



DETNORSKE



Rapport for **første kvartal**

Trondheim, **30. april, 2014**

Innhold

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

Rapport for 1. kvartal 2014

Oppsummering av første kvartal

(Alle tall i parentes gjelder første kvartal 2013)

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske" eller "selskapet") hadde inntekter på 158 millioner kroner (80) i første kvartal. Letekostnader på 110 millioner kroner (234) bidro til et driftsunderskudd på 101 millioner kroner (251). Netto finanskostnader var på 60 millioner kroner (32). Nettoresultat for første kvartal var 21 millioner kroner (-20), etter en skatteinntekt på 182 millioner kroner (262).

Det norskes fire felt i produksjon – Jette, Atla, Varg og Jotun – hadde en gjennomsnittlig produksjon på 2 895 boepd dette kvartalet, hvorav Jette sto for om lag halvparten. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 107 dollar (112) per fat.

Utbyggingen av Ivar Aasen-feltet, der Det norske er operatør med en eierandel på 35 prosent, er i rute. Byggearbeidene av boligkvarteret har startet på Stord, understellet på Sardinia og plattformdekket i Singapore.

I Johan Sverdrup-prosjektet har partnerne tatt den formelle beslutningen om å passere beslutningspunkt 2 (DG2). Planen 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 de utvinnbare ressursene i det samlede feltet til mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter (boe). En avgrensingsbrønn på Geitungen, boret i første kvartal, støtte på en seks meter oljekolonne, og det ble deretter boret et sidesteg rundt en kilometer mot sørvest.

I første kvartal deltok Det norske i boringen av to letebrønner. Det ble gjort et lite oljefunn på Trell-prospektet i Nordsjøen. På Langlitinden-prospektet i Barentshavet ble det påtruffet olje i kanalsander, men Det norske anser at funnet ikke er drivverdig.

Viktige hendelser i første kvartal 2014

- **Den 27. mars** meldte Det norske at avgrensingsbrønnen på Geitungen - Johan Sverdrup-feltet hadde påtruffet olje som antas å representere Staffjord-formasjonen. Et planlagt sidesteg ble også kunngjort (se hendelser etter kvartalets slutt).
- **Den 21. mars**, på bedriftsforsamlingen i Det norske, ble Tom Røtjer gjenvalgt og Gro Kielland valgt som medlemmer av styret.
- **Den 21. februar** kunne Det norske melde om et lite oljefunn på Trell-prospektet i PL 102F i Nordsjøen.
- **Den 21. februar** kunngjorde Det norske at brønn 7222/11-2 hadde påtruffet ikke-kommersielle volumer på Langlitinden-prospektet i PL 659 i Barentshavet.
- **Den 13. februar** la pre-unit-operatør Statoil frem en oppdatering om konseptvalg for Johan Sverdrup. Utbyggingen av feltet vil foregå i flere faser. Feltet forventes å ha en full produksjonskapasitet i området 550 000–650 000 fat oljeekvivalenter.
- **Den 21. januar** kunngjorde Det norske at Gro G. Haatvedt var ansatt som ny letedirktør i Det norske. Hun kommer fra jobben som letedirktør 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.

Viktige hendelser etter kvartalets slutt

- Sidesteget på Geitungen påviste et 12 meter oljeførende intervall med av middels god reservoarutvikling.

Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater

MNOK = millioner kroner	Q1 14	Q4 13	Q3 13	Q2 13	Q1 13	2013
Jette (boepd), 70%	1 458	2 710	4 378	3 594	0	2 683
Atla (boepd), 10 %	750	1 031	981	1 446	1 253	1 177
Varg (boepd), 5 %	500	412	377	398	425	403
Glitne (boepd), 10 %	0	0	0	0	43	11
Enoch (boepd), 2 %	0	0	0	0	0	0
Jotun Unit (boepd), 7 %	188	175	204	175	209	191
Total produksjon (boepd)	2 895	4 328	5 940	5 613	1 929	4 463
Olje- og gassproduksjon (tusen fat oljeekvivalenter)	261	398	547	511	174	1 629
Realisert oljepris (USD/fat)	107	109	112	103	112	107

Driftsinntekter (MNOK)	158	254	324	286	80	944
EBITDA (MNOK)	-12	-400	-348	-127	-216	-1 091
Kontantstrøm fra produksjon (MNOK)	112	151	269	227	37	684
Letekostnader (MNOK)	110	544	588	271	234	1 637
Totale leteutgifter (kostnadsførte og balanseførte) (MNOK)	151	400	581	373	306	1 659
Driftsresultat (MNOK)	-101	-1 182	-518	-277	-251	-2 227
Periodens nettoresultat (MNOK)	21	-329	-158	-41	-20	-548
Antall lisenser (operatørskap)	77 (27)	80 (33)	74 (30)	72 (30)	69 (28)	80 (33)

Resultater

Regnskap for første kvartal

Driftsinntektene i fjerde kvartal var på 158 millioner kroner (80). Den viktigste grunnen til denne økningen er at Jette begynte produksjonen i annet kvartal 2013. Produksjonen økte med 50 prosent fra 1 929 fat oljeekvivalenter per dag (boepd) i første kvartal 2013 til 2 895 boepd dette kvartalet. Jette sto for 1 458 boepd (0) og Atla for 750 boepd (1 253).

