



DETNORSKE

Rapport for 2. kvartal 2011

Trondheim, 15. aug 2011



TRONDHEIM**Det norske oljeselskap ASA**www.detnor.no

Post- og besøksadresse:

Fønix, Munkegata 26

7011 Trondheim

Telefon: +47 90 70 60 00

Fax: +47 73 54 05 00

OSLO

Det norske oljeselskap ASA

Besøksadresse: Støperigata 2

Aker Brygge Oslo

Postadresse: Postboks 2070 Vika,

0125 Oslo

Telefon: +47 95 44 60 00

HARSTAD

Det norske oljeselskap ASA

Besøksadresse: Havnebygget,

Rikard Kaarbøs gate 2, Harstad

Postadresse: Postboks 854, 9488 Harstad

Telefon: +47 97 65 60 00

Innholdsfortegnelse

Viktige hendelser i andre kvartal	3
Nøkkeltall	3
Produksjon	4
Felt i produksjon og oljepris	4
Helse, miljø og sikkerhet	4
Tidligfaseprosjekter	4
Leteaktivitet	4
Forretningstransaksjoner	5
Finansielle forhold	5
Halvårsberetning	5
Hendelser etter 30. juni 2011	6
Utsikter	7
Regnskap med noter	9

Det norske har hatt letesuksess de siste månedene med funn på Aldous Major Sør, Krafla, Krafla Vest, Norvarg og Skalle. Aldous Major kan potensielt være det største funnet på norsk sokkel på mange år. Selskapet vil delta i ytterligere fire letebrønner i 2011.

For Atlafunnet er det levert en plan for utbygging og drift (PUD). Utbygging av Jette er under vurdering, mens det arbeides med å velge utbyggingskonsept for Draupne.

Viktige hendelser i andre kvartal

- Det norske har gjort et oljefunn i Nordsjøen på prospektet Krafla (PL 035), samt et olje- og gass/kondensatfunn på Krafla Vest. Funnene ligger i nærheten av Oseberg Sør og kan samlet inneholde mellom 50 og 80 millioner fat utvinnbare oljeekvivalenter (o.e). Det norske 25-prosent andel utgjør 12,5 til 20 millioner fat o.e.
- I Barentshavet er det gjort et gassfunn på Norvarg (PL 535). En produksjonstest er utført etter kvartalets slutt og ressursene er estimert til mellom 10 og 50 milliarder standard kubikkmeter gass (63 til 315 millioner fat o.e). Det norske eier 20 prosent.
- På selskapets generalforsamling 12. april 2011 ble Svein Aaser valgt til styreleder. Styret ble utvidet med ett aksjonærvalgt medlem, Carol Bell.
- Kontantstrøm fra produksjon* var MNOK 41,1 (49,5). Periodens resultat ble MNOK -42,2 (-104,8). Letekostnader var på MNOK 177,8 (367,2).

Nøkkeltall

MNOK = Millioner NOK	Q2 11	Q1 11	Q4 10	Q3 10	Q2 10
Olje og gassproduksjon (fat)	127 283	162 982	187 653	170 414	187 620
Realisert oljepris (USD/fat)	116,3	106,1	87,1	77,8	79,9
Kontantstrøm fra produksjon*	41,1	56,0	58,6	43,2	49,5
Driftsinntekter (MNOK)	96,3	101,6	99,5	80,6	88,7
Letekostnader (MNOK)	177,8	609,1	570,6	209,1	367,2
Driftsresultat (MNOK)	-207,9	-638,3	-676,2	-253,1	-409,3
Periodens resultat (MNOK)	-42,2	-251,7	-312,1	-80,1	-104,8
Totale leteutgifter (resultat- og balanseførte)	450,5,1	634,2	513,2	447,0	911,6
Antall lisenser (operatør)	73(30)	72 (30)	66 (30)	72 (35)	71 (35)

Produksjon

Fat o.e per dag	Andel	Q2 11	Q1 11	Q4 10	Q3 10	Q2 10	2010	2009
Varg	5 %	682	1 121	1 322,7	1 067,4	1 185,8	1 239,9	690,1
Glitne	10 %	375	318	346,7	437,1	433,6	439,5	618,9
Enoch	2 %	45	57	60,7	61,0	85,4	80,0	125,6
Jotun Unit	7 %	297	315	309,5	286,9	357,0	332,4	410,9
Total produksjon		1 399	1 811	2 040	1 852	2 062	2 092	1 845

Felt i produksjon og oljepris

Det norske produserte i andre kvartal 127 283 (187 620) fat oljeekvivalenter, tilsvarende 1 399 (2 062) fat per dag. Oljen ble solgt for 116,3 (79,9) USD per fat i gjennomsnitt.

