



DETNORSKE

Rapport for 2. kvartal 2012

Trondheim, 15. aug. 2012



TRONDHEIM

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

HARSTAD

Det norske oljeselskap ASA

Besøksadresse: Havnebygget

Rikard Kaarbøs gate 2,

9405 Harstad

Postadresse:

Postboks 854, 9488 Harstad

Telefon: +47 97 65 60 00

OSLO

Det norske oljeselskap ASA

Besøksadresse: Støperigata 2

Aker Brygge, 0250 Oslo

Postadresse:

Postboks 2070 Vika

0125 Oslo

Telefon: +47 95 44 60 00

Innhold

Sammendrag	3
Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater	3
Produksjon per felt.....	4
Feltresultater og oljepriser	4
Helse, miljø og sikkerhet	4
Prosjekter.....	4
Leteaktivitet.....	5
Forretningsutvikling	5
Finansielle forhold.....	5
Rapport for første halvår 2012.....	6
Hendelser etter kvartalets slutt	7
Utsikter.....	7
Regnskap.....	9

Sammendrag

Blant de viktigste aktivitetene i annet kvartal var boring av produksjonsbrønner på Jette-feltet og fortsatt arbeid med den tekniske prosjektstudien på Draupne-prosjektet. Som et ledd i Det norskes kontinuerlige arbeid med å optimalisere lisensporteføljen ble tre lisenser anskaffet og fem lisenser levert tilbake. Det norske deltok i to letebrønner i løpet av kvartalet, Clapton og Storebjørn, som begge var tørre.

Viktige hendelser i annet kvartal 2012

- **26. juni:** Det norske kunngjorde at letebrønn 2/8-18S i PL 440S var tørr.
- **22. juni:** Det norske ansatte Alexander Krane som ny finansdirektør.
- **30. februar:** Det ble inngått en avtale med Petoro om å overføre 18 prosentpoeng i Jette-utbyggingen slik at Det norskes eierandel i feltet reduseres fra 88 til 70 prosent. Transaksjonen krever endelig godkjenning av norske myndigheter.
- **2. mai:** Boreoperasjonene på Storebjørn-prospektet i PL 450 ble fullført og brønnen klassifisert som tørr.
- **19. april:** Generalforsamlingen ga styret tillatelse til å øke aksjekapitalen, i én eller flere omganger, med inntil NOK 12 791 578. I tillegg ble Tom Røtjær valgt som nytt styremedlem.

Selskapet videreførte arbeidet med å optimalisere leteporteføljen i løpet av kvartalet, og leverte tilbake fem lisenser (PL 392, 508S, 523, 538 og 548S). Det ble også kjøpt andeler i tre lisenser (en andel på 10 prosent i PL 531 fra RWE Dea og en andel på 20 prosent i PL 550 og 551 fra Spring Energy).

Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater

MNOK = millioner NOK	Q2 12	Q1 12	Q4 11	Q3 11	Q2 11	1H12	1H11
Olje- og gassproduksjon (tusen fat oljeekvivalenter)	95	123	138	120	127	218	290
Realisert oljepris (USD/fat)	107	121	111	115	116	116	112
Driftsinntekter (MNOK)	70	97	92	82	96	167	198
Kontantstrøm fra produksjon	22	50	47	36	41	72	97
Letekostnader (MNOK)	417	595	105	120	178	1012	787
Totale leteutgifter (resultat og balanse)	189	555	178	548	451	744	1085
Driftsresultat (MNOK)	-571	-596	-226	-119	-208	-1 167	-846
Periodens resultat (MNOK)	-217	-104	-125	-40	-42	-321	-294
Antall lisenser (operatørskap)	67 (26)	70 (27)	65 (28)	67 (28)	73 (30)	67 (26)	73 (30)

Produksjon per felt

Fat o.e. per dag	Andel	Q2 12	Q1 12	Q4 11	Q3 11	Q2 11	2011	2010
Varg	5 %	556	801	885	701	682	846	1 240
Glitne	10 %	243	286	326	301	375	329	440
Enoch	2 %	0	15	46	41	45	48	80
Jotun Unit	7 %	243	251	237	266	297	281	332
Total produksjon		1 042	1 352	1 495	1 309	1 399	1 505	2 092

Feltresultater og oljepriser

Det norske produserte i annet kvartal 94 780 (127 283) fat oljeekvivalenter, tilsvarende 1 042 (1 399) fat oljeekvivalenter per dag. Nedgangen i forhold til første kvartal skyldtes vedlikeholdsarbeid på Varg-feltet og produksjonsstans på Glitne.

Realisert oljepris var i snitt 106,5 (116,3) USD per fat. Til sammenligning var gjennomsnittlig markedspris for Brent crude i annet kvartal 108,4 (117,3) USD per fat.

Planlagt vedlikeholdsarbeid påvirket produksjonen fra Varg negativt i april og mai.

Boringen av en infill-brønn ble fullført på Glitne-feltet, men brønnen viste seg å være tørr. Produksjonen ble begrenset i juni på grunn av tekniske problemer med stigerør for gassløft. Partnerskapet gjennomgår nå tidsplanen for den endelige nedstengingen av Glitne. Avviklingen skal etter planen finne sted i 2013.

Produksjonen fra Enoch forventes å være nedstengt inntil en ventil er blitt skiftet ut tidlig i 2013.

Produksjonen fra Jotun-feltet var stabil i annet kvartal.

Helse, miljø og sikkerhet

Det norske hadde ingen ulykker eller alvorlige hendelser i tilknytning til sine operasjoner i kvartalet. De viktigste offshore-aktivitetene var boring av produksjonsbrønner på Jette og fullføring av letebrønnen på Storebjørn. Storebjørn-brønnen utgjorde en HMS-utfordring ettersom den hadde høytrykkssoner. Selskapets prosedyrer for boring av denne typen brønner viste seg å være egnet til å håndtere slike forhold.

Det ble særlig fokusert på forebygging av fallende gjenstander under boreoperasjonene på Jette.

Prosjekter

Jette – PL 027D, 169C, 504 (70 % og operatør)

Jette-utbyggingen er i gang, og det ble gjennomført offshore-operasjoner i annet kvartal, med boring av produksjonsbrønner som den viktigste oppgaven. Det oppsto tekniske problemer under operasjonen (se Hendelser etter kvartalets slutt). Selskapet planlegger å starte opp produksjonen i første kvartal 2013.

