	1 335	40	1 863	452
Periodens netto pensjonskostnad	700	2 328	37 403	27 368	38 103	29 697
Pensjonskostnad innskuddspensjon inkl. arb.g.avg.					118	118
Pensjonskostnad avtalefestet pensjonsordning (AFP)					2 181	1 327
Sum pensjonskostnad ytelses- og innskuddspensjon inkl.arb.g.avg.					40 402	31 142
Herav presentert som lønnskostnad i finansregnskapet					38 539	
Herav presentert som finanskostnad i finansregnskapet					1 863	
Sum pensjonskostnad i oppstilling over resultat					40 402	

Oppstilling over andre inntekter og kostnader - OCI i (E=Estimatavvik tap (gevinst))	Usikret ordning		Sikret ordning		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
E - endring diskonteringsrente	-176		-5 928		-6 104	
E - endring i andre økonomiske forutsetninger			-17 463		-17 463	
E - endring i dødelighetstabell	172		6 825		6 998	
E - endring i andre demografiske forutsetninger						
E - Endring i andre forhold DBO	3 458		16 861		20 318	
E - Endring i andre forhold pensjonsmidler			-8 866		-8 866	
Fonds- og rentegaranti kostnader			1 052		1 052	
OCI tap (gevinst) i perioden	3 454	-290	-7 519	7 124	-4 064	6 834

Årets endringer i brutto pensjonsforpliktelse:	Usikret ordning		Sikret ordning		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 1.1.	14 536	10 953	107 024	73 911	121 560	84 864
Arbeidsgiveravgift 01.01		1 544		4 654		6 198
Årets pensjonsopptjening og andre kostnader	172	1 916	36 067	27 328	36 239	29 244
Rentekostnad	528	412	3 702	40	4 230	452
Pensjonsutbetalinger	-1 295		-43	-31	-1 338	-31
Arbeidsgiveravgift av innebetalt premie			-3 891		-3 891	
Periodens aktuarielle tap (gevinst)	3 454	-290	477	1 122	3 931	832
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 31.12.	17 396	14 536	143 335	107 024	160 731	121 560

Årets endringer i brutto pensjonsmidler:	Usikret ordning		Sikret ordning		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Brutto pensjonsmidler 1.1.			56 302	40 998	56 302	40 998
Forventet avkastning på pensjonsmidler			2 367	1 906	2 367	1 906
Periodens aktuarielle (tap) gevinst			7 995	-5 260	7 995	-5 260
Pensjonsutbetalinger			-43	-31	-43	-31
Reklassifisering av midler i usikre ordninger						
Premieinnbetalinger			31 490	18 689	31 490	18 689
Arbeidsgiveravgift av innebetalt premie			-3 891		-3 891	
Virkelig verdi pensjonsmidler 31.12.			94 219	56 302	94 219	56 302

Netto pensjonsmidler/forpliktelse(-) 31.12.	Usikret ordning		Sikret ordning		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Ikke resultatførte planendringer	-15 246	-12 740	-43 046	-44 454	-58 292	-57 194
Arbeidsgiveravgift	-2 150	-1 796	-6 069	-6 268	-8 219	-8 064
Netto balanseførte pensjonsmidler/pensjonsforpliktelse (-) 31.12.	-17 396	-14 536	-49 116	-50 722	-66 512	-65 258

Endringer i perioden:	Usikret ordning		Sikret ordning		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Netto balanseførte pensjonsmidler/forpliktelse (-) 1.1.	-14 536	-12 498	-50 722	-37 554	-65 258	-50 051
Årets pensjonskostnad	-4 155	-2 038	-29 884	-34 492	-34 038	-36 531
Innbetalinger	1 295		31 490	21 324	32 785	21 324
Netto balanseførte pensjonsmidler/pensjonsforpliktelse (-) 31.12.	-17 396	-14 536	-49 116	-50 722	-66 512	-65 258

Historisk informasjon	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Nåverdi av brutto pensjonsforpliktelse	160 731	121 560	84 864	66 047	36 519	20 810
Virkelig verdi av pensjonsmidler	94 219	56 302	40 998	30 213	18 764	7 997
Underskudd i ordningen	66 512	65 258	43 866	35 835	17 755	12 813
Erfaringsmessige justeringer i forpliktelser	-3 931	832	-10 384	3 581	404	-1 804
Erfaringsmessige justeringer av pensjonsmidler	7 995	-5 260	-5 494	-4 310	-800	-1 961

Ved beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse er en rekke forutsetninger lagt til grunn. Diskonteringsrenten for 2013 er basert på OMF (obligasjoner med fortrinnsrett). Pensjonsforpliktelsens gjennomsnittlige gjenstående opptjeningstid er beregnet til 17 år, som er differansen mellom pensjonsalder og gjennomsnittsalder i selskapet. Lønnsøkning, pensjonsregulering og G-regulering er basert på historiske observasjoner for selskapet, samt en forventet langsiktig inflasjon på 2,0 prosent. For 2013, har selskapet benyttet Norsk regnskapsstiftelses (NRS) forutsetninger pr. 31. desember 2013.

Økonomiske forutsetninger	2013	2012
Diskonteringsrente	4,00 %	3,80 %
Avkastning på pensjonsmidler	4,00 %	3,80 %
Lønnsvekst	3,75 %	3,50 %
G-regulering	3,50 %	3,25 %
Pensjonsregulering	1,20 %	1,90 %

Aktuarmessige forutsetninger	2013	2012
Anvendt dødelighetstabell	K2013	K2005+10/15
Anvendt uføretariff	IR-02	IR-02
Frivillig avgang før 40 år	4-8%	4-8%
Frivillig avgang etter 40 år	0-2%	0-2%

Prosentvis fordeling av pensjonsmidlene på investeringskategorier	2013	2012
Aksjer	5,6 %	6,1 %
Obligasjoner	17,0 %	15,6 %
Pengemarked	23,3 %	21,4 %
Anleggsobligasjoner	35,2 %	36,8 %
Eiendom	14,3 %	18,3 %
Annet	4,6 %	1,9 %
Totalt	100 %	100 %

Pensjonsordningen er plassert i DNB, som har en langsiktig horisont på forvaltning av kapitalen. DNB søker å oppnå en høyest mulig avkastning ved å sette sammen en investeringsportefølje som gir den maksimale risikojusterte avkastningen. Faktisk verdijustert avkastning på pensjonsmidlene i 2013 ble lik estimert avkastning på 4,4 prosent (2012: 4,8 prosent).