Det var stabil produksjon fra Glitne og Jotun i perioden.

Produksjonen fra Varg har falt kraftig i andre kvartal. Dette skyldes dels økt vannproduksjon fra de to viktigste produksjonsbrønnene. I tillegg har det utviklet seg mineralavleiringer i den ene brønnen, som i en periode måtte stenges ned for vedlikehold. Operatøren Talisman rapporterer at scaleproblemet med dette er løst. Trenden med økt vannproduksjon forventes imidlertid å fortsette, og langsiktig produksjon fra Varg vil være avhengig av suksess i nye produksjonsborekampanjer. Den neste er planlagt tidlig 2012. Mulig gasseksport fra Varg, vil også kunne bidra positivt til Vargs lønnsomhet på lang sikt.

Produksjonen fra Enoch var lav i juni på grunn av reparasjonsarbeid.

Helse, miljø og sikkerhet

I andre kvartal har det ikke vært alvorlige HMS-hendelser knyttet til operasjoner gjennomført av Det norske. På den partneropererte Krafla West inntraff en alvorlig hendelse ved trekking av BOP. Ingen personer ble skadet, men hendelsen blir gransket av operatøren Statoil.

Tidligfaseprosjekter

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

Det norske er i dialog med lisenspartnerne for å finne den beste tekniske utbyggingsløsningen for feltet. De to alternativene som vurderes er en flytende produksjonsinnretning i kombinasjon med en bunnfast brønnhodeplattform, alternativt en bunnfast produksjonsplattform. Valg av

utbyggingsløsning vil påvirke tidspunktet for produksjonsstart. PUD planlegges levert i 2012.

PL 027D, 169C, 504 Jette (~61 % og operatør)

Det norske forbereder en beslutning om eventuelt å gå videre med prosjektet, som tidligere het Jetta, i løpet av de nærmeste månedene. Utbyggingen er tidskritisk fordi den er avhengig av å utnytte produksjonsinnretningene på Jotunfeltet. Jette er ventet å ha en platåproduksjon på rundt 13 000 fat per dag på 100 prosent basis.

PL 364 Frøy (50 % og operatør)

Utvikling av Frøy revurderes nå i et områdeperspektiv. Utviklingen av Storklakken (PL 460), heleid av Det norske, er også utsatt i påvente av en avklaring for Frøyområdet.

Leteaktivitet

PL 035 og 272 Krafla og Krafla vest (25 %)

Oljefunnet på Kraflaprospektet, samt olje og gass/kondensatfunnet på nabostrukturen Krafla Vest var de viktigste leterresultatene i andre kvartal. Samlet kan funnene inneholde mellom 50 og 80 millioner fat oljeekvivalenter. Funnene ligger i Nordsjøen, rundt 25 kilometer sørvest for Oseberg Sør. Funnene kan potensielt gi Det norske en betydelig produksjonsvekst i løpet av noen få år, med relativt lave investeringer per fat.

PL 535 Norvarg (20 %)

Det er påvist gass i tre ulike nivåer på prospektet Norvarg i Barentshavet, hvorav mesteparten antas å være i Kobbeforrasningen. Norvarg er en stor struktur, som potensielt kan inneholde betydelige volum. Foreløpige beregninger tyder på at funnet kan være mellom 10 og 50 milliarder standard kubikkmeter (63 til 315 millioner fat o.e).