I mai inngikk Det norske en avtale med Petoro om overføring av en andel på 18 prosentpoeng i Jette-feltet. Etter transaksjonen vil Det norskes eierandel være redusert fra 88 til 70 prosent. Transaksjonen krever endelig godkjenning av norske myndigheter.

Atla – PL 102C (10 % partner)

Utbyggingsprosjektet på Atla er i rute. Operatør er Total. Produksjonsbrønnen ble fullført i juni. Arbeidet med å knytte brønnehodet på Atla opp til undervannssystemene på Byggve/Skirne fortsetter. Det arbeides med modifikasjoner på Heimdal-plattformen.

Gassfeltet Atla forventes å bli satt i produksjon i slutten av 2012. Atla inneholder om lag 11 millioner fat oljeekvivalenter i brutto P50-reserver, og forventet produksjon vil være ca. 10 000 fat oljeekvivalenter per dag på 100 prosent-basis.

Draupne – PL 001B/242/028B (35 % og operatør)

Arbeidet med den tekniske prosjektstudien (FEED) for Draupne utføres av Aker Solutions. Det norske tar sikte på å sende inn planen for utbygging og drift (PUD) for Draupne i fjerde kvartal i år.

Produksjonen på Draupne forventes å ha oppstart i fjerde kvartal 2016, og feltet inneholder anslagsvis 143 millioner fat brutto oljeekvivalenter (brutto). Draupne har sikret prosesseringskapasitet på den nærliggende Edvard Grieg-plattformen for ca. 50 000 fat

oljeekvivalenter per dag ved produksjonsstart, som gradvis økes til ca. 75 000 fra oktober 2018.

En anbudsinnbydelse for produksjonsplattformen på Draupne ble utsendt i slutten av juni. Estimert total dødvekt er estimert til 13 000 tonn og boligkvarteret vil ha en kapasitet på 100 personer.

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup-feltet omfatter både PL 265 og PL 501 og vil bli bygget ut som ett felt. Det norske har en eierandel på 20 prosent i PL 265. Statoil er utpekt som operatør som et resultat av en pre-unit-avtale mellom eierne i PL 501 og PL 265.

Det var økt aktivitet i utbyggingsprosjektet på Johan Sverdrup i annet kvartal. Arbeidet med detaljerte studier ble igangsatt for undergrunn, brønndesign og innretninger. Partnerne har avtalt å bore ti avgrensningsbrønner i løpet av de neste tolv månedene, og to av disse ble påbegynt i slutten av juli. Planen om å starte produksjon i 2018 opprettholdes. Tre av disse brønnene skal bores i PL 265.

PL 364 Frøy (50 % og operatør)

Selskapet er i diskusjoner med Centrica, operatøren for PL 442 Frigg GammaDelta, om en felles utbygging sammen med de øvrige partnerne Svenska Petroleum (PL 442) og Premier (PL 364). Andre felt i Frøy-Frigg-området som ennå ikke er bygget ut, vil også kunne bli knyttet opp.

Per i dag er bruttoreservene i Frøy-feltet anslått til mellom 50 og 85 millioner fat oljeekvivalenter.

PL 035 Dagny

Dagny-feltet strekker seg inn i PL 029B, hvor Det norske eier 20 prosent. Det norske nettoandel i feltet vil bli regulert i unit-avtalen. Unitiseringsforhandlinger ble innledet i annet kvartal, og målet er at disse skal fullføres før PUD innleveres, som etter planen skal skje i desember 2012. Dagny vil bli bygget ut med en fast plattform. Planlagt produksjonsstart på Dagny er i slutten av 2016. Dagny inneholder anslagsvis 198 millioner fat oljeekvivalenter i brutto P50-reserver.

Leteaktivitet

PL 440S Clapton (10 % partner)

Det norske deltok med en eierandel på 10 prosent i Clapton-letebrønnen i PL 440S. Brønnen var tørr. Selskapets utgifter knyttet til denne brønnen ble dekket av Faroe Petroleum takket være en transaksjon gjennomført i 2010, der Det norske

frasa seg en eierandel på 20 prosentpoeng i lisensen mot å få dekket den resterende eierandelen på 10 prosent.

PL 450 Storebjørn (60 % og operatør)

I annet kvartal fullførte Det norske som operatør boringen av brønn 7/12-13S på Storebjørn-prospektet, som var tørr. Det ble påtruffet høytrykkssoner i brønnen som krevde bruk av særskilte prosedyrer, og dette gjorde at det tok lenger tid å fullføre brønnen. Som følge av dette ble det opprinnelige budsjettet for brønnen overskredet. Det norske har en eierandel på 60 prosent i brønnen, men deler av selskapets kostnader knyttet til den ble dekket av en av partnerne som et resultat av en tidligere lisenstransaksjon.

Tilbakelevering av lisenser

Som et ledd i det kontinuerlige arbeidet med å optimere leteporteføljen gir Det norske regelmessig avkall på lisenser. I annet kvartal godkjente myndighetene tilbakeleveringen av fem lisenser, PL 392, 508S, 523, 538 og 548S.

Forretningsutvikling

Det norske kjøpte andeler i tre lisenser i annet kvartal – en andel på 10 prosent i PL 531 fra RWE Dea og en andel på 20 prosent i PL 550 og 551 fra Spring Energy.

Finansielle forhold

Regnskap for annet kvartal

Driftsinntektene i annet kvartal falt til 69,6 MNOK (fra 96,3 MNOK i samme kvartal 2011) som en følge av lavere produksjonsvolumer og lavere oljepriser. Realisert oljepris i annet kvartal var 106,5 USD per fat (116,3 USD per fat), som representerer en nedgang på åtte prosent sammenlignet med samme periode i fjor. Produksjonen falt med 26 prosent fra 1 399 fat oljeekvivalenter i annet kvartal 2011 til 1 042 dette kvartalet.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på 570,9 (207,9) MNOK. Dette skyldtes hovedsakelig leteutgifter på 417,1 MNOK (177,8) og nedskrivninger på 140,7 (28,0) relatert til Glitne-feltet, PL 356 Ulvetanna og PL 440S Clapton. Totale leteutgifter, både kostnadsførte og balanseførte, utgjorde 188,9 (450,5) MNOK. Totale leteutgifter (balanseførte og kostnadsførte) var lavere enn letekostnadene i kvartalet, ettersom tidligere balanseførte leteutgifter ble kostnadsført.