Letekostnadene utgjorde 110 millioner kroner (234). Selskapet har kostnadsført utgiftene i forbindelse med Langlitinden-brønnen i PL 659 i tillegg til andre letekostnader.

På grunn av økte inntekter og reduserte letekostnader ble driftsunderskuddet redusert til 101 millioner kroner (251).

Netto finanskostnader i første kvartal beløp seg til 60 millioner kroner (32).

Periodens resultat var 21 millioner kroner (-20) etter en skatteinntekt på 182 millioner kroner (262). På grunn av friinntekten, et fradrag i grunnlaget for beregning av særskatten, av tidligere års investeringer gir dette en skatteprosent på 113.

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde -489 millioner kroner (-267). Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter var -707 millioner kroner (-699), i hovedsak relatert til investeringer i felt under utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var 308 millioner kroner (548) som følge av netto opptrekk av lån.

Per 31. mars var selskapets beholdninger av betalingsmidler 821 millioner kroner (736). Skattefordring til utbetaling i desember 2014 er 1 417 millioner kroner (1 278), og skattefordring til utbetaling i desember 2015 er 148 millioner kroner (261).

Selskapets egenkapitalandel per 31. mars var 30,6 prosent (42,3). Funn og felt under utbygging bidro til totale eiendeler på 10 504 millioner kroner (8 794) per 31. mars.

Feltresultater og oljepriser

Det norske produserte 260 569 fat oljeekvivalenter (boe) i første kvartal 2014. Dette tilsvarer 2 895 boepd (1 929).

Gjennomsnittlig realisert oljepris var 107 dollar (112) per fat, mens gassen ble solgt til gjennomsnittlig 2,3 kroner (2,3) per standard kubikkmeter (Sm³).

Jette (70 prosent, operatør) kom i produksjon i mai 2013 og produserte i snitt 1 458 boepd netto i første kvartal og sto dermed for 50 prosent av den totale produksjonen. I mars var hovedproduksjonsbrønnen på Jette stengt i ti dager og den andre brønnen i fire dager. Hensikten var å teste om det var mulig å optimere produksjonen ved å produsere en brønn av gangen for derved å redusere vannfraksjonen og gi mulighet for trykkoppbygging. Så langt har det vært mest effektivt å produsere fra begge brønner samtidig. I starten på andre kvartal var produksjonen på Jette-feltet stabil fra begge brønnene.

Atla (10 prosent, partner) produserte i gjennomsnitt 750 boepd netto (1 253) i første kvartal og sto for 26 prosent av den totale produksjonen. Produksjonen på Atla var noe redusert i januar og februar på grunn av prioritering til Skirne, men har vært stabil i mars.

Varg (5 prosent, partner) produserte 500 boepd netto (425) til Det norske i første kvartal, tilsvarende 17 prosent av produksjonen totalt. Gasseksporten kom i gang fra feltet i begynnelsen av februar. Gassen sendes via gassfeltet Rev til Armada-plattformen og til Storbritannia gjennom CATS-rørledningen.

Den gjennomsnittlige produksjonsraten på Jotun (7 prosent, partner) var 188 boepd netto (209) til Det norske i første kvartal, tilsvarende 6 prosent av produksjonen totalt. Produksjonen holdt seg stabil i løpet av kvartalet.

Helse, miljø og sikkerhet

Selskapet er opptatt av å sikre at alle prosjekter blir utviklet under de høyeste HMS-standarder i oljebransjen.

I første kvartal boret Det norske en letebrønn på Langlitinden i PL 659 i Barentshavet. Det ble sendt melding til Petroleurstilsynet etter at Det norske måtte etterlate en radioaktiv kilde som hadde satt seg fast og som ikke var mulig å hente opp igjen. Miljødirektoratet har foretatt revisjon hos Det norske under boreoperasjonene, uten å finne noen avvik.

I februar 2014 var det en nestenulykke i Ivar Aasen-prosjektet, med en fallende gjenstand på et verft som har kontrakt med Det norske. Det norske har gransket hendelsen, og tiltak er iverksatt.

Prosjekter med godkjent PUD

Ivar Aasen – PL 001B/242/028B (35 prosent, 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. Det første stålet til understellet og plattformdekket ble kuttet i november 2013, og til boligkvarteret i mars 2014.

