



DET NORSKE
Rapport for 4. kvartal 2013
Trondheim, 19. februar, 2014



KVARTAL
4

Innhold

Oppsummering av fjerde kvartal.....	4
Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater	5
Resultater.....	6
Feltresultater og oljepriser	6
Helse, miljø og sikkerhet.....	6
Prosjekter med godkjent PUD	6
Andre prosjekter.....	7
Leting	7
Forretningsutvikling.....	7
Hendelser etter kvartalets slutt	7
Utsikter	8
Årsregnskap.....	9

Rapport for fjerde kvartal 2013

Oppsummering av fjerde kvartal

(Alle tall i parentes gjelder fjerde kvartal 2012)

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske" eller "selskapet") hadde inntekter på 254 millioner kroner (117) i fjerde kvartal. Letekostnader på 544 millioner kroner (195) bidro til et driftsunderskudd på 1 182 millioner kroner (358). Netto finanskostnader var på 106 millioner kroner (14). Netto tap for fjerde kvartal var 329 millioner kroner (47), etter en skatteinntekt på 959 millioner kroner (325).

Det norske fire felt i produksjon – Jette, Atla, Varg og Jotun – hadde en gjennomsnittlig produksjon på 4 328 boepd dette kvartalet, hvorav Jette sto for 63 prosent. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 109 dollar (110) per fat.

Utbyggingen av Ivar Aasen-feltet, der Det norske er operatør med en eierandel på 35 prosent, er i rute. Det første stålet er kuttet, og byggingen har begynt både på verftet i Arbatax på Sardinia, der Saipem bygger stålunderstellet, og i Singapore, der SMOE bygger plattformdekket.

På Johan Sverdrup-prosjektet la pre-unit-operatør Statoil frem sin anbefaling til valg av konsept for utbyggingen av første feltfase. Den formelle beslutningen om å passere beslutningspunkt 2 (DG2) ble tatt av partnerne etter kvartalsslutt. Hensikten er å legge frem en plan for utbygging og drift (PUD) som kan godkjennes av Stortinget i løpet av første halvår 2015, med oppstart av oljeproduksjon i slutten av 2019. Pre-unit-operatør Statoil har anslått mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter (boe) i utvinnbare ressurser fra det samlede feltet

I fjerde kvartal deltok Det norske i et funn på Askja (PL 272). To letemål ga gode resultater, og foreløpige anslag tyder på at feltet inneholder et sted mellom 19 og 44 millioner fat boe. Det norske er også rettighetshaver i nabofunnet Krafla, og felles utbygging med Askja kan gi mellom 69 og 124 millioner boe. Boringen på Mantra i PL 551 ble avsluttet i fjerde kvartal uten at det ble funnet hydrokarboner i prospektet.

Viktige hendelser i fjerde kvartal 2013

- **Den 24. desember** meldte Det norske at letebrønn 31/3-4 på Mantra-prospektet i PL 551 i Nordsjøen var tørr.
- **Den 20. desember** sendte Det norske ut en oppdatering til markedet om fremdriften på Johan Sverdrup-prosjektet.
- **Den 19. desember** solgte Det norske 10 prosent av sine eierinteresser i PL 659 i Barentshavet, der det for tiden bores på Langlitinden-prospektet. Det norske er operatør og vil etter transaksjonen sitte igjen med 20 prosent i lisensen.
- **Den 4. november** kunne Det norske bekrefte – som partner i PL 272 med 25 prosent eierandel – funn av hydrokarboner i letebrønn 30/11-9 S på Askja-prospektet.
- **Den 8. oktober** ble Karl Johnny Hersvik ansatt som ny administrerende direktør i Det norske. Han kommer fra stillingen som direktør for Statoils forskningscenter.

Viktige hendelser etter kvartalets slutt

- **Den 13. februar** la pre-unit-operatør Statoil frem en oppdatering om konseptvalg på Johan Sverdrup. Utbyggingen av feltet vil foregå i flere faser, og produksjonskapasiteten i første fase vil ligge mellom 315 000 og 380 000 fat oljeekvivalenter per dag.
- **Den 21. januar** kunngjorde Det norske at Gro G. Haatvedt var ansatt som ny lededirektør i Det norske. Hun kommer fra jobben som lededirektør for norsk sokkel i Statoil.
- **Den 21. januar** ble Det norske tildelt seks nye lisenser i TFO 2013, hvorav to som operatør.
- **Den 2. januar** meldte Det norske om funn av olje i to letemål på Askja i PL 272. Letebrønn 30/11-9 S støtte på en 90 meters gasskolonne, og avgrensingsbrønn 30/11-9 A støtte på en 40 meters oljekolonne.

Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater

MNOK = millioner kroner	Q4 13	Q3 13	Q2 13	Q1 13	Q4 12	2013	2012
Jette (boepd), 70 %	2 710	4 378	3 594	0	0	2 683	0
Atla (boepd), 10 %	1 031	981	1 446	1 253	2 070	1 177	513
Varg (boepd), 5 %	412	377	398	425	395	403	556
Glitne (boepd), 10 %	0	0	0	43	75	11	174
Enoch (boepd), 2 %	0	0	0	0	0	0	4
Jotun Unit (boepd), 7 %	175	204	175	209	231	191	210
Total produksjon (boepd)	4 328	5 940	5 613	1 929	2 771	4 463	1 458
Olje- og gassproduksjon (tusen fat oljeekvivalenter)	398	547	511	174	255	1 629	545
Realisert oljepris (USD/fat)	109	112	103	112	110	107	115