Periodens resultat var -217,4 (-42,1) MNOK etter en skatteinntekt på 376,6 (217,5) MNOK.

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter var 360,0 (-237,5) MNOK. Endringer i netto arbeidskapital og andre balanseposter i kontantstrømoppstillingen på MNOK 440 inkluderer tidsavgrensninger av pågående aktiviteter på utbyggingsprosjekter.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter var i annet kvartal -1 033,6 (-338,1) MNOK, som i hovedsak skyldes leteutgifter og investeringer i felt under utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var i annet kvartal 899,1 (500,0) MNOK, som en konsekvens av opptrekk på selskapets letefasilitet.

Verdien av selskapets likvide midler per 30. juni var 1 114,6 (766,5) MNOK. Skattefordring for utbetaling i desember 2012 er 1 114,7 (2 366,6) MNOK, mens skattefordring til utbetaling i desember 2013 er 560,1 (825,7) MNOK.

Selskapets egenkapitalandel per 30. juni 2012 var 37,2 prosent (33,2 prosent). Totale eiendeler utgjorde 9 028,4 (8 642,6) MNOK per 30. juni.

Rapport for første halvår 2012

Viktige begivenheter og deres innflytelse på regnskapet for første halvår

	30. juni 2012	30. juni 2011
Olje og gassproduksjon (fat)	217 852	290 265
Realisert oljepris (USD/fat)	116,2	111,6
Driftsinntekter (MNOK)	166,6	197,9
Letekostnader (MNOK)	1011,8	786,9
Driftsresultat (MNOK)	-1 167,3	-846,1
Periodens resultat (MNOK)	-321,1	-293,9
Antall ansatte	207	157
Totale letecostnader (resultat og balanse)	743,9	1 084,7
Antall lisenser (operatørskap)	67 (26)	73 (30)

Selskapet oppnådde i første halvår driftsinntekter på 166,6 (197,9) MNOK. Den totale produksjonen fra selskapets andeler i Jotun, Varg, Glitne og Enoch var 217 852 (290 265) fat. Den realiserte

oljeprisen var 116,2 (111,6) USD per fat. Driftsresultatet for første halvår 2012 ble -1 167,3 (-846,1) MNOK, hovedsakelig som følge av høye letecostnader.

I tråd med selskapets regnskapsprinsipper er utgiftene ved boring av de tørre brønnene kostnadsført, mens utgiftene for boring av brønner som påtreffer hydrokarboner er aktivert i påvente av endelig vurdering av kommersialitet. Totalt har selskapet kostnadsført 669,6 (505,7) MNOK i forbindelse med boring av tørre brønner i første halvår 2012, mens 1 876,6 (2 089,2) MNOK er aktivert i balansen per 30. juni 2012.

Endelig avtale ble inngått om kredittfasiliteten på 500 MUSD som ble kunngjort 21. desember 2011.

Det norske deltok i tre letebrønner i løpet av første halvår – Kalvklumpen i PL 414, Storebjørn i PL 450 og Clapton i PL 440S. Boring av Ulvetanna i PL 356 var påbegynt i juli, og brønnen ble annonsert tørr 13. august. Alle brønnene er blitt klassifisert som tørre og kostnadsført.

Det norske fikk tildelt ni lisenser i TFO 2011 (tildeling i forhåndsdefinerte områder), hvorav tre som operatør.

Jette-utbyggingen er i gang, og det ble gjennomført offshore-operasjoner i annet kvartal, med boring av produksjonsbrønner som den viktigste oppgaven. Se avsnittet "Hendelser etter kvartalets slutt" for ytterligere beskrivelse.

Partnerne på Dagny vedtar å bygge ut feltet med en fast plattform. Det norske har en eierandel i dette feltet gjennom sin andel i PL 029B. Unitiseringsforhandlinger er innledet, og Det norske andel i denne utbyggingen vil avhenge av utfallet av disse forhandlingene.

Draupne-partnerskapet, der Det norske er operatør, inngikk avtale med Edvard Grieg-partnerskapet om samordnet utbygging av området. Arbeidet med den tekniske prosjektstudien er i gang.

Eierne i PL 265 og PL 501 undertegnet en pre-unit-avtale for det felles arbeidet som skal lede fram mot innlevering av PUD for Johan Sverdrup-feltet.

Risiko og usikkerhet

Investeringer i Det norske involverer risikoer og usikkerhet som beskrevet i selskapets årsrapport for 2011.

Som for alle oljeselskaper er det usikkerhet knyttet til leterresultater, reserve- og ressursanslag. Det kan være usikkerhet knyttet til feltenes produksjon over tid.

Selskapet er eksponert for ulike former for finansiell risiko, herunder men ikke begrenset til svingninger i oljepris, valutakurser, renter og kapitalbehov. Disse er omtalt i selskapets årsberetning og note 29 i årsrapporten for 2011. Selskapet er også eksponert for usikkerheten i de internasjonale kapitalmarkedene, og vanskelig tilgang på kapital kan påvirke i hvilket tempo selskapet kan gjennomføre utbyggingsprosjekter. Per 30. juni 2012 har Det norske ikke inngått kontrakter eller derivater som sikrer mot svingninger i oljepris, men selskapet har inngått enkelte valutaterminkontrakter og renteswapavtaler.

Selskapets har som mål å øke reserve- og ressursgrunnlaget gjennom et omfattende leteprogram.

Det norske oljeselskap ASA har, etter et bokettersyn utført av Oljeskattekontoret (OSK), mottatt varsel om endring av ligning for inntektsårene 2009 og 2010. Varselet er knyttet til borekontrakten for Aker Barents. Selskapet bestrider posisjonen tatt av OTO, og er i ferd med å dokumentere de underliggende problemstillingene. Selskapet har ikke tatt noen avsetninger i regnskapet pr. 30. juni 2012 for potensiell skattekostnad knyttet til dette.