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 arbeidsprosessene som skal lede frem mot en første unitisering. Arbeidet på unitiseringsavtalen forløper i henhold til planen og 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 prosent, 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 prosent, partner) og PL 502 (22,22 prosent, partner)

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

Konseptet for fasene fremover vil bli vedtatt i en egen beslutningsprosess etter fase 1 av plan for utbygging og drift (PUD).

Statoil har kommunisert at feltet forventes å ha en full produksjonskapasitet i området 550 000 til 650 000 fat oljeekvivalenter. De utvinnbare ressursene fra det samlede feltet er anslått til mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter. Totale investeringer i første fase er anslått til mellom 100 og 120 milliarder kroner, og inkluderer avsetninger for uforutsette endringer og for eventuell prisutvikling i markedet. Fase 1 har kapasitet til å produsere mer enn 70 prosent av ressursene.

Planen er at PUD for Johan Sverdrup skal sendes inn til myndighetene innen utgangen av første kvartal 2015, med planlagt produksjonsstart i fjerde kvartal 2019. Rettighetshaverne i Johan Sverdrup-lisensen har innledet forhandlingene om en unitiseringsavtale, den vil være på plass samtidig med PUD.

I første kvartal ble det boret en avgrensingsbrønn (16/2-19) på Geitungen i den nordre delen av Johan Sverdrup-feltet i PL 265. Brønnen påtraff en seks meters oljekolonne i sandsteinslag med middels til gode egenskaper, som antas å være en del av Statfjord-formasjonen. Brønnen ble boret til et vertikalt dyp på 2 024 meter og ble avsluttet i grunnfjellsbergarter. På bakgrunn av dette vedtok partnerne å bore et sidesteg rundt en kilometer sørvest for å få klarhet i hvor langt nord hovedreservoaret på Johan Sverdrup-feltet strekker seg inn i sandstein i Draupne-formasjonen.

Leting

Selskapets letekostnader var 151 millioner kroner i første kvartal, hvorav 110 millioner kroner ble ført som leteutgifter.

Atla – PL 102F (10 prosent, partner)

Letebrønn 25/5-9 på Trell-prospektet i Nordsjøen var ferdig boret i februar i år. Brønnen støtte på en 21 meters oljekolonne i Heimdal-formasjonen, hvorav 19 meter med god reservoarkvalitet. Grunndataene som er samlet inn og prøvene som er tatt, tilsier meget gode produksjonsegenskaper, akkurat som forventet.

Utvinnbare volum er foreløpig beregnet til mellom 0,5 og 2,0 millioner standard kubikkmeter olje. Rettighetshaverne skal evaluere funnet sammen med andre nærliggende prosjekter og vurdere videre oppfølging.

Langlitinden – PL 659 (20 prosent, operatør)

Letebrønn 7222/11-2 på Langlitinden-prospektet i Nordsjøen var ferdig boret i februar i år. Brønnen påtraff olje i kanalsander av trias alder. Det er utført omfattende datainnsamling, herunder kjernedata, wireline logging og væskeprøver.

Hydrokarboner ble påvist i hovedmålet for brønnen, men mini-brønntester (mini-drillstem test) viste dårlige reservoaregenskaper. Det norske er av den oppfatning at de påviste volumene i brønnen per i dag ikke er tilstrekkelige til å rettferdiggjøre feltutbygging.

TFO 2013

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

Ny letedirktør

I januar 2014 tok Gro Haatvedt imot tilbudet om å bli letedirktør i Det norske oljeselskap ASA. Hun kommer fra jobben som letedirktør for norsk sokkel i Statoil.

Forretningsutvikling

Som et ledd i det kontinuerlige arbeidet med å optimere porteføljen tilbakeleverer Det norske regelmessig letelisenser og inngår "farm in"- og "farm out"-avtaler.

I fjerde kvartal inngikk Det norske en avtale med Atlantic Petroleum Norge AS om salg av ti prosent eierandel i PL 659 i Barentshavet. Lisensen omfatter Langlitinden-prospektet, som ble boret i første kvartal. Det norske er operatør og sitter etter transaksjonen igjen med 20 prosent i lisensen. Som kompensasjon Atlantic Petroleum dekket en del av Det norske kostnader i forbindelse med boringen av letebrønnen.

Annet

Bedriftsforsamlingen i Det norske i mars gjenvälgte Tom Røtjer som medlem av styret. Gro Kielland, tidligere administrerende direktør i BP Norge, ble valgt som nytt styremedlem. Hun erstatter Maria Moræus Hanssen, som trakk seg fra styret høsten 2013.

Hendelser etter kvartalets slutt

Sidesteget på Geitungen påtraff et 12 meter oljeførende sandstein/siltstein intervall av middels god reservoarutvikling i Draupneformasjonen. Brønnen ble boret til et vertikalt dyp på 1 971 meter og ble avsluttet i grunnfjellsbergarter. Omfattende datasamling har blitt gjort gjennom brønnene. Resultatene fra brønnene vil bli tatt inni arbeidet med utviklingen av Johan Sverdrup-feltet.