Driftsinntekter (MNOK)	254	324	286	80	117	944	332
Kontantstrøm fra produksjon (MNOK)	151	269	227	37	40	684	114
Letekostnader (MNOK)	544	588	271	234	195	1 637	1 609
Totale leteutgifter (kostnadsførte og balanseførte) (MNOK)	400	581	373	306	375	1 659	1 656
Driftsresultat (MNOK)	-1182	-518	-277	-251	-358	-2 227	-3 843
Periodens nettoresultat (MNOK)	-329	-158	-41	-20	-47	-548	-957
Antall lisenser (operatørskap)	80 (33)	74 (30)	72 (30)	69 (28)	67 (26)	80 (33)	67 (26)

Resultater

Regnskap for fjerde kvartal

Driftsinntektene i fjerde kvartal var på 254 millioner kroner (117). Den viktigste grunnen til denne økningen er at produksjonen på Jette kom i gang i 2013. Produksjonen økte med 56 prosent fra 2 771 fat oljeekvivalenter per dag (boepd) i fjerde kvartal 2012 til 4 328 boepd dette kvartalet. Jette sto for 2 710 boepd (0) og Atla for 1 031 boepd (2 070).

Letekostnadene utgjorde 544 millioner kroner (195). Selskapet har i løpet av kvartalet kostnadsført alle balanseførte kostnader i forbindelse med Grevlingfunnet i PL 038D med NOK 316 millioner, samt kostnadsført utgiftene i fjerde kvartal 2013 i forbindelse med Mantra-brønnen i PL 551.

Driftsunderskuddet økte til 1 182 millioner kroner (358), mest på grunn av nedskrivninger på flere produserende felt, hvorav Jette sto for 349 millioner kroner. Netto finanskostnader i fjerde kvartal beløp seg til 106 millioner kroner (14).

Periodens nettoresultat var -329 millioner kroner (47) etter en skatteinntekt på 959 millioner kroner (325).

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 920 millioner kroner (1 167), inklusive en skatterefusjon på 1 318 millioner kroner (1 443). Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter var -635 millioner kroner (-1 031), som i hovedsak skyldes leteutgifter og investeringer i felt under utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var 207 millioner kroner (284) som følge av at selskapet utstedte ny gjeld og nedbetalte eksisterende gjeld.

Per 31. desember var selskapets beholdninger av betalingsmidler 1 709 millioner kroner (1 154). Skattefordring for utbetaling i desember 2014 er 1 411 millioner kroner (1 274).

Egenkapitalandelen ved utgangen av fjerde kvartal 2013 var redusert til 30 prosent (45). Funn og felt under utbygging bidro til totale eiendeler på 10 541 millioner kroner (8 364) per 31. desember.

Feltresultater og oljepriser

Det norske produserte 398 180 fat oljeekvivalenter (boe) i fjerde kvartal 2013. Dette tilsvarer 4 328 boepd (2 771).

Gjennomsnittlig realisert oljepris var 109 dollar (110) per fat, mens gassen ble solgt til gjennomsnittlig 2,3 kroner (2,3) per standard kubikkmeter (Sm³).

Jette kom i produksjon i mai og produserte i snitt 2 710 boepd netto i fjerde kvartal og sto dermed for 63 prosent av den totale produksjonen. Driften har vært stabil på Jette i fjerde kvartal, men produksjonsnivået avtar gradvis. Gjenværende ressurser på Jette har blitt skrevet ned, og som en følge av dette har selskapet skrevet ned verdien på Jette med 349 millioner kroner i fjerde kvartal.

Atla produserte i gjennomsnitt 1 031 boepd (2 070) i fjerde kvartal og sto for 24 prosent av den totale produksjonen. Produksjonen på Atla var stabil i oktober og desember, men på grunn av tekniske problemer på Heimdal ble den lavere enn forventet i annen halvdel av november.

Varg produserte 412 boepd (395) i fjerde kvartal, tilsvarende 10 prosent av produksjonen totalt. Produksjonen har vært stabil i fjerde kvartal.

Den gjennomsnittlige produksjonsraten på Jotun på 175 boepd netto til Det norske representerte om lag 4 prosent av produksjonen totalt. Produksjonen holdt seg stabil i løpet av kvartalet.

Helse, miljø og sikkerhet

Det ble ikke rapportert noen alvorlige hendelser i forbindelse med Det norske operasjoner i fjerde kvartal. Det ble rapportert én fraværsskade hos Det norske i desember som følge av en mindre skade hos en person som skled og falt på et verft som har kontrakt med Det norske. Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte tilsyn med tekniske og operative barrierer på Ivar Aasen i fjerde kvartal. Det ble funnet tre avvik og åtte forbedringspunkter. Et tidligere tilsyn, som omhandlet materialhåndtering og arbeidsmiljø på Ivar Aasen-plattformen, ble avsluttet av Ptil i November.

Prosjekter med godkjent PUD

Ivar Aasen – PL 001B/242/028B (35 %, operatør)

Utbyggingen av Ivar Aasen-feltet er i rute, med planlagt oppstart i fjerde kvartal 2016.

Ivar Aasen bygges ut med stålunderstell. Plattformdekket vil ha boligkvarter og et prosesseringsanlegg for førstetrinns separasjon. Detaljprosjekteringen

av plattformdekket utføres av Mustang Engineering utenfor London, UK. I begynnelsen av november ble det første stålet kuttet, både til understelet og til plattformdekket. Byggingen av hovedstrukturelementene til dekket begynte i Indonesia og Singapore i fjerde kvartal.

I desember 2012 støtte partnerne i PL 457 på olje i brønn 16/1-16 og 16/1-16A. PL 457 ligger rett øst for Ivar Aasen. Partnerne i Ivar Aasen har undertegnet en pre-unit-avtale med partnerne i PL 457. Avtalen muliggjør en koordinert utbygging av funnene og fastsetter prinsipper for arbeidsprosessen som skal lede frem mot en første unitisering. Unitiseringsavtalen skal være på plass innen juni 2014. Med dette vil Det norske få redusert sin totale eierandel i det utvidede feltet.