Hendelser etter kvartalets slutt

Det norske har i august hatt utfordringer med en av de to planlagte produksjonsbrønnene på Jettefeltet. Brønnen ble planlagt som en lang horisontal produksjonsbrønn, men på grunn ustabil borehull, er det usikkert om brønnen kan kompletteres som en produsent. Selskapet vil bore et sidesteg og brønnen vil bli kortere enn opprinnelig planlagt. Brønndesignet for den andre brønnen er under revurdering. Total produksjon fra et scenario med to brønner på Jette, vil trolig være mindre enn tidligere antatt. Det er sannsynlig at det må gjøres en nedskrivning i regnskapet, men selskapet trenger mer tid for å lage en revidert dreningsplan for feltet, vurdere konsekvensene og anslå effektene, og derfor er det ikke gjennomført nedskrivning pr. 30.06.2012.

Det norske startet som operatør boreoperasjoner på Ulvetanna-prospektet i juli 2012. Ulvetanna

ligger i Nordsjøen, i PL 356. Brønnen ble annonsert tørr 13. august 2012.

Statoil startet som operatør for PL 265 boreoperasjoner på Geitungen-prospektet i slutten av juli. Dette prospektet ligger nord for Johan Sverdrup-funnet.

I PL 533 har boring startet på prospektet Salina. Eni Norge er operatør.

Utsikter

Styret mener selskapet er godt posisjonert for lønnsom vekst på norsk sokkel.

Planlagt leteaktivitet i andre halvår 2012 omfatter ti brønner. Resultatene fra Geitungen-brønnen vil være av særlig interesse, ettersom et funn her kan øke ressursanslaget for Johan Sverdrup-funnet. I tillegg til denne letebrønnen er det planlagt å bore to letebrønner i PL 265 i andre halvår.

Utbyggingene på Jette og Atla er i gang, og innlevering av PUD for både Draupne og Dagny skal etter planen skje mot slutten av året.

Styret registrerer at aktivitetsnivået i oljeindustrien er svært høyt og tror at dette kan få en effekt på det generelle kostnadsnivået i fremtidige feltutbygginger. De sentrale elementene i Draupneutbyggingen er nå ute på anbud, og selskapet vil være i posisjon til å oppdatere markedet med hensyn til utbyggingskostnader mot slutten av året.

Det norske oljeselskap

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	2. kvartal		01.01. - 30.06	
		2012	2011	2012	2011
Petroleumsinntekter		68 110	93 408	163 613	193 485
Andre driftsinntekter		1 492	2 886	3 020	4 395
Driftsinntekter		69 603	96 293	166 633	197 880
Utforskningskostnader	2	417 140	177 791	1 011 756	786 935
Produksjonskostnader		46 154	52 336	91 420	96 373
Lønn og lønnsrelaterte kostnader		703	10 133	9 453	16 767
Avskrivninger	3	19 780	20 618	40 126	39 942
Nedskrivninger	3	140 669	28 045	141 544	70 556
Andre driftskostnader		16 050	15 222	39 664	33 432
Driftskostnader		640 497	304 146	1 333 963	1 044 005
Driftsresultat		-570 894	-207 853	-1 167 329	-846 126
Renteinntekter	4	12 860	15 426	30 773	30 830
Annen finansinntekt	4	8 181	3 845	16 440	4 147
Rentekostnader	4	22 960	67 715	61 888	143 172
Annen finanskostnad	4	21 146	3 313	31 682	14 347
Netto finansposter		-23 065	-51 758	-46 357	-122 542
Resultat før skattekostnad		-593 959	-259 611	-1 213 687	-968 667
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	5	-376 558	-217 450	-892 587	-674 804
Periodens resultat		-217 401	-42 161	-321 100	-293 864
Tidsveiet gjennomsnittlig antall utestående aksjer i perioden		127 915 786	111 111 111	127 915 786	111 111 111
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		127 915 786	111 111 111	127 915 786	111 111 111
Resultat etter skatt pr. aksje		-1,70	-0,38	-2,51	-2,64
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		-1,70	-0,38	-2,51	-2,64

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2012	2011	2012	2011
Periodens resultat	-217 401	-42 161	-321 100	-293 864
Totalresultat	-217 401	-42 161	-321 100	-293 864
Totalresultat fordeler seg som følger:				
Majoritetsinteresse	-217 401	-42 161	-321 100	-293 864
Sum	-217 401	-42 161	-321 100	-293 864

Det norske oljeselskap

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(All figures in NOK 1,000)	Note	(Urevidert)		(Revidert)
		30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler				
Goodwill	3	445 366	553 547	525 870
Aktiverte leteutgifter	3	1 876 622	2 089 165	2 387 360
Andre immaterielle eiendeler	3	790 303	989 854	905 726
Varige driftsmidler				
Varige driftsmidler	3	2 267 097	438 014	902 071
Finansielle anleggsmidler				
Beregnet skatt til utbetaling	5	560 107	825 705	
Andre finansielle anleggsmidler		24 423	18 174	18 423
Forskuddsbetalinger	6		18 808	
Sum anleggsmidler		5 963 919	4 933 267	4 739 450
Varer				
Varelager		28 936	39 127	37 039
Fordringer				
Kundefordringer	11	171 086	170 866	146 188
Andre kortsiktige fordringer	7	304 844	343 639	532 538
Kortsiktige plasseringer		22 273	22 625	21 750
Derivater	10	1 973		
Beregnet skatt til utbetaling		1 420 791	2 366 608	1 397 420
Betalingsmidler				
Betalingsmidler	8	1 114 624	766 502	841 599
Sum omløpsmidler		3 064 528	3 709 366	2 976 534
SUM EIENDELER		9 028 447	8 642 633	7 715 984