En prosent økning i hver av forutsetningene gir følgende endring i pensjonsopptjening og pensjonsforpliktelse:

Sensitivitetsanalyse	1% endring av:	Diskon- terings- rente	Lønns- vekst	G-regulering	Pensjons- regulering
Sikret ordning					
Pensjonsopptjening		-20,8 %	7,0 %	1,6 %	12,6 %
Pensjonsforpliktelse		-20,4 %	6,3 %	2,8 %	12,2 %
Usikret ordning					
Pensjonsopptjening		NA	NA	NA	NA
Pensjonsforpliktelse		-2,8 %	NA	NA	-2,9 %

Note 22: Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

	31.12.2013	31.12.2012
Avsetning pr 1.1.	798 057	285 201
Påløpt fjerning	-36 739	-677
Kalkulatorisk rente - nåverdiberegning	42 765	17 519
Endring i estimat	171 822	496 015
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelse	975 905	798 058
Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelse:		
Kortsiktig	147 375	
Langsiktig	828 529	798 058
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	975 904	798 058

Selskapets fjernings- og nedstengingsforpliktelser relateres til feltene Jette, Glitne, Varg, Atla, Enoch og Jotun. Tidspunkt for fjerning er forventet i 2018 for Jette, 2014-2016 for Glitne, 2016-2018 for Varg, 2018-2020 for Atla, 2017 for Enoch og 2018-2021 for Jotun.

Avsetningen er basert på et konsept for gjennomføring som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. I beregning av forpliktelsen for 2013 er det benyttet en forutsetning om inflasjon på 2,5 prosent, samt følgende diskonteringsrente før skatt:

Nominell diskonteringsrente:	Jette	Glitne	Varg	Atla	Enoch	Jotun
6 måneder		5,02 %				
1 år		5,02 %				
2 år		5,02 %	5,07 %			
3 år			5,13 %		5,13 %	
4 år	5,28 %		5,28 %	5,28 %		5,28 %
5 år			5,43 %	5,43 %		5,43 %
6 år				5,56 %		5,56 %
7 år						5,69 %

Tilsvarende rente for 2012 var 5,03 prosent for Enoch, Jotun, Varg, Atla og Jette og 4,93 prosent for Glitne. Hovedelementet for "endring i estimat" er relatert til økte estimater på Varg og Jotun.

Note 23: Derivater

Rentebytteavtaler:	31.12.2013	31.12.2012
Urealisert tap rentebytteavtaler	49 453	45 971
Estimert virkelig verdi	49 453	45 971
Tap relatert til rentebytteavtaler	3 174	45 971
Tap relatert til strukturerte terminkontrakter		1 283

Rentebytteavtaler
Selskapet har inngått tre rentebytteavtaler. Formålet er å bytte flytende mot fast rente. Disse rentebytteavtalene er bokført til markedsverdi i oppstilling over resultat

Strukturerte terminkontrakter
Det norske har i løpet av 2012 inngått strukturerte terminkontrakter for å reduserer valutaeksponeringen på Jette-prosjektet. Pr. 31. desember 2012 har selskapet ingen utestående strukturerte terminkontrakter.

Note 24: Obligasjonslån

Spesifikasjon av annen langsiktig rentebærende gjeld:	31.12.2013	31.12.2012
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾	592 304	589 078
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	1 881 278	
	2 473 582	589 078

1)Lånet løper fra 28. januar 2011 til 28. januar 2016 og har en rente på 3 mnd NIBOR + 6,75 prosent. Hovedstolen forfaller 28. januar 2016 og det er kvartalsvise rentebetalinger. Lånet er usikret.

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.

Det norske har innfridd alle finansielle betingelser pr. 31. desember 2013. For ytterligere detaljer betingelser, se note 29.

Note 25: Rentebærende gjeld og pantstillelser

Spesifikasjon av kortsiktige lån	31.12.2013	31.12.2012
Letefasilitet	478 050	567 075
Sum kortsiktige lån	478 050	567 075

Letefasiliteten på NOK 3 500 millioner ble etablert i desember 2012. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet frem til desember 2015, og siste nedbetaling skal skje i desember 2016. Maksimalt opptrekk er begrenset til 95 prosent av skatterefusjonen minus renter relatert til letekostnader.

Renten er 3 mnd. NIBOR pluss en margin på 1,75 prosent. Det betales en rammeprovisjon på 0,25 prosent av utestående lån opp til NOK 2 750 millioner, og 0,50 prosent hvis utestående lån overstiger NOK 2 750 millioner. I tillegg betales en provisjon på 0,70 prosent av ubenyttet kreditt.

Tilgjengelig trekkramme på letefasiliteten:	31.12.2013	31.12.2012
"Beregnet skatt til utbetaling" i balansen	1 411 251	1 273 737
Tilgjengelig trekkramme	1 315 991	1 187 760
Benyttet trekk	500 000	600 000
Ubenyttet trekkramme på letefasiliteten	815 990	587 759

Som hovedsikkerhet har långiver pant i en egen bankkonto hvor selve skattefordringen kommer til utbetaling. I tillegg har långiver pant i noen av våre lisenserer. For oversikt over pantsatte lisenser, se note 30.

Spesifikasjon av annen rentebærende gjeld	31.12.2013	31.12.2012
Rullerende kredittfasilitet	1 992 055	1 331 467
Urealiserte valutaeffekter	44 852	-31 734
Sum annen rentebærende gjeld	2 036 907	1 299 733

I september 2013 inngikk selskapet en avtale om en ny kredittfasilitet på USD 1 000 millioner, med en gruppe nordiske og internasjonale banker. På visse fremtidige vilkår, kan lånerammen økes med ytterligere USD 1 000 millioner. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet frem til september 2018, som også er dato for siste nedbetaling. Kredittfasiliteten erstatter selskapets tidligere fasilitet på USD 500 millioner, med opprinnelig forfall i desember 2015.

Renten på kredittfasiliteten er fra 1 - 6 mnd NIBOR/LIBOR pluss en margin på 3 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent eller 0,75 prosent avhengig av opptrukket beløp. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,2 prosent av ubenyttet kreditt.

For ytterligere informasjon om betingelser, se note 29.

Tilgjengelig kredittramme på kredittfasiliteten	31.12.2013	31.12.2012
Tilgjengelig trekkramme	6 083 700	2 783 200
Benyttet trekk	2 093 562	1 399 702
Ubenyttet trekkramme på kredittfasiliteten	3 990 138	1 383 498

Note 26: Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld	31.12.2013.	31.12.2012
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	202 037	113 072
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	310 673	519 439
Meruttak av petroleum	9 588	
Annen kortsiktig gjeld	273 382	220 211
Sum annen kortsiktig gjeld	795 680	852 722

Annen kortsiktig gjeld inkluderer ubetalte lønninger og feriepenger, avsetning for fremtidige tap og påløpte renter.

Note 27: Forpliktelser, leieavtaler og garantier

Fremtidig minsteleie i henhold til uoppsigelige operasjonelle leieavtaler

Leieforpliktelse knyttet til eierandel i lisenser:

I 2012 inngikk selskapet en kontrakt med Maersk Giant Norge for leie av riggen Maersk Giant i en periode på 150 dager for å bore to brønner. En av brønnene ble boret i 2013. Det norske har også signert en kontrakt med Dolphin Drilling AS i 2012 for leie av riggen Dolphin Drilling AS i en periode på 60 dager.