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

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

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

Andre prosjekter

Johan Sverdrup – PL 265 (20 %, partner) og PL 502 (22,22 %, partner)

Pre-unit-operatør Statoil har anbefalt et konsept for første fase. Statoil kunngjorde mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter i utvinnbare ressurser fra det samlede feltet. 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 kvartalets slutt".

Leting

Askja – PL 272 (25 %, partner)

I september påbegynte den halvt nedsenkbare boreriggen Ocean Vanguard boringen av letebrønn 30/11-9S på Askja-prospektet sør for Oseberg. Etter å ha påtruffet en 90 meters gasskolonne i nedre del av Heather-formasjonen og i øvre til midtre del av Tarbert i brønn 30/11-9S ble et annet prospekt testet med avgrensingsbrønn 30/11-9A. Brønnen påtraff olje i en 40 meter netto kolonne i nedre del av Heather-formasjonen og øvre del av Tarbert-formasjonen.

Foreløpige beregninger viser at størrelsen på funnene er mellom 19 og 44 millioner fat oljeekvivalenter. Askja ligger ved siden av Krafla-funnet og inneholder mellom 50 og 80 millioner fat oljeekvivalenter, og en felles utbygging av disse feltene kan gi mellom 69 og 124 millioner fat oljeekvivalenter.

Mantra – PL 551 (20 %, partner)

Letebrønn 31/3-4 på Mantra-prospektet utenfor norskekysten støtte i desember på sand av reservoarkvalitet, men alle intervaller var vannførende. Brønnen ble boret av den halvt nedsenkbare riggen Transocean Barents. Brønnen ble pluggert og forlatt.

Forretningsutvikling

Som et ledd i det kontinuerlige arbeidet med å optimere leteporteføljen gir Det norske regelmessig avkall på lisenser og inngår "farm in"- og "farm out"-avtaler.

I fjerde kvartal inngikk Det norske en avtale med Atlantic Petroleum Norge AS om salg av 10 prosent eierandel i PL 659 i Barentshavet. Lisensen omfatter Langlitinden-prospektet, der boringen ble igangsatt i januar 2014. Det norske er operatør og vil etter transaksjonen sitte igjen med 20 prosent i lisensen. Som kompensasjon skal Atlantic Petroleum dekke en del av Det norske kostnader i forbindelse med letebrønnen. Avtalen skal godkjennes av myndighetene.

Hendelser etter kvartalets slutt

Valg av konsept for Johan Sverdrup

Som pre-unit-operatør på Johan Sverdrup-feltet gjorde Statoil de sentrale delene av konseptvalget offentlig kjent i februar 2014, da partnerne besluttet å passere beslutningspunkt 2 (DG2).

Konseptvalget innebærer at Johan Sverdrup-feltet vil bli utbygget i flere faser. I første fase omfatter planen for utbygging og drift (PUD) etablering av et feltcenter bestående av fire plattformer: en prosessplattform, en boreplattform, en stigerørplattform og en boligplattform, alle med stålunderstell. I tillegg skal det være tre undervannsinstallasjoner for vanninjeksjon. Produksjonskapasiteten i første fase vil være mellom 315 000 og 380 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Statoil kunngjorde mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter i utvinnbare ressurser fra det samlede feltet (inkludert PL 501).
Utvinningsgraden er foreløpig anslått til ca. 60 %, men ambisjonen er at den skal økes til ca. 70 %. Totale investeringer i første fase er anslått til mellom 100 og 120 milliarder kroner. Fase 1 har kapasitet til å produsere mer enn 70 % av ressursene. Dette anslaget omfatter alle investeringer i plattformer, undervannsinstallasjoner, brønner, rørledninger og landstrøm og inkluderer avsetninger for uforutsette endringer og for eventuell prisutvikling i markedet. Partnerskapet arbeider uavlatelig for å redusere investeringsnivået i første fase.

Utbyggingen av første fase er robust og har fleksibilitet til å sikre optimal utbygging av de samlede ressursene på feltet, herunder IOR/EOR, pluss eventuell tredjepartsproduksjon.

Konseptet for fasene fremover vil bli vedtatt i en egen beslutningsprosess etter fase 1 av PUD. Feltet forventes å ha en full produksjonskapasitet i området 550 000–650 000 fat oljeekvivalenter. 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 består av tre lisenser, og samtlige partnere vil delta i unitiseringsforhandlinger for å avklare de endelige eierinteressene i feltet. En unitiseringsavtale må på plass før plan for utbygging og drift (PUD) kan bli behandlet av myndighetene.

Leteboring

I februar rapporterte selskapet at det som operatør hadde bekreftet funn av hydrokarboner på Langlitinden i PL 659.

I tildelingen i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2013 fikk Det norske seks nye lisenser, to av dem som operatør. Alle de seks lisensene er i Nordsjøen.

Endringer i ledelsen

I januar tok Gro Haatvedt imot tilbudet om å bli letedirktør i Det norske oljeselskap ASA. Haatvedt kommer fra jobben som letedirktør for norsk

sokkel i Statoil. Akkurat når hun vil tiltre stillingen, er ennå ikke bestemt, men hun vil være på plass senest i august 2014.

Utsikter

Ivar Aasen og Johan Sverdrup er de to viktigste utbyggingsprosjektene Det norske har. Begge prosjektene forløper på en god måte. I 2014 vil Det norske gjennomføre unitiseringsforhandlinger både for Ivar Aasen og for Johan Sverdrup.