Det norske oljeselskap

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert)		(Revidert)
		30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
EGENKAPITAL OG GJELD				
Innskutt egenkapital				
Aksjekapital	9	127 916	111 111	127 916
Overkursfond		2 083 271	1 167 312	2 083 271
Annen innskutt egenkapital			8 552	
Sum innskutt egenkapital		2 211 187	1 286 975	2 211 187
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital		1 144 265	1 579 334	1 465 364
Sum egenkapital		3 355 451	2 866 309	3 676 551
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser		50 056	34 227	46 944
Utsatt skatt		1 589 709	1 809 482	2 042 051
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser		367 813	276 517	285 201
Andre avsetninger for forpliktelser		1 252	2 037	1 643
Langsiktig gjeld				
Obligasjonslån	15	584 607	585 493	587 011
Annen rentebærende gjeld	16	219 557		
Derivater	10	16 572		
Kortsiktig gjeld				
Obligasjonslån	14		316 254	
Kortsiktig lån	12	1 589 775	2 169 325	379 550
Leverandørgjeld		250 002	98 913	274 308
Offentlige trekk og avgifter		15 898	14 641	18 568
Annen kortsiktig gjeld	13	987 754	469 435	404 156
Sum gjeld		5 672 995	5 776 324	4 039 432
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		9 028 447	8 642 633	7 715 984

Det norske oljeselskap

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksjekapital	Overkurs fond	Annen innskutt egenkapital	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr. 31.12.2010	111 111	1 167 312	17 715	1 864 035	3 160 173
Periodens totalresultat 01.01.2011 - 30.06.2011			-9 163	-284 700	-293 864
Egenkapital pr. 30.06.2011	111 111	1 167 312	8 552	1 579 334	2 866 309
Emisjon	11 111	470 153			481 264
Konvertering av lån til aksjer	5 694	445 806			451 500
Egenkapitaleffekt ved avvikling av datterselskap				42 884	42 884
Periodens totalresultat 01.07.2011 - 31.12.2011			-8 552	-156 855	-165 407
Egenkapital pr. 31.12.2011	127 916	2 083 271		1 465 364	3 676 551
Periodens totalresultat 01.01.2012 - 30.06.2012				-321 100	-321 100
Egenkapital pr. 30.06.2012	127 916	2 083 271		1 144 265	3 355 451

Det norske oljeselskap

KONTANTSTRØMANALYSE (urevidert)

(Alle tall i NOK 1000)	Note	2. kvartal		01.01-30.06.		01.01-31.12.
		2012	2011	2012	2011	2011
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter						
Resultat før skattekostnad		-593 959	-259 611	-1 213 687	-968 667	-1 390 877
Betalte skatter i perioden						-5 489
Periodens mottatte skattefordring						2 323 865
Avskrivninger	3	19 780	20 618	40 126	39 942	78 518
Nedskrivninger	3	140 669	28 045	141 544	70 556	197 673
Tilbakeføring av skatteelement mindre verdi purchase price allocation (PPA)	2	-20 000	-7 000	-42 000	-11 988	-17 988
Gevinst ved innløsning av obligasjoner						-10 583
Reduksjon av leteknader, salg av lisens				5 554		
Tap ved salg av lisensandel				1 130		
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	10	16 806	2 047	14 598	6 982	6 033
Amortisering av rente- og etableringskostnader		9 073	15 349	13 507	40 299	59 438
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	2,3	321 955	31 622	669 560	505 749	534 640
Endring i fjernings- og nedstengingsforpliktelse		71 373	4 184	82 762	8 301	17 009
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-46 064	-91 133	-41 101	-260 096	-57 935
Endringer i netto arbeidskapital og andre tidsavgrensningsposter		440 310	18 417	792 593	-92 785	-281 653
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		359 943	-237 461	464 586	-661 706	1 452 652
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt		-88	-9	-150	-12	-35
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	3	-959 399	-40 406	-1 242 470	-63 650	-388 160
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	3	-74 078	-297 697	-365 944	-795 912	-1 440 812
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser				3 134		110 574
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-1 033 565	-338 112	-1 605 430	-859 573	-1 718 433
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter						
Salg av egne konvertible obligasjoner						144 433
Etableringsgebyr	16			-85 294	-16 145	-16 145
Emisjon						481 164
Nedbetaling av kortsiktig gjeld	12	-200 000		-200 000	-133 850	-2 539 850
Opptak av langsiktig gjeld	16	299 165		299 165		
Opptak av kortsiktig gjeld	12	800 000	500 000	1 400 000	1 648 448	2 248 448
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		899 165	500 000	1 413 871	1 498 453	318 050
Netto endring i betalingsmidler		225 543	-75 573	273 026	-22 827	52 270
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		889 081	842 074	841 599	789 330	789 330
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		1 114 624	766 502	1 114 624	766 502	841 599
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:						
Bankinnskudd		1 105 644	757 252	1 105 644	757 252	828 772
Bundne bankinnskudd		8 980	9 250	8 980	9 250	12 827
SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	8	1 114 624	766 502	1 114 624	766 502	841 599

Det norske oljeselskap

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 ved årsregnskapet for 2011.

Note 2 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2012	2011	2012	2011
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	46 925	43 401	190 378	57 509
Viderebelastning av riggekostnader	21 429		40 526	
Andel utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	38 704	48 223	101 288	126 458
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	175 996	2 429	237 991	8 202
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	145 959	29 192	431 569	497 547
Andel lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	5 997	54 426	40 758	93 634
Andel av forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	2 129	7 121	11 245	15 573
Reversering av skatt på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse	-20 000	-7 000	-42 000	-11 988
Sum utforskningskostnader	417 140	177 791	1 011 756	786 935

Note 3 Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler	Produksjons-			
	Felt under utbygging	anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Totalt
Balanseført verdi 31.12.2011	803 352	47 839	50 881	902 071
Anskaffelseskost 31.12.2011	803 352	457 089	102 337	1 362 778
Tilgang	267 853	12 964	2 255	283 071
Reklassifisering	200 926			200 926
Anskaffelseskost 31.03.2012	1 272 131	470 053	104 592	1 846 774
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2012		423 956	56 032	479 988
Balanseført verdi 31.03.2012	1 272 131	46 096	48 560	1 366 786
Anskaffelseskost 31.03.2012	1 272 131	470 053	104 592	1 846 776
Tilgang	843 181	111 732	4 486	959 399
Anskaffelseskost 30.06.2012	2 115 312	581 785	109 078	2 806 175
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2012		478 669	60 408	539 077
Balanseført verdi 31.06.2012	2 115 312	103 116	48 670	2 267 097
Avskrivning 2. kvartal 2012		14 513	4 376	18 889
Avskrivninger 1.1.- 30.06.2012		29 219	8 952	38 171
Nedskrivning 2. kvartal 2012		40 200		40 200
Nedskrivning 1.1 - 30.06.2012		40 200		40 200

Felt under utbygging omklassifiseres og avskrives fra produksjonsstart. Produksjonsanlegg inklusive brønner, avskrives etter produksjonensmetoden. Kontormaskiner, inventar etc. avskrives lineært over levetiden, som er 3-5 år. Fjerningseiendel inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegget i tabellen ovenfor.