Forretningstransaksjoner

Salg av andel

Det norske har inngått avtale om salg av 10 prosent i PL 356 til Petrolia Norway AS mot et kontantvederlag. Det norske er operatør for lisensen og vil i andre halvår starte boringen på Ulvetanna prospektet. Selskapets andel i lisensen er 50 prosent etter transaksjonen. Salget forutsetter at Petrolia Norway AS blir kvalifisert som rettighetshaver på norsk sokkel innen 1. januar 2012.

Finansielle forhold

Driftsinntektene i kvartalet var MNOK 96,3 (88,7). Sammenlignet med andre kvartal i 2010, var den realiserte oljeprisen 46 prosent høyere, mens produksjonen var 32 prosent lavere.

Driftsunderskuddet ble MNOK -207,9 (-409,3). Underskuddet skyldes i hovedsak letekostnader på MNOK 177,8 (367,2). For å finne ut hvor stort beløp selskapet har brukt totalt på letebrønner i perioden, må man legge til beløpet som er balanseført. Totale leteutgifter, resultat- og balanseført, var MNOK 450,5 (911,6). Periodens resultat var MNOK - 42,2 (-104,8) etter en skatteinntekt på MNOK 217,5 (296,6).

Netto kontantstrøm fra den operasjonelle aktiviteten var MNOK -237,5 (-50,1)

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteten var i andre kvartal MNOK -338,1 (-885,7) som i hovedsak skyldes leteutgifter og investeringer i felt i drift eller utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var i andre kvartal MNOK 500,0 (480,1) relatert til opptrekk på letefasiliteten. Selskapets likvide midler var ved utgangen av kvartalet MNOK 766,5 (438,7). Skattefordring for utbetaling i desember 2011 er MNOK 2 366,6 (2 069,0), mens skattefordring til utbetaling i desember 2012 er MNOK 825,7 (1 409,1).

Selskapet har en tilfredsstillende finansiell stilling med en egenkapitalandel på 33,2 (40,1) prosent. Likviditeten er også tilfredsstillende. Totale eiendeler utgjorde MNOK 8 642,6 (8 762) per 30.06. Selskapet har en letefasilitet på MNOK 4 500, hvorav MNOK 2 200 er benyttet.

Halvårsberetning

Viktige begivenheter og deres innflytelse på halvårsregnskapet

	1H 11	1H 10
Olje og gassproduksjon (fat)	290 265	405 568
Realisert oljepris (USD/fat)	111,6	77,7
Driftsinntekter (MNOK)	197,9	185,8
Letekostnader (MNOK)	786,9	911,4
Driftsresultat (MNOK)	-846,1	-984,0
Periodens resultat (MNOK)	-293,9	-279,1
Antall ansatte	157	188
Totale leteutgifter (resultat- og balanseført)	1 084,7	1 705,5
Antall lisenser (operatørskap)	73(30)	71(35)

Selskapet oppnådde i første halvår driftsinntekter på 197,9 (185,8) MNOK. Den totale produksjonen av oljeekvivalenter fra andelene i Jotun, Varg, Glitne og Enoch var 290 265 (405 568) fat. Gjennomsnittlig pris var på 111,6 (77,7) USD per fat. Første halvår har vært preget av høy leteaktivitet, men det er gjort flere funn og utforskningskostnadene knyttet til tørre brønner og annen leting var totalt på 786,9 (911,4) MNOK. Dette har medført et driftsunderskudd på 846,1 (984,0) MNOK, som er i tråd med selskapets planer og prognoser.

I første halvår er det gjort funn på Krafla, Krafla vest og Norvarg. Det er boret tørre brønner på Gullris og Dovregubben.

Foreløpige volumberegninger indikerer at Krafla og Krafla West samlet kan inneholde mellom 50 og 80 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav Det norske andel er 25 prosent. Funnet på Norvarg i Barentshavet er lovende og kan potensielt inneholde store volum med gass. Foreløpige beregninger viser at funnet kan være på mellom 10 og 50 milliarder kubikkmeter gass. Operatøren Total har gjennomført en produksjonstest med positivt resultat.