I april 2014 ga generalforsamlingen styret fullmakt til å øke aksjekapitalen, i én eller flere omganger, med inntil 14 070 730 kroner. Styret fikk dessuten fullmakt til å erverve egne aksjer for inntil 14 070 736 kroner. Fullmaktene er gyldige frem til den ordinære generalforsamlingen i 2015, men senest til og med 30. juni 2015.

Utsikter

Ivar Aasen og Johan Sverdrup er Det norske to viktigste utbyggingsprosjekt. Framdriften i begge prosjektene er god. Unitiseringsforhandlingene er i gang både for Ivar Aasen og for Johan Sverdrup.

Det norske har sterke ambisjoner om vekst, som vil kreve store investeringer. I løpet av de to siste årene har selskapet både styrket egenkapitalen og utstedt ny gjeld. Styret har iverksatt disse tiltakene for å sikre en solid finansiell basis for feltutbyggingsprosjektene. Det norske finansieringsbehov kommer til å øke på mellomlang sikt. Styret arbeider med å sikre en optimal finansieringsstruktur for selskapet.

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

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	Q1		1.1 - 31.03	
		2014	2013	2014	2013
Petroleumsinntekter	2	155 101	78 709	155 101	78 709
Andre driftsinntekter	2	3 241	1 630	3 241	1 630
Driftsinntekter		158 342	80 339	158 342	80 339
Utforskningskostnader	3	109 582	233 738	109 582	233 738
Produksjonskostnader		42 949	41 512	42 949	41 512
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	5	4 559	1 527	4 559	1 527
Avskrivninger	4	88 863	34 997	88 863	34 997
Andre driftskostnader	5	13 305	19 208	13 305	19 208
Driftskostnader		259 258	330 983	259 258	330 983
Driftsresultat		-100 917	-250 644	-100 917	-250 644
Renteinntekter	6	12 145	7 202	12 145	7 202
Annen finansinntekt	6	34 663	20 602	34 663	20 602
Rentekostnader	6	86 753	12 748	86 753	12 748
Annen finanskostnad	6	20 530	47 153	20 530	47 153
Netto finansposter		-60 475	-32 097	-60 475	-32 097
Resultat før skattekostnad		-161 392	-282 741	-161 392	-282 741
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	7	-182 431	-262 415	-182 431	-262 415
Periodens resultat		21 039	-20 326	21 039	-20 326
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per.		140 707 363	140 707 363	140 707 363	140 707 363
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per. utvannet		140 707 363	140 707 363	140 707 363	140 707 363
Resultat etter skatt pr. aksje		0,15	-0,14	0,15	-0,14
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		0,15	-0,14	0,15	-0,14

OPPSTILLING OVER ANDRE INNTEKTER OG KOSTN. (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Q1		1.1 - 31.03	
	2014	2013	2014	2013
Periodens resultat	21 039	-20 326	21 039	-20 326
Totalresultat	21 039	-20 326	21 039	-20 326

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 31.03.2014	(Urevidert) 31.03.2013	(Revidert) 31.12.2013
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler				
Goodwill	4	321 120	387 551	321 120
Aktiverte leteutgifter	4	1 555 348	2 247 718	2 056 100
Andre immaterielle eiendeler	4	643 050	660 581	646 299
Utsatt skattefordel	7	664 850		630 423
Varige driftsmidler				
Varige driftsmidler	4	3 703 657	2 486 607	2 657 566
Finansielle eiendeler				
Langsiktige fordringer	10	138 078	67 240	125 432
Beregnet skatt til utbetaling	7	148 004	261 139	
Andre langsiktige eiendeler	8	282 472	200 559	285 399
Sum anleggsmidler		7 456 579	6 311 395	6 722 340
Varer				
Varelager		39 549	21 059	40 880
Fordringer				
Kundefordringer	14	128 239	86 452	134 221
Andre kortsiktige fordringer	9	617 286	337 720	499 419
Kortsiktige plasseringer		24 375	23 625	24 075
Beregnet skatt til utbetaling	7	1 416 550	1 278 297	1 411 251
Betalingsmidler				
Betalingsmidler	11	821 069	735 706	1 709 166
Sum omløpsmidler		3 047 067	2 482 859	3 819 011
SUM EIENDELER		10 503 646	8 794 255	10 541 352