Det norske oljeselskap

Immaterielle eiendeler	Andre immatrielle eiendeler		SUM	Aktiverede letebrønner	Goodwill
	Lisenser	Software			
Balansført verdi 31.12.2011	900 072	5 654	905 726	2 387 360	525 870
Anskaffelseskost 31.12.2011	1 110 324	43 989	1 154 314	2 387 360	648 338
Tilgang		308	308	291 558	
Disposals	6 232		6 232	353 160	3 768
Reklassifisering				-200 926	
Anskaffelseskost 31.03.2012	1 104 092	44 297	1 148 390	2 124 833	644 570
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2012	210 446	39 205	249 651		122 468
Balansført verdi 31.03.2012	893 646	5 093	898 739	2 124 833	522 102
Anskaffelseskost 31.03.2012	1 104 092	44 297	1 148 390	2 124 833	644 570
Tilgang	182	153	334	73 743	
Disposals				321 955	
Anskaffelseskost 30.06.2012	1 104 274	44 450	1 148 723	1 876 622	644 570
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2012	318 459	39 962	358 420		199 204
Balansført verdi 31.06.2012	785 815	4 488	790 303	1 876 622	445 366
Avskrivning 2. kvartal 2012	135	757			
Avskrivninger 1.1.- 30.06.2012	328	1 627			
Nedskrivning 2. kvartal 2012	107 878				76 736
Nedskrivning 1.1 - 31.06.2012	109 531				77 247

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	01.01. - 30.06	
	2. kvartal 2012	2012
Avskrivning av varige driftsmidler	18 889	38 171
Avskrivning av immaterielle eiendeler	892	1 955
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	19 780	40 126

Software avskrives lineært over levetiden som er tre år.

Avstemming av nedskrivninger i resultatregnskapet:	01.01. - 30.06	
	2. kvartal 2012	2012
Nedskrivning av varige driftsmidler	40 200	40 200
Nedskrivning av immaterielle eiendeler	107 878	109 531
Nedskrivning av goodwill	76 736	77 247
Nedskrivning utsatt skatt knyttet til nedskrivning av goodwill	-84 145	-85 434
Sum nedskrivninger i resultatregnskapet	140 669	141 544

Det norske oljeselskap ASA har i mai 2012 inngått en avtale med Petoro AS om overdragelse av eierandeler på Jette. Transaksjonen er betinget myndighetsgodkjenning og selskapet forventer at gjennomføring skjer i løpet av tredje kvartal. Avtalen innebærer en overdragelse av 18 prosent eierandel i Jette Unit. Etter transaksjonen har Det norske 70 prosent eierandel. Transaksjonen forventes ikke å ha vesentlige resultateffekter, men vil redusere varige driftsmidler med ca MNOK 250.

Det norske oljeselskap

Note 4 Finansposter

	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2012	2011	2012	2011
Renteinntekter	12 860	15 426	30 773	30 830
Avkastning på finansielle plasseringer		148	763	148
Valutagevinst	8 416	3 696	13 704	3 998
Verdiendring derivater	-234		1 973	
Sum annen finansinntekt	8 181	3 845	16 440	4 147
Rentekostnader	41 719	52 366	89 201	102 873
Kapitalisering renter utbyggingsprosjekter	-27 832		-40 819	
Amortisering av lånekostnader	9 073	15 349	13 507	40 299
Sum rentekostnader	22 960	67 715	61 888	143 172
Valutatap	4 334	1 265	14 870	7 274
Verdiendring derivater	16 572	2 047	16 572	6 983
Verdinedgang finansielle investeringer	240		240	91
Sum annen finanskostnad	21 146	3 313	31 682	14 347
Sum netto finansposter	-23 065	-51 758	-46 357	-122 542

Note 5 Skatt

Skattekostnad består av:	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2012	2011	2012	2011
Beregnet skatt tilgode som følge av utforskningskostnader	-138 499	-348 076	-560 107	-825 705
Endring utsatt skatt	-342 204	123 626	-436 499	138 913
Tilbakeført skatteelement mindre verdi purchase price allocation (PPA), ført mot utforskningskostnader	20 000	7 000	42 000	11 988
Endring av tidligere års ligning			-26 986	
Skatt på mer-/mindreverdier kostnadsført i perioden	84 145		89 005	
Sum skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	-376 558	-217 450	-892 587	-674 804

Det er gjennomført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2011. I balansen er beregnet skatt tilgode som følge av utforskningsaktivitet i 2012 ført som langsiktig post. Denne forventes utbetalt i desember 2013. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2011 er ført som omløpsmidler og forventes utbetalt i desember 2012.

Det norske oljeselskap

Note 6 Forskuddsbetalinger og leie av borerigg - langsiktig

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering		28 576	
Mindreverdi riggkontrakt		-9 768	
Sum forskuddsbetaling og leie av borerigg		18 808	

Det norske oljeselskap ASA har en avtale om leie av en 6. generasjons borerigg (Transocean Barents) for en fast periode på 3 år med opsjon på tilleggsperiode på inntil 2 år. Leieperioden startet i juli 2009. I tredje kvartal 2010 ble det inngått en ny avtale om leie i 2 år, med opsjon på en tilleggsperiode på 2 år. Leieavtalen er klassifisert som operasjonell leieavtale.

Forskuddsbetalte mobiliseringskostnader og investeringer på riggen blir amortisert over kontraktens avtaleperiode på 3 år. Avtalt riggrate på avtaletidspunktet var på USD 520 000 pr dag, inkludert driftskostnader på NOK 900 000 som blir justert for inflasjon innenfor kontraktens løpetid. Riginntakskostnader kostnadsføres og tilbakeføres ved utfakturering til de lisensene som benytter riggen. Selskapet har splittet disse kostnadene i en langsiktig og en kortsiktig del, i henhold til når utfakturering vil skje. Den langsiktige delen er beskrevet i denne note, mens den kortsiktige delen er beskrevet i note 7.