På vegne av partnerne i Ivar Aasen har selskapet i 2013 inngått en avtale med Maersk XLE2 Norge A/S om leveranse av en jack-up rigg til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen. Riggen skal brukes til å bore produksjonsbrønner på Ivar Aasen-feltet. Kontraksperioden er på fem år med opsjon for inntil ytterligere to år.

I tillegg har selskapet andre operasjonelle leieforpliktelser og andre langsiktige forpliktelser knyttet til sine eierandeler i olje- og gassfelt.

Selskapets andel i forpliktelser nevnt ovenfor forventes å forfalle:	31.12.2013	31.12.2012
Innen 1 år	165 486	46 002
1 til 5 år	1 264 685	107 919
Etter 5 år	262 057	
Sum	1 692 228	153 921

På vegne av partnerne i Ivar Aasen har selskapet inngått flere forpliktelser knyttet til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen-feltet. Det norskes forpliktelser ekskl. riggkontrakten beløper seg til NOK 2 599,8 millioner. Siden disse forpliktelsene ikke er å betrakte som leie er ikke beløpet inkludert i noen av tabellene i denne noten.

Riggkontrakter:

Selskapet har signert en leieavtale for leie av Transocean Barents som løper til juli 2014.

Riggkontrakten vil bli benyttet til leteboring i lisenser der Det norske er operatør eller som fremleie til andre selskap. Minimum leieforpliktelse kan ikke fastsettes med sikkerhet før riggbeslutning er tatt, siden dette vil avhenge av selskapets eierandel i de lisensene som faktisk vil bruke riggen. Tabellen nedenfor viser selskapets totale leieforpliktelser knyttet til disse avtalene. Den totale forpliktelsen vil bli redusert med den andel som betales av partnerne i de ulike lisensene. Når en riggbeslutning er tatt, vil forpliktelsen bli inkludert i tabellen "Leieforpliktelse knyttet til eierandel i lisenser".

Fremtidige totale leieforpliktelser knyttet til riggkontrakter er forventet å forfalle:	31.12.2013	31.12.2012
Innen 1 år	638 505	1 413 171
1 til 5 år		888 923
Sum	638 505	2 302 094

Forventet mottatt minimumsleie fra fremleieavtaler vedrørende uoppsigelige operasjonelle leieavtaler pr 31. desember 2013 er NOK 700,5 millioner. Tilsvarende tall pr. 31. desember 2012 var NOK 1 780 millioner.

Leieforpliktelser kontorlokaler og IT-tjenester

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

	31.12.2013	31.12.2012
Innen 1 år	79 810	65 431
1 til 5 år	343 733	324 464
Etter 5 år	33 348	90 124
Sum	456 890	480 019

Selskapet har to leieavtaler på kontorlokaler i Oslo, hvor den lengste utløper i 2018. Det er foretatt fremleie av deler av disse lokalene. Selskapet har to leieavtaler for kontorlokaler i Trondheim og ett i Harstad, hvor den lengste i både i Harstad og i Trondheim utløper i 2020. I 2012 ble det signert en ny kontrakt for IT-tjenester. Leieperioden er på fem år, og kontrakten kan ikke termineres i denne perioden.

Minimum leieforpliktelse i løpet av året:

Fordeling av leiekostnader	Rig kontrakter		IT tjenester og kontorlokaler	
	2013	2012	2013	2012
Ordinære leiebetalinger	1 679 215	1 819 557	69 216	56 529
Innbetalinger fra fremleieavtaler	-1 418 911	-1 598 858	-5 484	-5 651
Sum	260 304	220 699	63 731	50 878

De fleste leieavtalene har en opsjon om forlengelse. Leieavtalene inneholder ingen restriksjoner på selskapets utbyttepolitikk eller finansiering.

Erstatningsansvar/forsikring

Som andre rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel har selskapet et ubegrenset ansvar for skadeforvoldelse, inkludert forurensning. Selskapet har forsikret sitt pro rata ansvar 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 en utvalgt bank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansatte er pr. 31. desember 2013 på NOK 32,9 millioner. Tilsvarende beløp for 2012 var på NOK 19 millioner.

Selskapet har gitt en garanti til utleier vedrørende husleie, for selskapets lokaler på Aker Brygge på NOK 12,9 millioner.

For ytterligere informasjon vedrørende garantier, se Note 29.

Usikre forpliktelser

I annet kvartal 2012 kunngjorde selskapet at det hadde mottatt varsel om endring av ligning for inntektsårene 2009 og 2010 fra Oljeskattekontoret. Selskapet har nylig mottatt et nytt nytt varsel om at inntektsårene 2011 og 2012 skal inkluderes. I slutten av tredje kvartal svarte selskapet på varselet om endring av ligning ved å sende inn detaljerte kommentarer.

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister.Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av tvistene.

Note 28: Transaksjoner med nærstående parter

Eiere med kontroll

Aker (Aker Capital AS) er ved utgangen av 2013 den største eieren i Det norske, med en eierandel på 49,99 prosent. Oversikt over de 20 største aksjonærene fremkommer i note 20.

Informasjonsplikt om ledelsen

For nærmere informasjon vedrørende godtgjørelse til nøkkelpersoner i ledelsen, vises til note 8.

Transaksjoner med nærstående parter

Hele Akerkonsernet er å anse som nærstående part på grunn av eiertilknytning.

Som en del av utbyggingsprosjektene på Jette og Ivar Aasen, har selskapet inngått avtaler med Aker Solutions og datterselskaper som er tilknyttede selskap til Aker ASA. Det norskes andel av transaksjoner i 2013 og 2012 er inkludert i tabellen under.

Transaksjoner med nærstående parter gjennomføres etter armlengdesprinsippet.

Nærstående part	Fordringer (+)/gjeld (-):	31.12.2013	31.12.2012
Aker Solutions	Leverandørgjeld		-7 525

Nærstående part	Inntekter (-)/kostnader (+):	2013	2012
Aker ASA	Programvare og styrehonorar	1 444	6 749
Aker Solutions	Leveranse til utbyggingen av Ivar Aasen og Jette	55 041	97 806
Andre Aker selskaper		1 758	

Note 29: 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 i løpet av 2012 har styrket selskapets finansielle posisjon.

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

	31.12.2013	31.12.2012
Egenkapital 31.12.	3 188 470	3 736 175
Totalkapital	10 541 352	8 364 453
Egenkapitalprosent	30 %	45 %

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) Totalt forpliktende kapitalkilder (kapital inn) må overstige totalt forbruk (kapital ut)
- 2) Egenkapitalandel
- 3) Rentereserve - kredittfasilitet
- 4) Krav til verdi på pantsatt eiendel i forhold til pantet

Selskapet har oppfylt alle overnevnte krav både i 2012 og 2013.