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 31.03.2014	(Urevidert) 31.03.2013	(Revidert) 31.12.2013
EGENKAPITAL OG GJELD				
Innskutt egenkapital				
Aksjekapital	12	140 707	140 707	140 707
Overkursfond		3 089 542	3 089 542	3 089 542
Sum innskutt egenkapital		3 230 249	3 230 249	3 230 249
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital		-20 741	485 600	-41 780
Sum egenkapital		3 209 509	3 715 849	3 188 470
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser		36 375	54 625	66 512
Utsatt skatt	7		125 113	
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	829 720	867 895	828 529
Andre avsetninger for forpliktelser		696	325	780
Langsiktig gjeld				
Obligasjonslån	17	2 475 559	589 939	2 473 582
Annen rentebærende gjeld	18	2 150 288	1 453 035	2 036 907
Derivater	13	48 228	48 693	49 453
Kortsiktig gjeld				
Kortsiktig lån	15	680 794	969 819	478 050
Leverandørgjeld		218 370	230 398	452 435
Offentlige trekk og avgifter		24 457	18 881	23 579
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	156 397		147 375
Annen kortsiktig gjeld	16	673 254	719 684	795 680
Sum gjeld		7 294 137	5 078 405	7 352 882
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		10 503 646	8 794 255	10 541 352

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksjekapital	Overkurs	Opptjent egenkapital				Sum egenkapital
			Annen innskutt egenkapital	Andre inntekter og kostnader	Annen egenkapital	Sum annen egenkapital	
Egenkapital pr. 31.12.2012	140 707	3 089 542	3 600 107	-2 188	-3 091 994	505 926	3 736 175
Periodens totalresultat 1.1.2013 - 31.12.2013				894	-548 600	-547 706	-547 706
Egenkapital pr. 31.12.2013	140 707	3 089 542	3 600 107	-1 294	-3 640 594	-41 780	3 188 470
Periodens totalresultat 1.1.2014 - 31.03.2014					21 039	21 039	21 039
Egenkapital pr. 31.03.2014	140 707	3 089 542	3 600 107	-1 294	-3 619 555	-20 741	3 209 509

KONTANTSTRØMANALYSE (Urevidert)

	Note	2014	Q1 2013	År 2013
(Alle tall i NOK 1 000)				
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter				
Resultat før skattekostnad		-161 392	-282 741	-2 545 327
Betalte skatter i perioden				-26 585
Periodens mottatte skattefordring				1 318 430
Avskrivninger	4	88 863	34 997	470 529
Nedskrivninger				666 135
Kalkulatorisk rente i nåverdiregning av fjerningsforpliktelse	19	12 920	9 924	42 765
Tap ved salg av lisensandel				734
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	6	-2 383	2 708	3 174
Amortisering av rente- og etableringskostnader	6	10 064	9 291	88 458
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3,4	73 601	163 563	1 150 541
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-226 752	-12 661	141 786
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		-283 796	-191 924	-394 934
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		-488 876	-266 843	915 707
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter				
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	19	-2 706	-2 056	-36 739
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	4	-589 611	-461 186	-1 495 709
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	4	-114 942	-236 007	-1 358 941
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser				86 472
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-707 260	-699 249	-2 804 917
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter				
Nedbetaling av kortsiktig gjeld	15			-1 500 000
Nedbetaling av langsiktig gjeld	17,18	-290 927		-2 185 102
Opptak av langsiktig gjeld	17,18	398 966	147 616	4 729 297
Opptak av kortsiktig gjeld	15	200 000	400 000	1 400 000
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		308 039	547 616	2 444 195
Netto endring i betalingsmidler		-888 097	-418 476	554 985
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	11	1 709 166	1 154 182	1 154 182
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		821 069	735 706	1 709 166
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:				
Bankinnskudd		810 723	725 109	1 693 319
Bundne bankinnskudd		10 346	10 597	15 847
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	11	821 069	735 706	1 709 166

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

Note 2 Inntekter

Spesifikasjon av inntekter:	Q1	
	2014	2013
Inntektsførte oljeinntekter	128 541	47 299
Inntektsførte gassinntekter	21 891	25 815
Tariffinntekter	4 668	5 595
Sum petroleumsinntekter	155 101	78 709
Spesifikasjon av produserte volumer (fat):		
Olje	195 760	85 330
Gass	64 810	88 310
Sum produserte volumer	260 569	173 639
Andre driftsinntekter (relatert til framleie av kontorlokaler)	3 241	1 630

Note 3 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	Q1	
	2014	2013
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	17 222	60 345
Viderebelastning av riggekostnader	-47 047	-38 418
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	37 857	37 985
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	13 434	13 993
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	60 166	149 570
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskost.	23 359	8 000
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	4 590	2 263
Sum utforskningskostnader	109 582	233 738