Note 7 Andre kortsiktige fordringer

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	51 168	31 653	53 405
Tilgode merverdiavgift	11 610	5 990	9 314
Mindreuttak (opptjent inntekt)	-2 561	41 415	44 028
Garantikonto usikret pensjonsordning		6 896	
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	222 625	86 062	312 763
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering	27 888	260 759	155 189
Mindreverdi riggkontrakt ved virksomhetsoverdragelse	-5 885	-89 137	-42 160
<i>Sum forskuddsbetaling, Transocean Barents</i>	<i>22 003</i>	<i>171 622</i>	<i>113 029</i>
Sum andre kortsiktige fordringer	304 844	343 639	532 538

Note 8 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler:	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Kontanter	5	9	2
Bankinnskudd	1 105 639	757 243	828 771
Bundne midler (skattetrekk)	8 980	9 250	12 827
Sum betalingsmidler	1 114 624	766 502	841 599
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	247 188	716 938	903 094

Note 9 Aksjekapital

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Aksjekapital	127 916	111 111	127 916
Antall aksjer i hele tusen	127 916	111 111	127 916
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00	1,00

Det norske oljeselskap

Note 10 Derivater

Det norske oljeselskap ASA har inngått terminkontrakter for å redusere valutaeksponeringen i Jette prosjektet.

Selskapet har følgende valutaterminkontrakter pr 30.06.12:	Pålydende	Termin kontrakt NOK	Markedsverdi NOK	Gevinst / Tap NOK
DKK	21 000	21 309	21 344	35
EUR	7 000	53 132	53 101	-32
GBP	5 000	44 734	46 705	1 971
Sum virkelig verdi		119 176	121 149	1 973

Beskrivelse av terminkontrakter:

Selskapet har inngått terminkontrakter for kjøp av DKK, EUR og GBP, som dekker deler av Det norske sin andel av Jette prosjektet i 2012. Beløpene er synkronisert med betalingsplaner til inngåtte avtaler med leverandører. Alle terminkontraktene forfaller i 2012.

Rentebytteavtaler

Det norske har i mai 2012 inngått avtale om tre rentebytteavtaler med det formålet å bytte flytende renter mot faste. Totalt urealisert tap er MNOK 16,6 pr. 30.06.2012

Note 11 Kundefordringer

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner		89 620	
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	27 575	29 030	32 292
Utfakturering knyttet til rigg m.m	143 881	53 081	112 641
Urealisert valutatap kundefordringer	-369	-865	1 254
Sum kundefordringer	171 086	170 866	146 188

Note 12 Kortsiktige lån

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Letefasilitet i DnB NOR	1 600 000	2 200 000	400 000
Rest til amortisering	-10 225	-30 675	-20 450
Sum kortsiktig lån	1 589 775	2 169 325	379 550

Selskapet har en trekkfasilitet på MNOK 3 500 i DnB NOR BANK ASA. Maksimalt opptrekk er begrenset til 95 prosent av skatterefusjonen minus renter relatert til letekostnader. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet fram til 31. desember 2012 og siste nedbetaling skal skje i desember 2013.

Lånet er tatt opp til 3 mnd NIBOR + 2,5 prosent og det er betalt et etableringsgebyr på MNOK 61,3. Det betales også en rammeprovisjon av ubenyttet ramme på 1,25 prosent.

For informasjon om ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån, se note 8 "Betalingsmidler".

Det norske oljeselskap

Note 13 Annen kortsiktig gjeld

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Kortsiktig gjeld relatert til overcall i lisenser	118 493	19 034	60 731
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	702 494	179 870	155 766
Annen kortsiktig gjeld	166 767	270 531	187 658
Sum annen kortsiktig gjeld	987 754	469 435	404 156

Note 14 Konvertibelt obligasjonslån

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Hovedstol konvertibelt lån Norsk Tillitsmann		323 650	
Egenkapitalandel av konvertibelt lån ved førstegangsinngregning		-98 991	
Akkumulert amortisering av egenkapitalandel		87 114	
Nedbetaling av lån		10 096	
Konvertering til aksjer		-5 614	
Sum konvertibelt obligasjonslån langsiktig		316 254	

Lånet forfalt den 16. desember 2011. Ved forfall ble 5 693 564 aksjer konvertert til kurs NOK 79,30 og resterende lån ble tilbakebetalt.

Note 15 Obligasjonslån

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann	600 000	600 000	600 000
Etableringsgebyr og kurtasje ved etablering	-16 145	-16 145	-16 145
Amortisering av etableringskostnader	752	1 638	3 156
Sum obligasjonslån	584 607	585 493	587 011

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. Det er ikke stilt sikkerhet for lånet.

Note 16 Annen rentebærende gjeld

	30.06.2012	30.06.2011	31.12.2011
Kredittfasilitet	298 665		
Rest til amortisering	-79 608		
Urealisert valutatap	500		
Sum annen rentebærende gjeld	219 557		

Selskapet har en avtale på en trekkfasilitet på MUSD 500. Fasiliteten kan økes med inntil MUSD 100, men denne økningen er ikke garantert. Transjen på MUSD 500 koordineres av DNB og Nordea, og er inngått med Bookrunners og Mandated Lead Arrangers DNB, Nordea og SEB. Bankene har syndikert fasiliteten til en utvalgt gruppe av banker.

Lånet er tatt opp til 3 mnd LIBOR + margin på 3,75 - 4 prosent og det er betalt et etableringsgebyr på MNOK 85,3. Det betales også en rammeprovisjon av ubenyttet ramme på 1,30 prosent.

Det norske oljeselskap

Note 17 Usikre forpliktelser

Det norske oljeselskap ASA har, etter et bokettersyn utført av Oljeskattekontoret (OSK), mottatt varsel om endring av ligning for inntektsårene 2009 og 2010. Varselet er knyttet til borekontrakten for Aker Barents. Selskapet bestrider posisjonen tatt av OTO, og er i ferd med å dokumentere de underliggende problemstillingene. Selskapet har ikke tatt noen avsetninger i regnskapet pr. 30. juni 2012 for potensiell skattekostnad knyttet til dette.