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:					
	Finansielle eiendeler til virkelig verdi Øremerkerket ved førstegangsinnregning	Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til virkelig verdi Øremerket ved førstegangsinnregning	Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost	SUM
31.12.2013					
Eiendeler					
Kortsiktige plasseringer	24 075				24 075
Kundefordringer		134 221			134 221
Andre kortsiktige fordringer ¹⁾		349 338			349 338
Beregnet skatt til utbetaling		1 411 251			1 411 251
Andre langsiktige eiendeler		285 399			285 399
Betalingsmidler		1 709 166			1 709 166
Sum finansielle eiendeler	24 075	3 889 375			3 913 450
Forpliktelser					
Derivater			49 453		49 453
Leverandørgjeld				452 435	452 435
Obligasjonslån				2 473 582	2 473 582
Kortsiktig lån				478 050	478 050
Annen rentebærende gjeld				2 036 907	2 036 907
Annen kortsiktig gjeld				819 259	819 259
Sum finansielle forpliktelser			49 453	6 260 233	6 309 686

¹⁾ Forskuddsbetalinger er ikke inkludert i andre kortsiktige fordringer, da det ikke er å anse som et finansielt instrument.

Kategorier av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser

	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi	Finansielle forpliktelser målt til	
	Øremerkerket ved	Lån og	Øremerket ved	amortisert kost	
31.12.2012	førstegangsinnregning	fordringer	førstegangsinnregning		Total
Assets					
Kortsiktige plasseringer	23 138				23 138
Kundefordringer		101 839			101 839
Andre kortsiktige fordringer ¹⁾		318 862			318 862
Beregnet skatt til utbetaling		1 273 737			1 273 737
Andre langsiktige eiendeler		193 934			193 934
Betalingsmidler		1 154 182			1 154 182
Sum finansielle eiendeler	23 138	3 042 554			3 065 691
Forpliktelser					
Derivater			45 971		45 971
Leverandørgjeld				258 596	258 596
Obligasjonslån				589 078	589 078
Kortsiktig lån				567 075	567 075
Annen rentebærende gjeld				1 299 733	1 299 733
Andre kortsiktige forpliktelser				877 258	877 258
Sum finansielle forpliktelser			45 971	3 591 740	3 637 711

¹⁾ Forskuddsbetalinger er ikke inkludert i andre kortsiktige fordringer, da det ikke er å anse som et finansielt instrument.

Finansiell risiko

Selskapet har finansiert virksomheten med en letefasilitet, en kredittfasilitet og to obligasjonslån, alle 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) Oljeprisrisiko og valutarisiko

Inntekter i Det norske kommer fra salg av petroleumsprodukter og inntektsstrømmene er derfor eksponert mot endringer i olje- og gasspris. Oljeproduksjonen i selskapet ligger per i dag på et begrenset nivå og selskapet har som følge av dette valgt ikke å foreta sikring mot oljeprisrisiko. Selskapet vil imidlertid løpende vurdere sikring av olje- og gasspris i takt med selskapets økende produksjon.

Det ble startet produksjon fra Atla i oktober 2012. Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla var høyere enn det kommersielle produksjonsvolumet, forårsaket av trykkforskjeller og en avtale med operatør på Skirnefeltet om å gjøre opp for forsinket produksjon, se note 16 og 17. Inntekter og produksjonskostnader regnskapsføres i henhold til den fysiske produksjonen fra Atla, mens selve salget av forskjellen mellom fysisk produksjon og kommersiell produksjon vil skje i 2014 og 2015, når Skirne er tilbake til normal produksjon. Dette utsatte salget resulterer i en større risiko for svingninger i oljepris og valutakurser.

Selskapets petroleumsinntekter er i dollar (USD), 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 ulike valutaer sett i forhold til NOK, knyttet til selskapets finansielle instrumenter i "Balanseoppstilling" pr. 31. desember:

USD/NOK	Endringer i valutakurs	31.12.2013	31.12.2012
Effekt på resultat før skatt	+ 10%	-72 900	-22 652
	- 10%	72 890	22 652

Tabellen under viser selskapets eksponering for USD sett i forhold til NOK pr. 31. desember:

Eksponering knyttet til:	31.12.2013	31.12.2012
Fordringer, bankinnskudd, andre kortsiktige fordringer og plasseringer	87 213	76 991
Leverandørgjeld og andre kortsiktige forpliktelser	-19 858	-12 567
Annen rentebærende gjeld	-187 184	-105 118
Netto eksponering for USD	-119 828	-40 694

EUR/NOK	Endringer i valutakurs	31.12.2013	31.12.2012
Effekt på resultat før skatt	+ 10%	2 996	3 808
	- 10%	-2 996	-3 808

Tabellen under viser selskapets eksponering for EUR sett i forhold til NOK pr. 31. desember:

Eksponering knyttet til:	31.12.2013	31.12.2012
Fordringer og bankinnskudd	9 433	5 449
Leverandørgjeld og andre kortsiktige forpliktelser	-5 860	-262
Netto eksponering for EUR	3 574	5 187

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

(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 kontantstrømer. Selskapet har pr. 31. desember 2013 en total låneforpliktelse på rundt NOK 5,1 milliarder, fordelt på to langsiktig obligasjonslån, en kredittfasilitet og en kortsiktig letefasilitet. Formålet med letefasiliteten er å finansiere leteaktiviteten og kredittfasiliteten skal hovedsakelig finansiere utbyggingsprosjektene, se note 25. Tilsvarende låneforpliktelse pr. 31. desember 2012 var på NOK 2,6 milliarder.

Vilkårene for selskapets lån er beskrevet i note 24 og 25.

Renterisiko vedrørende de likvide midlene er relativt begrenset. Den gjennomsnittlige rentefølsomheten, inkludert eksponering fra finansielle derivater, skal i følge selskapets retningslinjer ikke overstige ett år for den samlede portefølje av plasseringer.

Følgende tabell viser selskapets sensitivitet for potensielle endringer i rentenivået, som er rimelig sannsynlig:

Endring i rentenivå i basispunkter		31.12.2013	31.12.2012
Effekt på resultat før skatt	+ 100	60 507	70 765
	- 100	-61 469	-56 568

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

Tabellen viser effekten på resultatet i 2013 knyttet til endringer i forventet fremtidig rente. Slike endringer i forventet fremtidig rentenivå påvirker virkelig verdi av renteswapper på balansedagen (som tabellen over viser). Den flytende renten vi mottar i rentebytteavtaler er knyttet til en tilsvarende flytende rentebetaling for lånet/obligasjonen, markedsrenterisiko knyttet til rentebytteavtaler vil på dette grunnlag, lite trolig utsette selskapet for betydelig framtidig kontantstrømrisiko.

(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 (5 år) for å planlegge selskapets likviditetsbehov. Disse planene oppdateres fortløpende for ulike scenarioer og inngår som en del av det løpende beslutningsgrunnlaget for 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.