Note 4 Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler

Immaterielle eiendeler	Andre immaterielle eiendeler				
	Lisenser m.m.*	Software	Totalt	Letebrønner**	Goodwill
Balanseført verdi 31.12.2012	661 642	3 899	665 541	2 175 492	387 550
Anskaffelseskost 31.12.2012	1 104 425	45 180	1 149 604	2 175 492	644 570
Tilgang		219		235 788	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				163 563	
Anskaffelseskost 31.03.2013	1 104 425	45 399	1 149 824	2 247 718	644 571
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2013	447 333	41 910	489 243		257 019
Balanseført verdi 31.03.2013	657 092	3 488	660 580	2 247 718	387 551
Anskaffelseskost 31.12.2013	902 705	48 099	950 804	2 056 100	465 653
Tilgang		46	46	114 896	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				73 601	
Reklassifisering				-542 047	
Anskaffelseskost 31.03.2014	902 705	48 145	950 850	1 555 348	465 653
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2014	263 821	43 977	307 798		144 532
Balanseført verdi 31.03.2014	638 884	4 168	643 050	1 555 348	321 120
Avskrivninger Q1 2014	2 732	563	3 295		

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. 31.03.2014.

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	1 232 676	126 062	4 522 486
Tilgang	430 005	90 942	2 209	523 156
Anskaffelseskost 31.03.2013	3 593 752	1 323 617	128 271	5 045 641
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2013	1 799 650	680 125	79 259	2 559 034
Balansført verdi 31.03.2013	1 794 102	643 493	49 012	2 486 607
Anskaffelseskost 31.12.2013	1 647 173	4 399 452	156 375	6 203 000
Tilgang	567 662	9 635	12 314	589 611
Reklassifisering	542 047			542 047
Anskaffelseskost 31.03.2014	2 756 883	4 409 087	168 689	7 334 659
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2014		3 532 702	98 299	3 631 002
Balansført verdi 31.03.2014	2 756 883	876 385	70 390	3 703 657
Avskrivninger Q1 2014		81 206	4 361	85 567

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 produksjonshetsmetoden. Kontormaskiner, inventar etc. avskrives lineært over levetiden, som er 3-5 år. Fjerningseiendel inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegget i tabellen ovenfor.

** Johan Sverdrup-feltet anses å ha gått inn i utbyggingsfasen i første kvartal 2014. Alle kostnader forbundet med utbygging av kommersielle olje- og/eller gassfelt blir balansført som materielle eiendeler og balansførte leteutgifter er omklassifisert tilsvarende fra immaterielle eiendeler.

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	Q1		01.01.-31.03	
	2014	2013	2014	2013
Avskrivning av varige driftsmidler	85 567	29 818	85 567	29 818
Avskrivning av immaterielle eiendeler	3 295	5 180	3 295	5 180
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	88 862	34 997	88 863	34 997

Note 5 Lønnskostnader og andre driftskostnader

Lønnskostnader:	Q1	
	2014	2013
Totale lønnskostnader	127 559	107 527
Andel av lønnskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-123 000	-106 000
Netto lønnskostnader	4 559	1 527

Andre driftskostnader:	Q1	
	2014	2013
Totale andre driftskostnader	85 486	73 298
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, samt kostnader fakturert til lisenser	-72 181	-54 090
Netto andre driftskostnader	13 305	19 208

Note 6 Finansposter

	Q1	
	2014	2013
Renteinntekter	12 145	7 202
Avkastning på finansielle plasseringer	300	488
Valutagevinst	31 981	20 114
Verdiendring derivater	2 383	
Sum annen finansinntekt	34 663	20 602
Rentekostnader	105 120	57 895
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-28 431	-54 439
Amortiserte lånekostnader	10 064	9 291
Sum rentekostnader	86 753	12 748
Valutatap	16 847	41 454
Realisert tap på derivater	3 683	2 991
Virkelig verdi derivater		2 707
Sum annen finanskostnad	20 530	47 153
Sum netto finansposter	-60 475	-32 097

Note 7 Skatt

Skattekostnad består av:	Q1	
	2014	2013
Beregnet skatt til gode av utforskningskostnader dette år	-148 004	-261 139
Endring utsatt skatt	-26 659	-2 093
Endringer knyttet til tidligere år	-7 768	818
Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-182 431	-262 415

Det er gjennomført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2013. I balansen er beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktivitet i 2014 ført som langsiktig post. Denne forventes utbetalt i desember 2015. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2013 er ført som omløpsmidler og forventes utbetalt i desember 2014.

Beregnet skatt til utbetaling:	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Skattefordring inkludert som anleggsmidler	148 004	261 139	
Skattefordring inkludert som omløpsmidler	1 416 550	1 278 297	1 411 251

Utsatt skatt/utsatt skattefordel	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Utsatt skatt 1.1.	630 424	-126 604	-126 604
Endring utsatt skatt	26 659	2 093	567 368
Tidligere perioders korrigerer	7 768	-602	
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser			192 830
Utsatt skatt knyttet til oppstilling over andre inntekter og kostnader			-3 170
Sum utsatt skattefordel (+)/Utsatt skatt (-)	664 850	-125 113	630 424

Skatteeffekt av underskudd til fremføring	Skattesats	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Underskudd til fremføring	27 %	-560 954	-375 008	-479 558
Underskudd til fremføring	51 %	-1 136 874	-700 205	-939 713

Midlertidig forskjell av underskudd til fremføring er inkludert i utsatt skatt.