Det norske tar sikte på en sterk produksjonsvekst. Dette vil kreve store investeringer. I løpet av de to siste årene har selskapet styrket egenkapitalen og har i løpet av de siste månedene fått på plass både et usikret obligasjonslån på 1,9 milliarder kroner og en kredittfasilitet på 1 milliard dollar. Styret har iverksatt disse tiltakene for å sikre en solid finansiell basis for feltutbyggingsprosjektene og vil fortsette arbeidet med å sikre en optimal finansieringsstruktur for selskapet.

Ut fra foreliggende planer vil Det norske delta i ca. ti letebrønner i løpet av 2014.

Det norske utfører betydningsfulle operasjoner på den norske kontinentalsokkelen. Selskapet er samtidig operatør på utbyggingsprosjektet Ivar Aasen og er partner på utbyggingsprosjektene Johan Sverdrup og Gina Krog. Disse operasjonelle aktivitetene involverer tusenvis av arbeidere i forskjellige land på forskjellige kontinent. Alle våre aktiviteter innebærer risiko. Risiko kan aldri elimineres, men den kan bli minimert gjennom varsom håndtering og god ledelse. Det norske anerkjenner sitt ansvar for sikkerheten til mennesker og miljøet, og vil bruke tid og ressurser for å tilfredsstille alle reguleringer og ivareta de høyeste HMS-standarder i oljebransjen.

RESULTATREGNSKAP

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert)	(Revidert)	(Urevidert)	(Revidert)
		2013	2012	2013	2012
		Q4		1.1 - 31.12	
Petroleumsinntekter	2	248 716	113 946	933 162	325 093
Andre driftsinntekter	2	5 636	2 851	10 719	7 351
Driftsinntekter		254 353	116 797	943 881	332 444
Utforskningskostnader	3	544 400	194 924	1 637 063	1 609 314
Produksjonskostnader		97 602	74 027	249 619	210 962
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	6	3 854	267	38 025	11 000
Avskrivninger	5	124 021	56 505	470 529	111 687
Nedskrivninger	4,5	657 597	127 155	666 135	2 149 653
Andre driftskostnader	6	8 811	21 995	109 886	82 799
Driftskostnader		1 436 285	474 873	3 171 256	4 175 414
Driftsresultat		-1 181 933	-358 076	-2 227 375	-3 842 970
Renteinntekter	7	13 063	13 630	40 750	54 997
Annen finansinntekt	7	15 838	26 667	80 567	68 399
Rentekostnader	7	103 397	35 084	301 834	128 250
Annen finanskostnad	7	31 355	18 977	137 435	101 050
Netto finansposter		-105 851	-13 763	-317 952	-105 906
Resultat før skattekostnad		-1 287 784	-371 839	-2 545 327	-3 948 876
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	8	-959 137	-324 575	-1 996 727	-2 991 624
Periodens resultat		-328 647	-47 264	-548 600	-957 252
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per.		140 707 363	136 581 048	140 707 363	128 649 729
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per. utvannet		140 707 363	136 581 048	140 707 363	128 649 729
Resultat etter skatt pr. aksje		-2,34	-0,35	-3,90	-7,44
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		-2,34	-0,35	-3,90	-7,44

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT

(Alle tall i NOK 1 000)	(Urevidert)	(Revidert)	(Urevidert)	(Revidert)
	2013	2012*	2013	2012*
	Q4		1.1 - 31.12	
Periodens resultat	-328 647	-47 264	-548 600	-957 252
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet:				
Aktuariel gevinst/tap pensjon	4 064	-1 709	4 064	-6 834
Skatt relatert til totalres.	-3 170	1 333	-3 170	5 331
Totalresultat	-327 752	-47 640	-547 706	-958 756

* se note 1 for informasjon om sammenligningstall

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 31.12.2013	(Revidert) 31.12.2012
EIENDELER			
Immaterielle eiendeler			
Goodwill	5	321 120	387 551
Aktiverte leteutgifter	5	2 056 100	2 175 492
Andre immaterielle eiendeler	5	646 299	665 542
Utsatt skattefordel	8	630 423	
Varige driftsmidler			
Varige driftsmidler	5	2 657 566	1 993 269
Finansielle eiendeler			
Langsiktige fordringer	11	125 432	31 995
Andre langsiktige eiendeler	9	285 399	193 934
Sum anleggsmidler		6 722 340	5 447 783
Varer			
Varelager		40 880	21 209
Fordringer			
Kundefordringer	15	134 221	101 839
Andre kortsiktige fordringer	10	499 419	342 566
Kortsiktige plasseringer		24 075	23 138
Beregnet skatt til utbetaling		1 411 251	1 273 737
Betalingsmidler			
Betalingsmidler	12	1 709 166	1 154 182
Sum omløpsmidler		3 819 011	2 916 670
SUM EIENDELER		10 541 352	8 364 453

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 31.12.2013	(Revidert) 31.12.2012*
EGENKAPITAL OG GJELD			
Innskutt egenkapital			
Aksjekapital	13	140 707	140 707
Overkursfond		3 089 542	3 089 542
Sum innskutt egenkapital		3 230 249	3 230 249
Opptjent egenkapital			
Annen egenkapital	1	-41 780	505 926
Sum egenkapital		3 188 470	3 736 175
Avsetning for forpliktelser			
Pensjonsforpliktelser	1	66 512	65 258
Utsatt skatt	1,8		126 604
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	20	828 529	798 057
Andre avsetninger for forpliktelser		780	647
Langsiktig gjeld			
Obligasjonslån	18	2 473 582	589 078
Annen rentebærende gjeld	19	2 036 907	1 299 733
Derivater	14	49 453	45 971
Kortsiktig gjeld			
Kortsiktig lån	16	478 050	567 075
Leverandørgjeld		452 435	258 596
Offentlige trekk og avgifter		23 579	24 536
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	20	147 375	
Annen kortsiktig gjeld	17	795 680	852 722
Sum gjeld		7 352 882	4 628 277
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		10 541 352	8 364 453