I tråd med selskapets regnskapsprinsipper er utgiftene ved boring av de tørre brønnene kostnadsført, mens utgiftene for boring av de

Øvrige prospektene er aktivert i påvente av endelig vurdering av kommersialitet. Totalt har selskapet kostnadsført 505,7 (657,3) MNOK i forbindelse med boring av tørre brønner, mens 2 089,2 (1 697,4) MNOK er aktivert i balansen ved utgangen av halvåret.

I januar 2011 tok Det norske opp et obligasjonslån på MNOK 600 med løpetid på fem år og en margin på 3M NIBOR + 675 basispunkter. Lånet styrker selskapets likviditet og vil blant annet bli benyttet til delvis tilbakebetaling av det konvertible lånet AKX01.

Det norske ble tildelt andeler i åtte lisenser i TFO 2010 (Tildeling i forhåndsdefinerte områder). Av disse var tre operatørskap. I tillegg ble selskapet tildelt andel i en lisens i Barentshavet i 21. runde.

På selskapets generalforsamling 12. april 2011 ble Svein Aaser valgt til styreleder. Han avløser Kjell Inge Røkke som fortsetter som vararepresentant i styret. Styret ble utvidet med ett aksjonærvalgt medlem, Carol Bell.

Selskapet er i ferd med å avvikle kontoret i Stavanger.

Risiko og usikkerhet

Investeringer i Det norske involverer risiki og usikkerhet som er beskrevet i selskapets årsrapport for 2010.

Som for alle oljeselskaper er det usikkerhet knyttet til leteresultater, reserve- og ressursanslag. Feltenes produksjonsegenskaper kan også være uforutsigbare. I samfunnet er det økt bevissthet rundt risikoen knyttet til boring. Dette kan påvirke fremtidige rammebetingelser.

Risiki relatert til oljepris, valuta, renter og kapitalbehov utgjør hovedsakelig selskapets finansielle risiki og er omtalt i selskapets årsberetning og note 30 i årsrapporten for 2010. 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 første halvår 2011 har det norske ikke inngått kontrakter eller derivater som sikrer mot svingninger i oljepris.

Selskapets plan er å øke reserve- og ressursgrunnlaget gjennom et omfattende leteprogram.

Vesentlige transaksjoner med nærstående parter

Note 29 i selskapets årsrapport for 2010 beskriver transaksjoner med nærstående parter. I løpet av første halvår i 2011 har det ikke vært endringer eller transaksjoner av betydning for selskapets stilling eller resultat.

Hendelser etter 30. juni 2011

PL 265 Aldous Major Sør (20 %)

I august ble det gjort et stort oljefunn på Aldous Major Sør prospektet. Estimerte utvinnbare ressurser i denne delen av PL 265 er anslått til mellom 200 og 400 millioner fat olje, hvorav Det norskes andel på 20 prosent utgjør mellom 40 og 80 millioner fat. Det norske ser potensial for ytterligere volum i lisensen nord og syd for funnet.

I løpet av høsten vil operatøren Statoil bore en ny letebrønn i lisensen, hvor målet er Aldous Major Nord prospektet. Dette prospektet kan potensielt også inneholde betydelige volum. Det planlegges ytterligere avgrensningsbrønner neste år for å kartlegge det totale potensialet rundt Aldous Major Sør.

PL 535 Norvarg (20 %)

I august ble det gjennomført en vellykket produksjonstest på Norvarg. Det ble oppnådd en stabil produksjonsrate på 180 000 standard kubikkmeter gass per dag. Gassen inneholdt lave CO₂, H₂S og N₂ verdier, noe som er positivt for verdien av gassen. Avgrensningsbrønner er nødvendige for å kartlegge størrelsen av funnet og for å avgjøre om funnet er kommersielt.

PL 438 Skalle (10 %)

I juli ble det gjort et gassfunn på Skalleprospektet i Barentshavet. Operatøren Lundin vurderer de samlede ressursene til mellom 2,5 og 8 milliarder standard kubikkmeter gass (15 til 50 millioner fat oljeekvivalenter). Partnerne i lisensen vurderer om det skal bores en ny brønn med hensikt på å påvise mulige tilleggsressurser.

PL 416 Breiflabb (15 %)

Letebrønnen på prospektet Breiflabb syd for Troll feltet i Nordsjøen var tørr.