Avstemming av skatteinntekt:	Q1	
	2014	2013
27% selskapsskatt på resultat før skatt	43 576	76 340
51% særskatt på resultat før skatt	82 310	144 198
Skatteeffekt av finansposter - kun 27%	-20 842	257
Skatteeffekt av friinntekt	62 189	31 025
Renter på underskudd til fremføring	6 343	4 017
Ander elementer (permanente forskjeller og tidligere perioders justeringer)	8 854	6 578
Periodens skatteinntekt	182 431	262 415

Note 8 Andre langsiktige eiendeler

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	12 000	12 000	12 000
Rentereserve kredittfasilitet	257 518	175 865	260 446
Husleiedepositt	12 954	12 694	12 954
Sum andre langsiktige eiendeler	282 472	200 559	285 399

Note 9 Andre kortsiktige fordringer

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	5 256		3 103
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	195 660	33 648	146 977
Til gode merverdiavgift	25 055	21 289	11 444
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	43 540	23 318	18 611
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	347 775	259 465	319 283
Sum andre kortsiktige fordringer	617 286	337 720	499 419

For mer informasjon om fordringer knyttet til utsatt volum på Atla, se note 10.

Note 10 Langsiktige fordringer

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	138 078	67 240	125 432
Sum langsiktige fordringer	138 078	67 240	125 432

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 verdsatt til markedsverdi. Denne utsatte kompensasjon er bokført som langsiktig eller kortsiktig fordring, avhengig av når inntekten vil oppstå, se note 9.

Note 11 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler:	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Kontanter	5	5	5
Bankinnskudd	810 718	725 104	1 693 314
Bundne midler (skattetrekk)	10 346	10 597	15 847
Sum betalingsmidler	821 069	735 706	1 709 166
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	758 947	435 525	815 991
Ubenyttet trekkrettigheter kredittfasilitet	3 740 648	1 401 120	3 945 286

Note 12 Aksjekapital

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Aksjekapital	140 707	140 707	140 707
Antall aksjer i hele tusen	140 707	140 707	140 707
Pålydende pr aksje i NOK	1.00	1.00	1.00

Note 13 Derivater

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Urealisert tap rentebytteavtale	48 228	48 693	49 453
Sum derivater	48 228	48 693	49 453

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

Note 14 Kundefordringer

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	13 202	15 399	70 885
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner	99 271	70 542	1 284
Utfakturerer knyttet til utgiftsrefusjoner inkludert rigg	15 766	511	62 052
Sum kundefordringer	128 239	86 452	134 221

Note 15 Kortsiktige lån

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Lefasilitet	680 794	969 819	478 050
Sum kortsiktige lån	680 794	969 819	478 050

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 7.

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 16 Annen kortsiktig gjeld

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	10 960	31 551	202 037
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	443 729	503 576	310 673
Meruttak av petroleum			9 588
Annen kortsiktig gjeld	218 565	184 556	273 382
Sum annen kortsiktig gjeld	673 254	719 684	795 680

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

Note 17 Obligasjonslån

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾	593 240	589 939	592 304
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	1 882 319		1 881 278
Sum obligasjonslån	2 475 559	589 939	2 473 582

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 18 Annen rentebærende gjeld

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Kredittfasilitet	2 131 650	1 449 131	1 992 055
Urealiserte valutaeffekter	18 639	3 904	44 852
Sum annen rentebærende gjeld	2 150 288	1 453 035	2 036 907

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 19 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

	31.03.2014	31.03.2013	31.12.2013
Avsetning pr. 1.1	975 904	798 057	798 057
Påløpt fjerning	-2 706	-2 056	-36 739
Kalkulatorisk rente - nåverdiregning	12 920	9 924	42 765
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt		61 970	171 822
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	986 117	867 895	975 904
Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelse:			
Kortsiktig	156 397		147 375
Langsiktig	829 720	867 895	828 529
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	986 117	867 895	975 904

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

Note 20 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 21 Investering i felles kontrollerte eiendeler