Det er en uenighet mellom partnerne i en av selskapets opererte lisenser, relatert til kostnadene ved boring av en letebrønn. Det norske er uenig i et fremsatt krav, og har derfor ikke foretatt avsetning i regnskapet for denne uenigheten.

Det norske oljeselskap ASA vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, og det er for tiden noen uavklarte tvister. Selskapet har gjort 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.

Det norske oljeselskap

Note 17 Investering i felles kontrollerte eiendeler

Utvinningstillatelser der Det norske er operatør:			Utvinningstillatelser der Det norske er partner:		
Lisens	30.06.2012	31.12.2011	Lisens	30.06.2012	31.12.2011
PL 001B	35,0 %	35,0 %	PL 028S	40,0 %	40,0 %
PL 027D	60,0 %	60,0 %	PL 029B	20,0 %	20,0 %
PL 028B	35,0 %	35,0 %	PL 035	25,0 %	25,0 %
PL 103B	70,0 %	70,0 %	PL 035B	15,0 %	15,0 %
PL 169C	70,0 %	70,0 %	PL 035C**	25,0 %	0,0 %
PL 242	35,0 %	35,0 %	PL 038	5,0 %	5,0 %
PL 337	45,0 %	45,0 %	PL 038D	30,0 %	30,0 %
PL 341*	0,0 %	30,0 %	PL 048B	10,0 %	10,0 %
PL 356	50,0 %	60,0 %	PL 048D	10,0 %	10,0 %
PL 364	50,0 %	50,0 %	PL 102C	10,0 %	10,0 %
PL 414	40,0 %	40,0 %	PL 102D**	10,0 %	0,0 %
PL 414B**	40,0 %	0,0 %	PL 265	20,0 %	20,0 %
PL 450	60,0 %	75,0 %	PL 272	25,0 %	25,0 %
PL 460	100,0 %	100,0 %	PL 332	40,0 %	40,0 %
PL 468*	0,0 %	95,0 %	PL 362	15,0 %	15,0 %
PL 468B*	0,0 %	95,0 %	PL 392*	0,0 %	10,0 %
PL 482	65,0 %	65,0 %	PL 416*	0,0 %	15,0 %
PL 497	35,0 %	35,0 %	PL 438	10,0 %	10,0 %
PL 497B	35,0 %	35,0 %	PL 440S	10,0 %	10,0 %
PL 500*	0,0 %	35,0 %	PL 442	20,0 %	20,0 %
PL 504	58,5 %	58,5 %	PL 453S	25,0 %	25,0 %
PL 504BS	58,5 %	58,5 %	PL 492	30,0 %	30,0 %
PL 512	30,0 %	30,0 %	PL 494	30,0 %	30,0 %
PL 542	60,0 %	60,0 %	PL 494B	30,0 %	30,0 %
PL 548S*	0,0 %	40,0 %	PL 494C**	30,0 %	0,0 %
PL 549S	35,0 %	35,0 %	PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 553	40,0 %	40,0 %	PL 508S*	0,0 %	30,0 %
PL 573S	35,0 %	35,0 %	PL 522	10,0 %	10,0 %
PL 593	60,0 %	60,0 %	PL 523*	0,0 %	20,0 %
PL 626**	50,0 %	0,0 %	PL 533	20,0 %	20,0 %
PL 659**	30,0 %	0,0 %	PL 535	20,0 %	20,0 %
			PL 538*	0,0 %	30,0 %
			PL 550***	20,0 %	0,0 %
			PL 551***	20,0 %	0,0 %
			PL 554	20,0 %	20,0 %
			PL 554B	20,0 %	20,0 %
			PL 558	20,0 %	20,0 %
			PL 561	20,0 %	20,0 %
			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 613	35,0 %	35,0 %
			PL 619**	30,0 %	0,0 %
			PL 627**	20,0 %	0,0 %
			PL 652**	20,0 %	0,0 %
Antall	26	28	Antall	41	38

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2011. Tilbudene ble kunngjort i januar 2012

*** Lisenstransaksjoner

Det norske oljeselskap

Note 19 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2012		2011				2010		
	2. kvartal	1. kvartal	4. kvartal	3. kvartal	2. kvartal	1. kvartal	4. kvartal	3. kvartal	2. kvartal
Driftsinntekter	69 603	97 031	92 384	81 843	96 293	101 586	99 518	80 643	88 671
Utforskningskostnader	417 140	594 616	105 329	119 927	177 791	609 143	656 841	209 065	367 219
Produksjonskostnader	46 154	45 266	42 621	42 894	52 336	44 037	40 109	36 505	38 035
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	703	8 750	9 061	5 905	10 133	6 634	4 723	7 548	1 412
Avskrivninger	19 780	20 346	21 532	17 044	20 618	19 324	22 408	41 749	44 121
Nedskrivninger	140 669	875	127 117		28 045	42 511	97 323	24 442	32 748
Andre driftskostnader	16 050	23 614	12 554	14 785	15 222	18 210	40 628	14 447	14 476
Driftskostnader	640 497	693 467	318 214	200 555	304 146	739 859	862 032	333 756	498 011
Driftsresultat	-570 894	-596 436	-225 830	-118 712	-207 853	-638 273	-762 514	-253 113	-409 340
Netto finansposter	-23 065	-23 293	-41 429	-36 239	-51 758	-70 784	-65 304	-55 696	7 952
Resultat før skatt	-593 959	-619 728	-267 259	-154 951	-259 611	-709 057	-827 818	-308 808	-401 387
Skattekostnad(+)/ inntekt(-)	-376 558	-516 030	-141 846	-114 957	-217 450	-457 354	-496 723	-228 684	-296 566
Periodens resultat	-217 401	-103 698	-125 413	-39 993	-42 161	-251 703	-331 095	-80 124	-104 821

Det norske oljeselskap

Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets halvårsregnskap for perioden 1. januar til 30. juni 2012 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.

Halvårsberetningen, sammen med 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
Oslo, 14. august 2012

Svein Aaser, styreleder

Maria Moræus Hanssen, nestleder

Tom Røtjær, styremedlem

Berge Gerdt Larsen, styremedlem

Tonje Foss, styremedlem

Hege Sjø, styremedlem

Inge Sundet, styremedlem

Carol Bell, styremedlem

Erik Haugane, administrerende direktør



DET NORSKE
WWW.DETNOR.NO