PL 102C (10 %)

Total leverte tidlig i juli en PUD for Atla. Målet er produksjonsstart i slutten av 2012. Platåproduksjonen fra feltet er estimert til rundt

10 000 fat oljeekvivalenter per dag, hvorav Det norske andel utgjør 1 000 fat o.e. Totale investeringer er estimert til NOK 1,4 milliarder. Det norske andel utgjør MNOK 140. Atla ligger i Nordsjøen, 20 kilometer nordøst for Heimdalfeltet. Funnet skal bygges ut med en undervannsinstallasjon, knyttet inn til Skirne, som igjen er knyttet inn til Heimdalplattformen.

PL 450 Storebjørn (60 %)

Selskapet har solgt 15 prosent av PL 450 til North Energy mot at North dekker deler av selskapets fremtidige letekostnader i lisensen. Det norske har etter transaksjonen 60 prosent i PL 450, hvor det planlegges å bore en letebrønn på Storebjørn prospektet.

PL 482 Skaugumsåsen (65 %)

Det norske startet medio august boringen av en letebrønn på Skaugumsåsen. Selskapet er operatør og anslår totale uriskede ressurser til mellom 20 og 90 millioner fat oljeekvivalenter.

Utsikter

Selskapet anses å være godt posisjonert for videre vekst. Selskapet har skapt en diversifisert portefølje av funn som vil kunne gi en rekke utbygginger i årene fremover. Funnet på Aldous Major Sør kan potensielt være det største oljefunnet i Nordsjøen på mange år.

Selskapet vil delta i ytterligere fire letebrønner i løpet av 2011. Hittil i år har selskapets boreprogram allerede påvist estimerte netto ressurser på mellom 67 og 168 millioner fat o.e., som representerer en økning på mellom 38 prosent og 95 prosent i forhold til selskapets ressursestimat ved årsslutt 2010.

Det norske oljeselskap - konsern

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	2. kvartal		01.01. - 30.06	
		2011	2010	2011	2010
Petroleumsinntekter		93 408	87 547	193 485	183 762
Andre driftsinntekter		2 886	1 124	4 395	2 048
Driftsinntekter		96 293	88 671	197 880	185 809
Utforskningskostnader	2	177 791	367 219	786 935	911 431
Produksjonskostnader		52 336	38 035	96 373	78 346
Lønn og lønnsrelaterte kostnader		10 133	1 412	16 767	2 492
Avskrivninger	3	20 618	44 121	39 942	94 892
Nedskrivninger	3	28 045	32 748	70 556	48 743
Andre driftskostnader		15 222	14 476	33 432	33 902
Driftskostnader		304 146	498 011	1 044 005	1 169 806
Driftsresultat		-207 853	-409 340	-846 126	-983 997
Renteinntekter	4	15 426	16 923	30 830	33 902
Annen finansinntekt	4	3 845	56 847	4 147	77 935
Rentekostnader	4	67 715	57 164	143 172	97 408
Annen finanskostnad	4	3 313	8 653	14 347	77 233
Netto finansposter		-51 758	7 952	-122 542	-62 805
Resultat før skattekostnad		-259 611	-401 387	-968 667	-1 046 801
Skattekostnad (+)/skatteinntekt(-)	5	-217 450	-296 566	-674 804	-767 669
Periodens resultat		-42 161	-104 821	-293 864	-279 133
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		111 111 111	111 111 111	111 111 111	111 111 111
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		111 111 111	111 111 111	111 111 111	111 111 111
Resultat etter skatt pr. aksje		-0,38	-0,94	-2,64	-2,51
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		-0,38	-0,94	-2,64	-2,51

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2011	2010	2011	2010
Periodens resultat	-42 161	-104 821	-293 864	-279 133
Totalresultat	-42 161	-104 821	-293 864	-279 133
Totalresultat fordeler seg som følger:				
Majoritetsinteresse	-42 161	-104 821	-293 864	-279 133
Sum	-42 161	-104 821	-293 864	-279 133