*se note 1 for informasjon om sammenligningstall

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr. 31.12.2011	127 916	2 083 271	1 465 364	3 676 551
Prinsippendring, jfr. note 1			-684	-684
Egenkapital pr. 31.12.2011 (justert)	127 916	2 083 271	1 464 680	3 675 867
Emisjon	12 792	1 006 271		1 019 063
Periodens totalresultat 1.1.2012 - 31.12.2012			-957 251	-957 251
Prinsippendring, jfr note 1			-1 504	-1 504
Egenkapital pr. 31.12.2012	140 707	3 089 542	505 926	3 736 175
Periodens totalresultat 1.1.2013 - 31.12.2013			-547 706	-547 706
Egenkapital pr. 31.12.2013	140 707	3 089 542	-41 780	3 188 470

KONTANTSTRØMANALYSE (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1000)	Note	Q4		01.01-31.12	
		2013	2012	2013	2012
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter					
Resultat før skattekostnad		-1 287 784	-371 839	-2 545 327	-3 948 876
Betalte skatter i perioden		-26 585		-26 585	
Periodens mottatte skattefordring		1 318 430	1 443 140	1 318 430	1 443 140
Avskrivninger	5	124 021	56 505	470 529	111 687
Nedskrivninger	4	657 597	127 155	666 135	2 149 653
Kalkulatorisk rente i nåverdberegning av fjerningsforpliktelser	20	11 083	4 502	42 765	17 519
Tilbakeføring av skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA)	3				-57 000
Tap ved salg av lisensandel			-2 500	734	13 461
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	7	9 310	1 174	3 174	44 847
Amortisering av rente- og etableringskostnader	7	9 162	14 763	88 458	39 576
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3,5	394 367	126 346	1 150 541	1 116 403
Endring i lager, kreditorer og debitorer		120 777	-258 309	141 786	44 467
Endring i andre korsiktige tidsavgrensingsposter		-410 386	26 510	-394 934	444 144
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		919 992	1 167 448	915 707	1 419 020
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	20	-16 176	12 632	-36 739	-678
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	5	-365 069	-737 426	-1 495 709	-2 874 627
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	5	-255 230	-309 159	-1 358 941	-1 114 277
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser		983	2 575	86 472	414 336
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-635 492	-1 031 378	-2 804 917	-3 575 247
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter					
Emisjon			1 019 063		1 019 063
Nedbetaling av kortsiktig gjeld	16	-1 200 000	-1 800 000	-1 500 000	-2 000 000
Nedbetaling av langsiktig gjeld	18,19		-600 000	-2 185 102	-600 000
Opptak av langsiktig gjeld	18,19	707 167	1 065 093	4 729 297	1 849 749
Opptak av kortsiktig gjeld	16	700 000	600 000	1 400 000	2 200 000
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		207 167	284 156	2 444 195	2 468 812
Netto endring i betalingsmidler		491 667	420 226	554 985	312 584
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	12	1 217 500	733 957	1 154 182	841 599
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		1 709 166	1 154 182	1 709 166	1 154 182
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:					
Bankinnskudd		1 693 319	1 140 750	1 693 319	1 140 750
Bundne bankinnskudd		15 847	13 432	15 847	13 432
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	12	1 709 166	1 154 182	1 709 166	1 154 182

NOTER

(Alle tall i NOK 1 000)

Denne delårsrapporten er utarbeidet i henhold til internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS), utgitt av styret i IASB og i tråd med IAS 34 "Delårsrapportering". Kvartalsrapporten er urevidert.

Note 1 Regnskapsprinsipper

Regnskapsprinsippene som er benyttet i denne rapporten er i samsvar med prinsippene benyttet i årsregnskapet for 2012, med følgende unntak:

Pensjon

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 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 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 på 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 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 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 19 R er anvendt retrospektivt, og sammenligningstallene er endret.

Note 2 Inntekter

Spesifikasjon av inntekter:	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Inntektsførte oljeinntekter	217 692	59 303	791 155	255 844
Inntektsførte gassinntekter	24 934	47 910	117 752	47 917
Tariffinntekter	6 090	6 734	24 255	21 332
Sum petroleumsinntekter	248 716	113 946	933 162	325 093
Spesifikasjon av produserte volumer (fat):				
Olje	324 143	98 393	1 263 889	388 223
Gass	74 037	141 462	365 226	141 462
Sum produserte volumer	398 180	239 855	1 629 115	529 685
Andre driftsinntekter (relatert til framleie av kontorlokaler)	5 636	2 851	10 719	7 351

Note 3 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	128 198	75 173	312 695	335 265
Viderebelastning av riggekostnader	-25 258	-60 695	-118 958	-31 491
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	29 913	47 218	151 340	149 267
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	320 961	2 152	553 288	252 719
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	73 406	124 194	597 253	863 684
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskost.	13 000	2 819	122 000	76 333
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	4 180	4 061	19 445	20 536
Reversering av skatt på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse				-57 000
Sum utforskningskostnader	544 400	194 924	1 637 063	1 609 314

Note 4 Nedskrivninger

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 krever at det foretas 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.

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.

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	2014	2015	2016	2017
Gjennomsnittlig oljepris USD	106	98	90	84

I løpet av fjerde kvartal er fire av selskapets produserende felt nedskrevet. Hovedårsaken til nedskrivningen er reduserte reserver og økte estimater for fjerningsforpliktelser. Resterende nedskrivning i 2013 er relatert til letelisenser som er, eller er i prosess av å bli tilbakelevert.

Følgende nedskrivninger er gjennomført:

	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Nedskrivning av varige driftsmidler	564 663	123 501	564 663	1 963 351
Nedskrivning av immaterielle eiendeler	111 058	3 863	124 694	226 194
Nedskrivning av goodwill	63 082	1 328	66 430	135 062
Utsatt skatt	-81 206	-1 536	-89 653	-174 955
Totale nedskrivninger	657 597	127 155	666 135	2 149 653

Ved salg eller tilbakelevering 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.