I avtalen med banksyndikatene som står bak lånefasilitetene er det bl.a. knyttet en del rapporteringskrav. Ett av kravene er en kvartalsvis oppdatering av et rullerende likviditetsbudsjett for de neste 12 månedene. For kredittfasiliteten er det i tillegg krav om en egenkapitalandel på minst 25 prosent og at selskapet oppretter en konto som til en hver tid dekker finansutgiftene for de neste 12 månedene. Disse kravene er overholdt av selskapet både for 2013 og 2012.

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

Selskapets overskuddslikviditet er hovedsakelig plassert i bank pr. 31. desember 2013.

Selskapet har en beholdning av betalingsmidler pr. 31. desember 2013 på NOK 1 709 166 (2012: 1 154 182). Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram setter imidlertid krav til styring av likviditetsrisiko.

Selskapet vil håndtere et eventuelt økt fremtidig kapitalbehov ved salg av andeler, innhenting av ny kapital, opptak av lån, bæringsavtaler, strategiske allianser eller en kombinasjon av disse, samt en justering av selskapets aktivitetsnivå, dersom påkrevd.

Selskapet har en låneramme på totalt NOK 3,5 milliarder til leteformål og USD 1 milliard hovedsakelig til utbyggingsformål, se note 25. I tillegg har selskapet to obligasjonslån med en total verdi på NOK 2,5 milliarder. Sammen med selskapets likvide midler er dette tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2014.

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

31.12.2013	Bokført verdi	Kontraktsmessige kontantstrømmer:				SUM
		Innen 1 år	1-2 år	2-5 år	Over 5 år	
<i>Ikke-derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Obligasjonslån	2 473 582	177 500	177 500	984 975	2 141 101	3 481 076
Letefasilitet	478 050	538 123				538 123
Kredittfasilitet	2 036 907	137 590	137 590	2 516 785		137 590
Leverandørgjeld og andre forpliktelser	1 271 694	1 271 694				1 271 694
<i>Derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Derivater	49 453	23 743	18 896	6 745		49 384
Sum pr. 31 desember 2013	6 309 686	2 148 649	333 986	3 508 505	2 141 101	5 477 866

31.12.2012	Bokført verdi	Kontraktsmessige kontantstrømmer:				SUM
		Innen 1 år	1-2 år	2-5 år	Over 5 år	
<i>Ikke-derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Obligasjonslån	589 078	51 780	51 780	655 807		759 367
Letefasilitet	567 075	644 596				644 596
Revolving credit facility	1 299 733	81 150	81 150	1 582 301		1 744 601
Leverandørgjeld og andre forpliktelser	1 135 854	1 135 854				1 135 854
<i>Derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Derivater	45 971	12 661	16 788	17 687		47 136
Sum pr. 31 desember 2012	3 637 711	1 926 042	149 718	2 255 795		4 331 555

(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 15 og 16.

Fastsettelse av virkelig verdi

Virkelig verdi på derivatene er markedsmessig fastsatt av involverte banker, se note 23.

"Markedsbaserte finansielle plasseringer" gjelder et ansvarlig lån. Virkelig verdi av disse er fastsatt ved bruk av ligningskurs beregnet av Norges Fondsmeglerforbund. Denne eiendelen har i løpet av året hatt en verdiøkning på NOK 937,5 (2012; NOK 1 387), og gevinsten er i resultatregnskapet ført som "Annen finansinntekt".

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.

Obligasjonslånene fra henholdsvis januar 2011 og september 2013 er begge notert på Oslo Børs, og virkelig verdi fastsettes til børskurs pr. 31 desember.

Virkelig verdi på kredittfasiliteten er tilnærmet lik bokført verdi, siden lånet ble tatt opp i september 2013.

Maksimal risikoeksponering er representert ved balanseført verdi av de finansielle eiendelene i oppstilling av finansiell stilling.

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	31.12.2013		31.12.2012	
	Bokført verdi	Virkelig verdi	Bokført verdi	Virkelig verdi
<i>Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet</i>				
Markedsbaserte finansielle plasseringer	24 075	24 075	23 138	23 138
Sum finansielle eiendeler	24 075	24 075	23 138	23 138

Virkelig verdi på finansielle instrumenter	31.12.2013		31.12.2012	
	Bokført verdi	Virkelig verdi	Bokført verdi	Virkelig verdi
<i>Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet</i>				
Derivater	49 453	49 453	45 971	45 971
<i>Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost.</i>				
Obligasjonslån	2 473 582	2 529 750	589 078	633 600
Sum finansielle forpliktelser	2 523 035	2 579 203	635 049	679 571

Virkelig verdi hierarki:

Selskapet klassifiserer virkelig-verdi målinger ved å bruke et virkelig-verdi hierarki 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 i Nivå 3.

31.12.2013			
Eiendeler innregnet til virkelig verdi	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
<i>Finansielle eiendeler til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet</i>			
Derivater - rentebytteavtaler		49 453	
Obligasjonslån	2 529 750		
Markedsbaserte finansielle plasseringer		24 075	
31.12.2012			
Eiendeler innregnet til virkelig verdi	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
<i>Finansielle eiendeler til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet</i>			
Derivater - rentebytteavtaler		45 971	
Obligasjonslån	633 600		
Markedsbaserte finansielle plasseringer		23 138	

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

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 en sparebank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansatte er pr. 31. desember 2013 på NOK 32,9 millioner. Tilsvarende beløp for 2012 var på NOK 19 millioner.

Det norske oljeselskap ASA har gitt en garanti til utleier KLP for leie av selskapets lokaler i Oslo på NOK 12,9 millioner.

Det er også gitt sikkerhetsstillelse i forbindelse med låneopptak. Långiver har pant i selskapets skattefordring og i utvalgte lisenser. For en oversikt over de lisensene långiver har pant i, se note 30. Den balanseførte verdien av pantsatte lisenser er på NOK 4 400,3 millioner (2012: NOK 4 143,6 millioner). I tillegg har långiverne sikkerhet i kundefordringer begrenset opp til USD 2,5 milliarder, rentereserve kredittfasilitet, derivater (dersom disse er positive) og utbetaling av forsikringsoppgjør.

Note 30: Investering i felleskontrollerte eiendeler

Investering i felleskontrollerte eiendeler er innregnet ved bruk av bruttometoden (forholdsmessig konsolidering), basert på eierandelene.