Det norske oljeselskap - konsern

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert)		(Revidert)
		30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
EIEDELER				
Immaterielle eiendeler				
Goodwill	3	553 547	669 670	596 506
Aktiverte leteutgifter	3	2 089 165	1 697 360	1 802 234
Andre immaterielle eiendeler	3	989 854	1 238 050	1 107 693
Varige driftsmidler				
Varige driftsmidler	3	438 014	421 110	406 834
Finansielle anleggsmidler				
Beregnet skatt til utbetaling	5	825 705	1 409 063	
Derivater			27 721	
Andre finansielle anleggsmidler		18 174	18 001	18 210
Forskuddsbetalinger	6	18 808	176 881	106 269
Sum anleggsmidler		4 933 267	5 657 858	4 037 746
Varer				
Varelager		39 127	17 788	10 249
Fordringer				
Kundefordringer	10	170 866	62 199	60 719
Andre kortsiktige fordringer	7	343 639	494 222	448 221
Kortsiktige plasseringer		22 625	22 075	22 568
Derivater				6 033
Beregnet skatt til utbetaling		2 366 608	2 068 956	2 344 753
Betalingsmidler				
Betalingsmidler	8	766 502	438 692	789 330
Sum omløpsmidler		3 709 366	3 103 933	3 681 872
SUM EIEDELER		8 642 633	8 761 792	7 719 619

Det norske oljeselskap - konsern

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 30.06.2011	30.06.2010	(Revidert) 31.12.2010
EGENKAPITAL OG GJELD				
Innskutt egenkapital				
Aksjekapital	9	111 111	111 111	111 111
Overkursfond		1 167 312	1 167 312	1 167 312
Annen innskutt egenkapital		8 552	25 589	17 715
Sum innskutt egenkapital		1 286 975	1 304 012	1 296 138
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital		1 579 334	2 267 379	1 864 035
Sum egenkapital		2 866 309	3 571 391	3 160 174
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser		34 227	19 548	32 070
Utsatt skatt		1 809 482	1 778 627	1 757 481
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser		276 517	230 508	268 227
Andre avsetninger for forpliktelser		2 037	5 588	2 429
Langsiktig gjeld				
Obligasjonslån	13,14	585 493	406 134	
Kortsiktig gjeld				
Obligasjonslån	13	316 254		421 668
Kortsiktig lån	11	2 169 325	1 819 688	1 110 652
Leverandørgjeld		98 913	345 555	219 984
Offentlige trekk og avgifter		14 641	31 062	20 013
Annen kortsiktig gjeld	12	469 435	553 690	726 921
Sum gjeld		5 776 324	5 190 401	4 559 446
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		8 642 633	8 761 792	7 719 619

Det norske oljeselskap - konsern

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksjekapital	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr. 31.12.2009	111 111	1 167 312	33 463	2 538 638	3 850 524
Periodens totalresultat 01.01.2010 - 30.06.2010			-7 874	-271 259	-279 133
Egenkapital pr. 30.06.2010	111 111	1 167 312	25 589	2 267 379	3 571 391
Periodens totalresultat 01.07.2010 - 31.12.2010			-7 874	-403 345	-411 219
Egenkapital pr. 31.12.2010	111 111	1 167 312	17 715	1 864 035	3 160 174
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

Det norske oljeselskap - konsern

KONTANTSTRØMANALYSE (urevidert)