Se note 5 for spesifisering av nedskrivninger.

Note 5 Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler

Immaterielle eiendeler	Andre immaterielle eiendeler				
	Lisenser m.m.*	Software	Totalt	Letebrønner	Goodwill
Balansført verdi 31.12.2012	661 643	3 899	665 542	2 175 492	387 551
Anskaffelseskost 31.12.2012	1 104 425	45 180	1 149 604	2 175 492	644 570
Tilgang	118 629	1 353	119 982	1 013 006	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	467		467	973 352	
Reklassifisering				-12 984	
Anskaffelseskost 30.09.2013	1 222 588	46 533	1 269 121	2 202 163	644 570
Akk av- og nedskrivninger	469 946	43 138	513 084		260 368
Balansført verdi 30.09.2013	752 642	3 395	756 035	2 202 163	384 202
Anskaffelseskost 30.09.2013	1 222 588	46 533	1 269 121	2 202 163	644 570
Tilgang	3 346	1 565	4 910	250 611	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				396 674	
Tilbakeleverte lisenser	323 229		323 229		178 917
Anskaffelseskost 31.12.2013	902 705	48 098	950 803	2 056 100	465 653
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2013	261 089	43 414	304 503		144 532
Balansført verdi 31.12.2013	641 616	4 684	646 299	2 056 100	321 120
Avskrivninger Q4 2013	3 186	276			
Avskrivninger 1.1 - 31.12.2013	16 714	2 133			
Nedskrivninger Q4 2013	111 058				63 082
Nedskrivninger 1.1 - 31.12.2013	124 694				66 430

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

* Ivar Aasen-feltet har en investeringsforpliktelse mot Edvard Grieg-feltet for tilpasning av installasjonene for å kunne motta petroleum fra Ivar Aasen-feltet. Denne prosesseringsretten er ansett som en "immateriell eiendel" og er inkludert med NOK 89,8 millioner pr. 31.12.2013.

Bokført verdi av lisenser 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.

Varige driftsmidler	Felt under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Totalt
Balansført verdi 31.12.2012	1 364 097	577 290	51 882	1 993 269
Anskaffelseskost 31.12.2012	3 163 747	1 232 675	126 062	4 522 484
Tilgang	1 021 974	147 710	22 927	1 192 610
Reklassifisering	-2 874 622	2 887 606		12 984
Anskaffelseskost 30.09.2013	1 311 099	4 267 992	148 989	5 728 079
Akk av- og nedskrivninger 30.09.2013		2 771 026	89 313	2 860 339
Balansført verdi 30.09.2013	1 311 099	1 496 965	59 676	2 867 740
Anskaffelseskost 30.09.2013	1 311 099	4 267 992	148 989	5 728 080
Tilgang	336 074	131 460	7 386	474 920
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
Bokført verdi 31.12.2013	1 647 173	947 956	62 437	2 657 567
Avskrivninger Q4 2013		115 934	4 625	120 559
Avskrivninger 1.1 - 31.12.2013		431 925	19 758	451 683
Nedskrivninger Q4 2013		564 663		564 663
Nedskrivninger 1.1 - 31.12.2013	-1 799 650	2 364 313		564 663

Balansførte letekostnader er klassifisert som "felt under utbygging" når felt går inn i utbyggingsfase. Felt under utbygging omklassifiseres til produksjonsanlegg og avskrives 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.

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Avskrivning av varige driftsmidler	120 559	48 319	451 683	100 751
Avskrivning av immaterielle eiendeler	3 462	8 185	18 847	10 936
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	124 021	56 505	470 529	111 687

Se note 4 for ytterligere informasjon om nedskrivningene.

Note 6 Lønnskostnader og andre driftskostnader

Lønnskostnader:	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Totale lønnskostnader	123 354	103 069	444 025	371 616
Andel av lønnskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-119 500	-102 801	-406 000	-360 616
Netto lønnskostnader	3 854	267	38 025	11 000

Andre driftskostnader:	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Totale andre driftskostnader	77 738	72 127	307 288	281 964
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, samt kostnader fakturert til lisenser	-68 927	-50 132	-197 403	-199 165
Netto andre driftskostnader	8 811	21 995	109 886	82 799

Note 7 Finansposter

	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Renteinntekter	13 063	13 630	40 750	54 997
Avkastning på finansielle plasseringer		865	988	1 628
Valutagevinst	15 838	25 090	70 502	66 771
Verdiendring derivater		712	9 077	
Sum annen finansinntekt	15 838	26 667	80 567	68 399
Rentekostnader	114 699	68 512	340 112	217 142
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-20 465	-48 190	-126 737	-128 468
Amortiserte lånekostnader	9 162	14 763	88 458	39 576
Sum rentekostnader	103 397	35 084	301 834	128 250
Valutatap	18 423	14 672	113 222	54 022
Realisert tap på derivater	3 572		11 912	1 941
Virkelig verdi derivater	9 310	3 828	12 250	44 847
Verdinedgang finansielle investeringer	50	478	50	240
Sum annen finanskostnad	31 355	18 977	137 435	101 050
Sum netto finansposter	-105 851	-13 763	-317 952	-105 906

Note 8 Skatt

Skattekostnad består av:	Q4		01.01.-31.12	
	2013	2012	2013	2012
Beregnet skatt tilgode av utforskningskostnader dette år	-356 222	-312 041	-1 413 159	-1 299 985
Endring utsatt skatt	-585 897	-20 048	-567 368	-1 729 168
Tilbakeført skatteelement mindre verdi purchase price allocation (PPA), ført mot utforskningskostnader				57 000
Endringer knyttet til tidligere år	-17 018	7 514	-16 201	-19 472
Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-959 137	-324 575	-1 996 727	-2 991 624