Selskapet har følgende investeringer i lisenser på norsk sokkel pr. 31.12.:

Utvinningstillatelser der Det norske er operatør:				Utvinningstillatelser der Det norske er partner:			
Lisens	Pantsatt	31.12.2013	31.12.2012	Lisens	Pantsatt	31.12.2013	31.12.2012
PL 001B	ja	35,0 %	35,0 %	PL 019C***		30,0 %	0,0 %
PL 026B***		62,1 %	0,0 %	PL 019D***		30,0 %	0,0 %
PL 027D***	ja	100,0 %	60,0 %	PL 029B	ja	20,0 %	20,0 %
PL 027ES***		40,0 %	0,0 %	PL 035	ja	25,0 %	25,0 %
PL 028B	ja	35,0 %	35,0 %	PL 035B		15,0 %	15,0 %
PL 103B	ja	70,0 %	70,0 %	PL 035C	ja	25,0 %	25,0 %
PL 169C	ja	50,0 %	50,0 %	PL 038	ja	5,0 %	5,0 %
PL 242	ja	35,0 %	35,0 %	PL 038D	ja	30,0 %	30,0 %
PL 337*		0,0 %	45,0 %	PL 048B	ja	10,0 %	10,0 %
PL 356*		0,0 %	50,0 %	PL 048D	ja	10,0 %	10,0 %
PL 364		50,0 %	50,0 %	PL 102C	ja	10,0 %	10,0 %
PL 414	ja	40,0 %	40,0 %	PL 102D	ja	10,0 %	10,0 %
PL 414B	ja	40,0 %	40,0 %	PL 102F***		10,0 %	0,0 %
PL 450***	ja	80,0 %	60,0 %	PL 102G***		10,0 %	0,0 %
PL 460		100,0 %	100,0 %	PL 265	ja	20,0 %	20,0 %
PL 482*		0,0 %	65,0 %	PL 272	ja	25,0 %	25,0 %
PL 494****	ja	30,0 %	0,0 %	PL 332	ja	40,0 %	40,0 %
PL 494B****	ja	30,0 %	0,0 %	PL 362*****	ja	15,0 %	15,0 %
PL 494C****	ja	30,0 %	0,0 %	PL 438	ja	10,0 %	10,0 %
PL 497	ja	35,0 %	35,0 %	PL 440S*		0,0 %	10,0 %
PL 497B	ja	35,0 %	35,0 %	PL 442		20,0 %	20,0 %
PL 504***	ja	47,6 %	29,3 %	PL 453S	ja	25,0 %	25,0 %
PL 504BS***	ja	83,6 %	58,5 %	PL 492***	ja	40,0 %	50,0 %
PL 504CS***		21,8 %	0,0 %	PL 494****		0,0 %	30,0 %
PL 512	ja	30,0 %	30,0 %	PL 494B****		0,0 %	30,0 %
PL 542 ***	ja	45,0 %	60,0 %	PL 494C****		0,0 %	30,0 %
PL 542B**/**	ja	45,0 %	0,0 %	PL 502	ja	22,2 %	22,2 %
PL 549S	ja	35,0 %	35,0 %	PL 522	ja	10,0 %	10,0 %
PL 553	ja	40,0 %	40,0 %	PL 531	ja	10,0 %	10,0 %
PL 573S	ja	35,0 %	35,0 %	PL 533	ja	20,0 %	20,0 %
PL 593*		0,0 %	60,0 %	PL 535***	ja	10,0 %	20,0 %
PL 626	ja	50,0 %	50,0 %	PL 535B*****/***	ja	10,0 %	0,0 %
PL 659	ja	30,0 %	30,0 %	PL 550***	ja	10,0 %	20,0 %
PL 663**	ja	30,0 %	0,0 %	PL 551	ja	20,0 %	20,0 %
PL 677**	ja	60,0 %	0,0 %	PL 554	ja	20,0 %	20,0 %
PL 709*****	ja	40,0 %	0,0 %	PL 554B	ja	20,0 %	20,0 %
PL 715*****	ja	40,0 %	0,0 %	PL 558	ja	20,0 %	20,0 %
Antall		33	41	PL 561*		0,0 %	20,0 %
* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.				PL 563	ja	30,0 %	30,0 %
				PL 567	ja	40,0 %	40,0 %
				PL 568	ja	20,0 %	20,0 %
** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2012. Tilbudene ble kunngjort i januar 2013.				PL 571	ja	40,0 %	40,0 %
				PL 574***		10,0 %	0,0 %
*** Andel endret gjennom lisenstransaksjon.				PL 613	ja	35,0 %	35,0 %
				PL 619	ja	30,0 %	30,0 %
				PL 627	ja	20,0 %	20,0 %
**** Det norske tidligere partner, nå operatør				PL 652*		0,0 %	20,0 %
				PL 667**	ja	30,0 %	0,0 %
***** Lisenser mottatt i 22. runde.				PL 672**	ja	25,0 %	0,0 %
				PL 676S**	ja	20,0 %	0,0 %
***** Fulla feltet er ikke pantsatt				PL 678S**	ja	25,0 %	0,0 %
				PL 681**	ja	16,0 %	0,0 %
21. januar 2014 ble Det norske tilbudt eierskap i seks lisenser gjennom APA 2013. Det norske blir operatør i to av disse lisensene.				PL 706*****	ja	20,0 %	0,0 %
Antall		47		41			

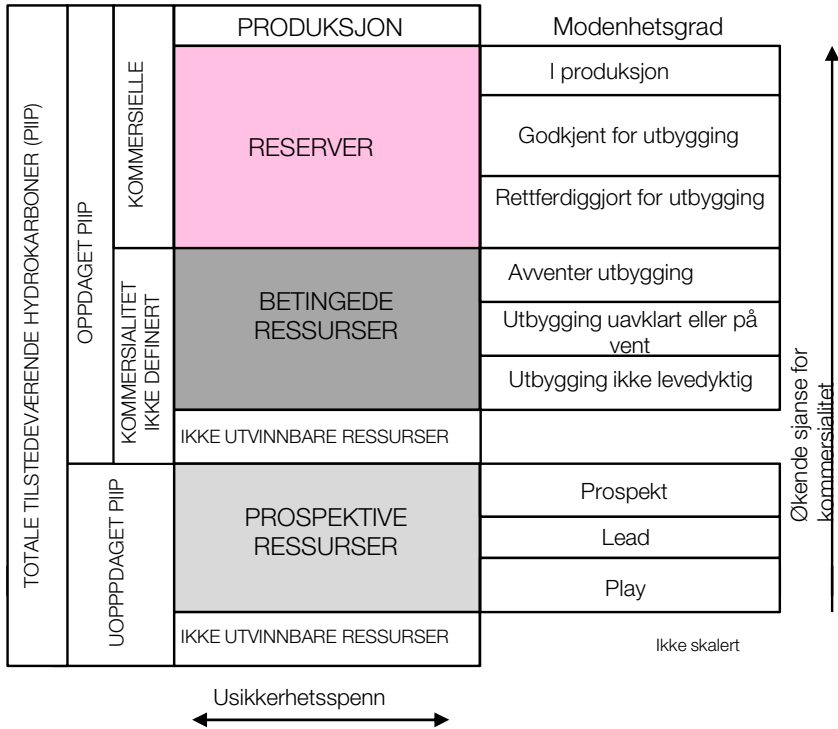
Note 31: Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)

Klassifikasjon av reserver og betingede ressurser

Reserver og betingede ressurser er klassifisert i henhold til SPE (Society of Petroleum Engineer) klassifiseringssystem "Petroleum Resources Management System" og er i samsvar med Oslo Børs' krav til rapportering av hydrokarbonreserver og betingede ressurser.