Lisens / Partner-opererte:	31.03.2014	31.12.2013	Lisens / Operatørskap:	31.03.2014	31.12.2013
PL 019C	30,0 %	30,0 %	PL 001B	35,0 %	35,0 %
PL 019D	30,0 %	30,0 %	PL 026B***	62,1 %	62,1 %
PL 029B	20,0 %	20,0 %	PL 027D	100,0 %	100,0 %
PL 035	25,0 %	25,0 %	PL 027ES	40,0 %	40,0 %
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 038E **	5,0 %	0,0 %	PL 364	50,0 %	50,0 %
PL 048B	10,0 %	10,0 %	PL 414 *	0,0 %	40,0 %
PL 048D	10,0 %	10,0 %	PL 414B *	0,0 %	40,0 %
PL 102C	10,0 %	10,0 %	PL 450 *	0,0 %	80,0 %
PL 102D	10,0 %	10,0 %	PL 460	100,0 %	100,0 %
PL 102F	10,0 %	10,0 %	PL 494	30,0 %	30,0 %
PL 102G	10,0 %	10,0 %	PL 494B	30,0 %	30,0 %
PL 265	20,0 %	20,0 %	PL 494C	30,0 %	30,0 %
PL 272	25,0 %	25,0 %	PL 497 *	0,0 %	35,0 %
PL 332 *	0,0 %	40,0 %	PL 497B *	0,0 %	35,0 %
PL 362	15,0 %	15,0 %	PL 504	47,6 %	47,6 %
PL 438	10,0 %	10,0 %	PL 504BS	83,6 %	83,6 %
PL 442	20,0 %	20,0 %	PL 504CS	21,8 %	21,8 %
PL 453S	25,0 %	25,0 %	PL 512 *	0,0 %	30,0 %
PL 492	40,0 %	40,0 %	PL 542 *	0,0 %	45,0 %
PL 502	22,2 %	22,2 %	PL 542B *	0,0 %	45,0 %
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 %	10,0 %	PL 626	50,0 %	50,0 %
PL 535B	10,0 %	10,0 %	PL 659 ***	20,0 %	30,0 %
PL 550	10,0 %	10,0 %	PL 663	30,0 %	30,0 %
PL 551	20,0 %	20,0 %	PL 677	60,0 %	60,0 %
PL 554	20,0 %	20,0 %	PL 709	40,0 %	40,0 %
PL 554B	20,0 %	20,0 %	PL 715	40,0 %	40,0 %
PL 554C **	20,0 %	0,0 %	PL 724**	40,0 %	0,0 %
PL 558	20,0 %	20,0 %	PL 748**	40,0 %	0,0 %
PL 563	30,0 %	30,0 %	Antall	27	33
PL 567	40,0 %	40,0 %			
PL 568	20,0 %	20,0 %			
PL 571	40,0 %	40,0 %			
PL 574	10,0 %	10,0 %			
PL 613	35,0 %	35,0 %			
PL 619	30,0 %	30,0 %			
PL 627	20,0 %	20,0 %			
PL 667	30,0 %	30,0 %			
PL 672	25,0 %	25,0 %			
PL 676S	20,0 %	20,0 %			
PL 678BS **	25,0 %	0,0 %			
PL 678S	25,0 %	25,0 %			
PL 681	16,0 %	16,0 %			
PL 706	20,0 %	20,0 %			
PL 730 **	30,0 %	0,0 %			
Antall	50	47			

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2013. Tilbudene ble kunngjort i 2014.

*** Lisenstransaksjoner.

Note 22 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2014		2013					2012	
	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	
Driftsinntekter	158 342	254 353	323 563	285 626	80 339	116 797	49 014	69 603	
Utforskningskostnader	109 582	544 400	588 289	270 635	233 738	194 924	402 635	417 140	
Produksjonskostnader	42 949	97 602	53 419	57 086	41 512	74 027	45 515	46 154	
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	4 559	3 854	4 129	28 515	1 527	267	1 280	703	
Avskrivninger	88 863	124 021	163 666	147 844	34 997	56 505	15 056	19 780	
Nedskrivninger		657 597	6 837	1 700		127 155	1 880 953	140 669	
Andre driftskostnader	13 305	8 811	25 247	56 619	19 208	21 995	21 140	16 050	
Driftskostnader	259 258	1 436 285	841 588	562 400	330 983	474 873	2 366 579	640 497	
Driftsresultat	-100 917	-1 181 933	-518 025	-276 773	-250 644	-358 076	-2 317 565	-570 894	
Netto finansposter	-60 475	-105 851	-131 089	-48 915	-32 097	-13 763	-45 784	-23 065	
Resultat før skattekostnad	-161 392	-1 287 784	-649 114	-325 688	-282 741	-371 839	-2 363 349	-593 959	
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-182 431	-959 137	-490 975	-284 200	-262 415	-324 575	-1 774 462	-376 558	
Periodens resultat	21 039	-328 647	-158 139	-41 488	-20 326	-47 264	-588 887	-217 401	

Det norske oljeselskap ASA

www.detnor.no

Post- og besøksadresse:

Føniks, Munkegata 26

7011 Trondheim

Telefon: +47 90 70 60 00

Faks: +47 73 54 05 00



DETNORSKE

www.detnor.no