Beregnet skatt til utbetaling:	31.12.2013		31.12.2012	
	Beregnet skatt tilgode av utforskningskostnader dette år		1 413 159	
Endring av tidligere års ligning		-1 908		-26 249
Sum skatt til betaling		1 411 251		1 273 737

Utsatt skatt/utsatt skattefordel	31.12.2013		31.12.2012	
	Utsatt skatt 1.1.		-126 604	
Endring utsatt skatt		567 368		1 672 167
Utsatt skatt knyttet til endring i regnskapsprinsipper (se note 1)				5 331
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser		192 829		178 525
Utsatt skatt knyttet til OCI		-3 170		
Korreksjon av utsatt skatt på merverdier				57 000
Sum utsatt skatt		630 423		-126 604

Skatteeffekt av underskudd til fremføring	Skattesats	31.12.2013		31.12.2012	
		Underskudd til fremføring	27 %	-479 558	
Underskudd til fremføring	51 %	-939 713		-588 853	

Midlertidig forskjell av underskudd til fremføring er inkludert i utsatt skatt

Det er utført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2012. I balansen er beregnet skatt tilgode som følge av utforskningsaktivitet i 2013 ført som omløpsmidler. Denne forventes utbetalt i desember 2014.

Satsen for alminnelig selskapsskatt ble fra 1. januar 2014 endret fra 28 til 27 prosent. Satsen for særskatt ble fra samme tidspunkt endret fra 50 til 51 prosent. Per 31.12.2013 er de nye satsene benyttet for beregning av utsatt skatt/utsatt skattefordel. Friinntekt, et særlig inntektsfradrag i grunnlag for beregning av særskatt (kan ses på som et ekstra avskrivningsfradrag i særskattegrunnlaget) ble fra og med 5. mai 2013 endret til 5,5 prosent i fire år, til sammen et fradrag på 22 prosent av investeringen. Før endringen var friinntekten på 7,5 prosent i fire år, til sammen et fradrag på 30 prosent av investeringen.

Note 9 Andre langsiktige eiendeler

	31.12.2013	31.12.2012
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	12 000	12 000
Rentereserve kredittfasilitet	260 446	169 241
Husleiedeposium	12 954	12 694
Sum andre langsiktige eiendeler	285 399	193 934

Note 10 Andre kortsiktige fordringer

	31.12.2013	31.12.2012
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	3 103	
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	146 977	33 648
Tilgode merverdiavgift	11 444	21 289
Mer-/mindreuttak av petroleum (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 til utsatt volum på Atla, se note 11.

Note 11 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 gjennom 2014 og inn i 2015. Inntekter er bokført basert på fysisk produksjonsvolum verdsett til markedsverdi. Denne utsatte kompensasjon er bokført som langsiktig eller kortsiktig fordring, avhengig av når inntekten vil oppstå, se note 10.

Note 12 Betalingsmidler

Regnskapslinjen betalingsmidler består av bankkonti, samt kortsiktige plasseringer som er en del av selskapets transaksjonslikviditet.

Spesifikasjon av betalingsmidler:	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

Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	815 991	587 759
Ubenyttet trekkrettigheter kredittfasilitet	3 945 286	1 383 498

Note 13 Aksjekapital

	31.12.2013	31.12.2012
Aksjekapital	140 707	140 707
Antall aksjer i hele tusen	140 707	140 707
Pålydende pr aksje i NOK	1.00	1.00

Note 14 Derivater

	31.12.2013	31.12.2012
Urealisert tap rentebytteavtale	49 453	45 971
Sum derivater	49 453	45 971

Det norske oljeselskap har inngått tre rentebytteavtaler. Formålet er å bytte flytende mot fast rente. Disse rentebytteavtalene er bokført til markedsverdi.

Note 15 Kundefordringer

	31.12.2013	31.12.2012
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	70 885	23 236
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner	1 284	
Utfakturerings knyttet til utgiftsrefusjoner inkludert rigg	62 052	78 603
Sum kundefordringer	134 221	101 839

Note 16 Short-term loans

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

Fasiliteten 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. Långiver har sikkerhet i selskapets skattefordring. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2013 er forventet utbetalt i desember 2014. Skatterefusjonen blir hvert år benyttet til nebetaling av lånet, se note 8.

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

For informasjon om ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån, se note 11 "Betalingsmidler".

Note 17 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

Note 18 Obligasjonslån

	31.12.2013	31.12.2012
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾	592 304	589 078
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	1 881 278	
Total bond	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.

Note 19 Annen rentebærende gjeld

	31.12.2013	31.12.2012
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.

Note 20 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 - nåverdberegning	42 765	17 519
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt	171 822	496 015
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	975 904	798 057
Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelse:		
Kortsiktig	147 375	
Langsiktig	828 529	
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	975 904	

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

Note 21 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 varsel om at inntektsårene 2011 og 2012 skal inkluderes. I slutten av tredje kvartal 2012 svarte selskapet på varselet om endring av ligning ved å sende inn detaljerte kommentarer.