Figur 1 beskriver hovedprinsippene ved ressursklassifiseringssystemet.

Figur 1 - SPE klassifiseringssystem som brukes av Det norske oljeselskap



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

Reserver, utbygde og ikke-utbygde

Det norske oljeselskap ASA har eierandeler i åtte felt / prosjekter som inneholder reserver, se tabell 1. Fire av disse er i kategorien "I Produksjon" og fire er i kategorien "Godkjent for utbygging". Merk at Varg har reserver i både "I Produksjon" og i "Godkjent for Utbygging". Det er kun reserver i kategorien "I Produksjon" som benevnes som "Utbygde Reserver". Det norske's andeler i de forskjellige reserveklassene er som følger:

Underklasse "I Produksjon"/utbygd:

- Varg - operert av Talisman, Det norske 5 prosent
- Jotun - operert av ExxonMobil, Det norske 7 prosent
- Atla - operert av Total, Det norske 10 prosent
- Jette - operert av Det norske, Det norske 70 prosent

Underklasse "Godkjent for Utbygging"/ikke utbygd:

- Enoch - operert av Talisman, Det norske 2 prosent
- Ivar Aasen - prosjektet (tidligere Draupne) - operert av Det norske, Det norske 35 prosent
- Gina Krog (tidligere Dagny)- operert av Statoil, Det norske 3,3 prosent
- Varg gassprosjektet - operert av Talisman, Det norske 5 prosent

Sum netto påviste reserver (P90/1P) per 31.12.2013 til Det norske er anslått til 48,5 millioner fat oljeekvivalenter. Sum netto påviste og sannsynlige reserver (P50/2P) er anslått til 65,8 millioner fat oljeekvivalenter. Splitten mellom væske og gass og mellom de ulike underkategorier er gitt i tabell 1.

Endringer fra 2012 er oppsummert i tabell 2. Hovedgrunnen for økte netto påviste totale reserver er økt reserveestimat for Ivar Aasen. Merk at økte reserver innen undergruppen "I Produksjon" skyldes at Jette i 2013 er satt i produksjon og er således oppgradert fra "Godkjent for produksjon". Merk også at den signifikante økningen i underkategorier "Godkjent for Utbygging" skyldes at alle feltene (Ivar Aasen, Gina Krog og Varg gas) rapportert i underklassen "Rettferdiggjort for Utbygging" i 2012 er oppgradert til "Godkjent for Utbygging". Følgelig er estimatene for "Godkjent for Utbygging" redusert tilsvarende.

Tabell 1 - Reserver pr. felt

I produksjon	Andel	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond.	Bto. NGL	Bto. gass	Bto. olje-ekviv.	Nto. olje-ekviv.	Bto. olje/kond.	Bto. NGL	Bto. gass	Bto. olje-ekviv.	Nto. olje-ekviv.
31.12.2013	%	(mill. fat)	Mtonn	(Bto. m3)	(mill. fat)	(mill. fat)	(mill. fat)	Mtonn	(Bto. m3)	(mill. fat)	(mill. fat)
Glitne	10,0 %				0,00	0,00				0,00	0,00
Varg	5,0 %	1,43			1,43	0,07	2,42			2,42	0,12
Jotun Unit	7,0 %	3,29			3,29	0,23	3,57			3,57	0,25
Atla	10,0 %	0,57		0,61	4,38	0,44	0,77		0,95	6,77	0,68
Jette (flyttet fra GfU)	70,0 %	0,77			0,77	0,54	3,24			3,24	2,27
Totalt						1,28					3,32

Godkjent for Utbygging	Andel	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond.	Bto. NGL	Bto. gass	Bto. olje-ekviv.	Nto. olje-ekviv.	Bto. olje/kond.	Bto. NGL	Bto. gass	Bto. olje-ekviv.	Nto. olje-ekviv.
31.12.2013	%	(mill. fat)	Mtonn	(Bto. m3)	(mill. fat)	(mill. fat)	(mill. fat)	Mtonn	(Bto. m3)	(mill. fat)	(mill. fat)
Enoch Unit	2,0 %	1,71			1,71	0,03	2,61			2,61	0,05
Jette (flyttet til i produksjon)	70,0 %										
Ivar Aasen (flyttet fra RfU)	35,0 %	84,46	0,87	3,87	119,25	41,74	115,49	1,06	4,67	157,56	55,15
Gina Krog (flyttet fra RfU)	3,3 %	80,79	2,48	8,49	163,82	5,41	104,79	3,15	#####	213,67	7,05
Varg gas (flyttet fra RfU)	5,0 %	0,04	0,04	0,15	1,48	0,07	0,23	0,10	0,39	3,88	0,19
Totalt						47,25					62,44

Rettferdiggjort for utbygging	Andel	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond.	Bto. NGL	Bto. gass	Bto. olje-ekviv.	Nto. olje-ekviv.	Bto. olje/kond.	Bto. NGL	Bto. gass	Bto. olje-ekviv.	Nto. olje-ekviv.
31.12.2013	%	(mill. fat)	Mtonn	(Bto. m3)	(mill. fat)	(mill. fat)	(mill. fat)	Mtonn	(Bto. m3)	(mill. fat)	(mill. fat)
Ivar Aasen (flyttet til GfU)	35,0 %				0,00	0,00				0,00	0,00
Gina Krog (flyttet til GfU)	3,3 %				0,00	0,00				0,00	0,00
Varg gas (flyttet til GfU)	5,0 %				0,00	0,00				0,00	0,00
Totalt						0,00					0,00

Totale Reserver 31.12.2013	48,53	65,76
-----------------------------------	--------------	--------------

Totale Reserver 31.12.2012	42,45	65,31
-----------------------------------	--------------	--------------

Tabell 2 – Aggregerte reserver samt endringer fra 31.12.2012

Nto. 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 pr. 31.12.2012		0,92	1,60	2,72	4,53	38,81	59,17	42,45	65,31
Produksjon		-1,63	-1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,63	-1,63
Salg/kjøp		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utvidelser 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		1,98	3,34	44,53	57,91	-38,81	-59,17	7,70	2,08
Balanse pr. 31.12.2013		1,28	3,31	47,25	62,44	0,00	0,00	48,52	65,76
Endring		0,36	1,71	44,53	57,91	-38,81	-59,17	6,07	0,45

Erklæring fra styret og administrerende direktør

Revisors beretning

Note 32: Hendelser etter balansedagen

Boreoperasjonene på brønn 7222/11-2 på Langlitinden-prospektet i PL 659 ble ferdigstilt i februar 2014. Det norske er av den oppfatning at de volumene som er påvist i denne brønnen ikke er tilstrekkelige til å rettferdiggjøre en feltutbygging. Balanseførte leteutgifter per 31. desember 2013 er ikke kostnadsført da beløpet anses uvesentlig. Effekten etter skatt er mindre enn NOK 3 millioner.

Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets årsregnskap for 2013 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 overfor.

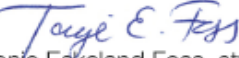
Styret i Det norske oljeselskap ASA
Trondheim, 11. mars 2014


Sverre Skogen, styreleder


Anne Marie Cannon, nestleder


Kitty Hall (Katherine Jessie Martin), styremedlem


Bjørn Thore Ribesen, styremedlem


Torje Eskeland Foss, styremedlem


Ståle Gjersvold, vara styremedlem


Tom Røtjer, styremedlem


Kjell Inge Røkke, styremedlem


Jørgen C. Arentz Røstrup, styremedlem


Inge Sundet, styremedlem


Øyvind Bratsberg, administrerende direktør



Statsautoriserte revisorer
Ernst & Young AS

Vassbotnen 11a Forus, NO-4313 Sandnes
Postboks 8015, NO-4068 Stavanger

Foretaksregisteret: NO 976 389 387 MVA
Tlf: + 47 51 70 66 00
Fax: + 47 51 70 66 01
www.ey.no
Medlemmer av den norske revisorforening

Til generalforsamlingen i
Det norske oljeselskap ASA

REVISORS BERETNING

Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA, som består av oppstilling over finansiell stilling per 31. desember 2013, resultatregnskap, oppstilling totalresultat, oppstilling over endringer i egenkapitalen og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

Styrets og administrerende direktørs ansvar for årsregnskapet

Styret og administrerende direktør 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 administrerende direktør finner nødvendig for å muliggjøre utarbeidelsen av et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Revisors oppgaver og plikter

Vår oppgave er å gi uttrykk for en mening om dette årsregnskapet på bakgrunn av vår revisjon. Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder International Standards on Auditing. Revisjonsstandardene krever at vi etterlever etiske krav og planlegger og gjennomfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

En revisjon innebærer utførelse av handlinger for å innhente revisjonsbevis for beløpene og opplysningene i årsregnskapet. De valgte handlingene avhenger av revisors skjønn, herunder vurderingen av risikoene for at årsregnskapet inneholder vesentlig feilinformasjon, enten det skyldes misligheter eller feil. Ved en slik risikovurdering tar revisor hensyn til den interne kontrollen som er relevant for selskapets utarbeidelse av et årsregnskap som gir et rettviseende bilde. Formålet er å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kontroll. En revisjon omfatter også en vurdering av om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimatene utarbeidet av ledelsen er rimelige, samt en vurdering av den samlede presentasjonen av årsregnskapet.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.



Konklusjon

Etter vår mening er årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets finansielle stilling per 31. desember 2013 og av dets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

Uttalelse om øvrige forhold

Konklusjon om årsberetningen og om redegjørelser om foretaksstyring og samfunnsansvar

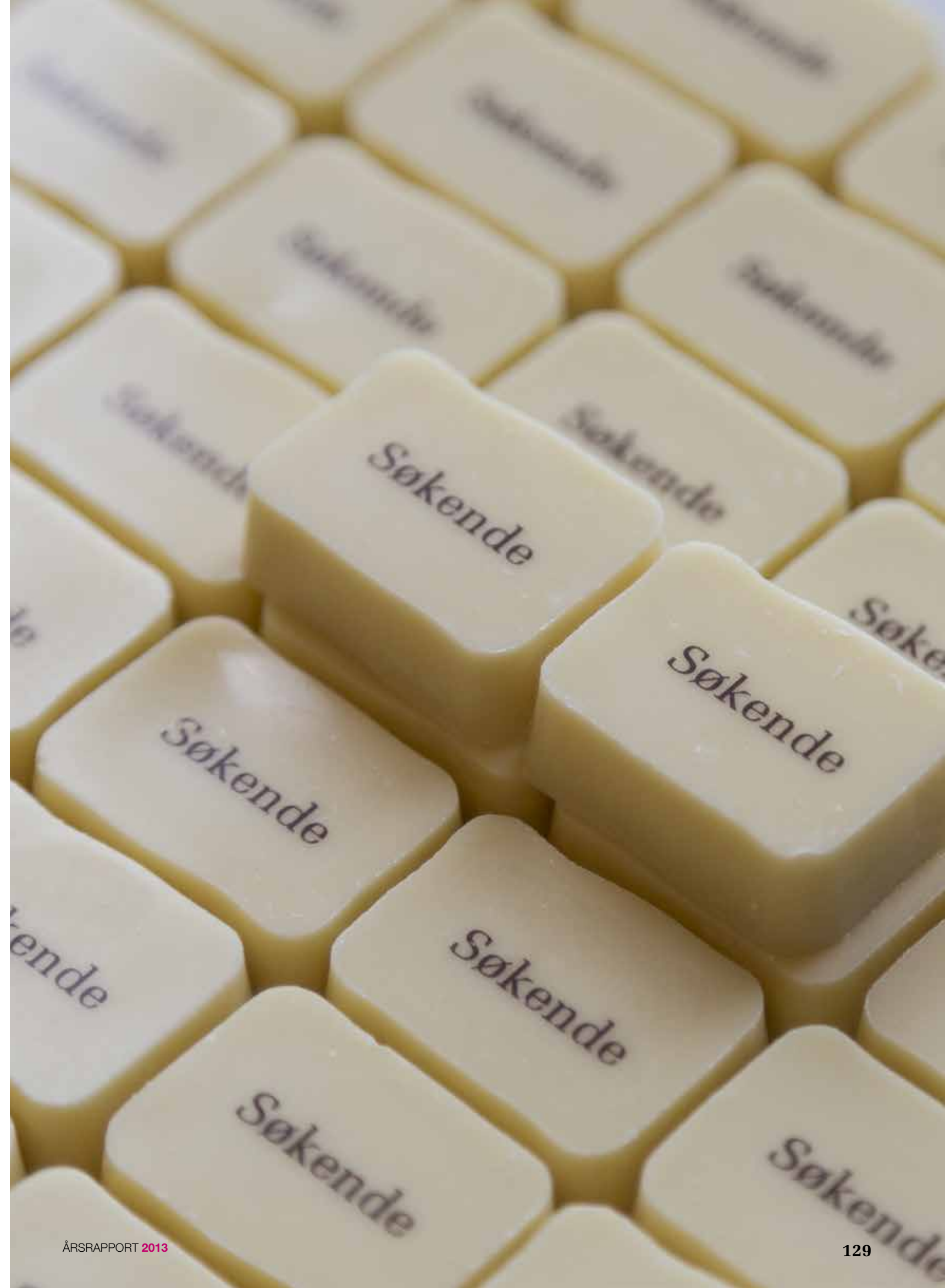
Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen og i redegjørelsene om foretaksstyring og samfunnsansvar om årsregnskapet og forutsetningen om fortsatt drift er konsistente med årsregnskapet og i samsvar med lov og forskrifter.

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 styret og administrerende direktør 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.

Stavanger, 11. mars 2014
ERNST & YOUNG AS

Tor Inge Skjellevik
statsautorisert revisor







Finner du ut hvor?