Det norske 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 22 Investering i felles kontrollerte eiendeler

Lisens / Partner-opererte:	31.12.2013	31.12.2012	Lisens / Operatørskap:	31.12.2013	31.12.2012
PL 019C***	30,0 %	0,0 %	PL 001B	35,0 %	35,0 %
PL 019D***	30,0 %	0,0 %	PL 026B***	62,1 %	0,0 %
PL 029B	20,0 %	20,0 %	PL 027D***	100,0 %	60,0 %
PL 035	25,0 %	25,0 %	PL 027ES***	40,0 %	0,0 %
PL 035B	15,0 %	15,0 %	PL 028B	35,0 %	35,0 %
PL 035C	25,0 %	25,0 %	PL 103B	70,0 %	70,0 %
PL 038	5,0 %	5,0 %	PL 169C	50,0 %	50,0 %
PL 038D	30,0 %	30,0 %	PL 242	35,0 %	35,0 %
PL 048B	10,0 %	10,0 %	PL 337*	0,0 %	45,0 %
PL 048D	10,0 %	10,0 %	PL 356*	0,0 %	50,0 %
PL 102C	10,0 %	10,0 %	PL 364	50,0 %	50,0 %
PL 102D	10,0 %	10,0 %	PL 414	40,0 %	40,0 %
PL 102F***	10,0 %	0,0 %	PL 414B	40,0 %	40,0 %
PL 102G***	10,0 %	0,0 %	PL 450***	80,0 %	60,0 %
PL 265	20,0 %	20,0 %	PL 460	100,0 %	100,0 %
PL 272	25,0 %	25,0 %	PL 482*	0,0 %	65,0 %
PL 332	40,0 %	40,0 %	PL 494****	30,0 %	0,0 %
PL 362	15,0 %	15,0 %	PL 494B****	30,0 %	0,0 %
PL 438	10,0 %	10,0 %	PL 494C****	30,0 %	0,0 %
PL 440S*	0,0 %	10,0 %	PL 497	35,0 %	35,0 %
PL 442	20,0 %	20,0 %	PL 497B	35,0 %	35,0 %
PL 453S	25,0 %	25,0 %	PL 504***	47,6 %	29,3 %
PL 492***	40,0 %	50,0 %	PL 504BS***	83,6 %	58,5 %
PL 494****	0,0 %	30,0 %	PL 504CS***	21,8 %	0,0 %
PL 494B****	0,0 %	30,0 %	PL 512	30,0 %	30,0 %
PL 494C****	0,0 %	30,0 %	PL 542 ***	45,0 %	60,0 %
PL 502	22,2 %	22,2 %	PL 542B**/***	45,0 %	0,0 %
PL 522	10,0 %	10,0 %	PL 549S	35,0 %	35,0 %
PL 531	10,0 %	10,0 %	PL 553	40,0 %	40,0 %
PL 533	20,0 %	20,0 %	PL 573S	35,0 %	35,0 %
PL 535***	10,0 %	20,0 %	PL 593*	0,0 %	60,0 %
PL 535B*****/***	10,0 %	0,0 %	PL 626	50,0 %	50,0 %
PL 550***	10,0 %	20,0 %	PL 659	30,0 %	30,0 %
PL 551	20,0 %	20,0 %	PL 663**	30,0 %	0,0 %
PL 554	20,0 %	20,0 %	PL 677**	60,0 %	0,0 %
PL 554B	20,0 %	20,0 %	PL 709*****	40,0 %	0,0 %
PL 558	20,0 %	20,0 %	PL 715*****	40,0 %	0,0 %
PL 561*	0,0 %	20,0 %	Antall	33	26
PL 563	30,0 %	30,0 %			
PL 567	40,0 %	40,0 %			
PL 568	20,0 %	20,0 %			
PL 571	40,0 %	40,0 %			
PL 574***	10,0 %	0,0 %			
PL 613	35,0 %	35,0 %			
PL 619	30,0 %	30,0 %			
PL 627	20,0 %	20,0 %			
PL 652*	0,0 %	20,0 %			
PL 667**	30,0 %	0,0 %			
PL 672**	25,0 %	0,0 %			
PL 676S**	20,0 %	0,0 %			
PL 678S**	25,0 %	0,0 %			
PL 681**	16,0 %	0,0 %			
PL 706*****	20,0 %	0,0 %			
Antall	47	41			

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2012. Tilbudene ble kunngjort i 2013.

*** Lisenstransaksjoner.

**** Det norske tidligere partner, nå operatør.

***** Ordinær konsesjonstildeling, 22 runde.

21. januar 2014 fikk Det norske tildelt seks nye lisenser i APA 2013. Det norske vil bli operatør for to av disse lisensene.

Note 23 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2013				2012			
	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1
Driftsinntekter	254 353	323 563	285 626	80 339	116 797	49 014	69 603	97 031
Utforskningskostnader	544 400	588 289	270 635	233 738	194 924	402 635	417 140	594 616
Produksjonskostnader	97 602	53 419	57 086	41 512	74 027	45 515	46 154	45 266
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	3 854	4 129	28 515	1 527	267	1 280	703	8 750
Avskrivninger	124 021	163 666	147 844	34 997	56 505	15 056	19 780	20 346
Nedskrivninger	657 597	6 837	1 700		127 155	1 880 953	140 669	875
Andre driftskostnader	8 811	25 247	56 619	19 208	21 995	21 140	16 050	23 614
Driftskostnader	1 436 285	841 588	562 400	330 983	474 873	2 366 579	640 497	693 467
Driftsresultat	-1 181 933	-518 025	-276 773	-250 644	-358 076	-2 317 565	-570 894	-596 436
Netto finansposter	-105 851	-131 089	-48 915	-32 097	-13 763	-45 784	-23 065	-23 293
Resultat før skattekostnad	-1 287 784	-649 114	-325 688	-282 741	-371 839	-2 363 349	-593 959	-619 728
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-959 137	-490 975	-284 200	-262 415	-324 575	-1 774 462	-376 558	-516 030
Periodens resultat	-328 647	-158 139	-41 488	-20 326	-47 264	-588 887	-217 401	-103 698

Det norske oljeselskap ASA

www.detnor.no

Post- og besøksadresse:

Føniks, Munkegata 26

7011 Trondheim

Telefon: +47 90 70 60 00

Faks: +47 73 54 05 00



www.detnor.no