		2. kvartal		01.01-30.06.		01.01-31.12.
(Alle tall i NOK 1000)	Note	2011	2010	2011	2010	2010
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter						
Resultat før skattekostnad		-259 611	-401 387	-968 667	-1 046 801	-2 183 427
Betalte skatter i perioden						-1 390
Periodens mottatte skattefordring						2 048 448
Avskrivninger	3	20 618	44 121	39 942	94 892	159 049
Nedskrivninger	3	28 045	32 748	70 556	48 743	160 488
Kostnadsføring av mer-/mindreverdier					91 555	101 575
Tilbakeføring av skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA)	2	-7 000		-11 988		-79 259
Tap ved salg av lisens						19 724
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet		2 047	-35 369	6 982	-49 526	-27 838
Amortisering av rente- og etableringskostnader		15 349	7 767	40 299	15 534	51 518
Kostnadsføring balanseførte letebrønner i perioden	2, 3	31 622	303 388	505 749	657 254	1 239 257
Endring i fjernings- og nedstengingsforpliktelse		4 184	3 038	8 301	6 036	12 358
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-91 133	156 536	-260 096	48 697	-51 264
Endringer i netto arbeidskapital utover enring i lager, kreditorer og debitorer samt andre tidsavgrensningsposter		18 417	-160 896	-92 785	-146 633	82 533
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		-237 461	-50 055	-661 706	-280 250	1 531 771
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt		-9		-12		-765
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	3	-40 406	-26 697	-63 650	-58 580	-102 915
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	3	-297 697	-859 004	-795 912	-1 467 163	-2 162 660
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser						8 700
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-338 112	-885 701	-859 573	-1 525 743	-2 257 640
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter						
Etableringsgebyr				-16 145		-61 350
Nedbetaling av lån				-133 850	-549 290	-2 613 075
Opptak lån		500 000	480 113	1 648 448	1 219 688	2 615 338
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		500 000	480 113	1 498 453	670 398	-59 088
Netto endring i betalingsmidler		-75 573	-455 644	-22 827	-1 135 595	-784 957
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		842 074	894 336	789 330	1 574 287	1 574 287
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		766 502	438 692	766 502	438 692	789 330
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:						
Bankinnskudd		757 252	416 729	757 252	416 729	775 924
Bundne bankinnskudd		9 250	21 939	9 250	21 939	13 405
Kortsiktige plasseringer			24		24	
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	8	766 502	438 692	766 502	438 692	789 330

Det norske oljeselskap - konsern

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 2010. I note 1.37 til årsregnskapet er det nevnt en del endringer i regnskapsstandarder som selskapet planlegger å anvende fra 1.1.2011. Disse endringene har ikke hatt vesentlig effekt på halvårsregnskapet for 2011.

Note 2 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2011	2010	2011	2010
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	43 401	1 699	57 509	98 920
Andel utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	48 223	87 263	126 458	145 851
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	2 429	9 819	8 202	9 819
Kostnadsføring av tørre letebrønner denne periode	29 192	293 569	497 547	647 435
Andel lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	54 426	28 343	93 634	51 554
Andel av forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	7 121	7 923	15 573	19 249
Garanti riggkontrakt resultatført		-61 397		-61 397
Reversering av skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelser	-7 000		-11 988	
Sum utforskningskostnader	177 791	367 219	786 935	911 431

Note 3 Varige driftsmidler/immatrielle eiendeler

Varige driftsmidler

	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
Balanseført verdi 31.12.2010	250 205	98 517	58 113	406 834
Anskaffelseskost 31.12.2010	250 205	432 090	90 291	772 586
Tilgang/Reklassifisering	6 980	10 179	6 086	23 244
Anskaffelseskost 31.03.2011	257 185	442 269	96 377	795 830
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2011		344 577	36 769	381 346
Balanseført verdi 31.03.2011	257 185	97 691	59 608	414 483
Anskaffelseskost 31.03.2011	257 185	442 269	96 377	795 830
Tilgang/Reklassifisering	24 357	14 186	1 862	40 406
Anskaffelseskost 30.06.2011	281 542	456 455	98 239	836 236
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2011		356 452	41 769	398 221
Balanseført verdi 30.06.2011	281 542	100 003	56 470	438 014
Avskrivning 2. kvartal 2011		11 875	5 000	16 875
Avskrivninger 1.1.- 30.06.2011		22 878	9 591	32 469
Nedskrivning 2. kvartal 2011				
Nedskrivning 1.1 - 30.06.2011				

Felt under utbygging omklassifiseres og avskrives fra produksjonsstart. Produksjonsanlegg inklusive brønner, avskrives etter produksjonensenhetsmetoden. 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 - konsern

Immaterielle eiendeler	Andre immatrielle eiendeler		SUM	Aktiverede letebrønner	Goodwill
	Lisenser	Software			
Balanseført verdi 31.12.2010	1 100 153	7 540	1 107 693	1 802 234	596 506
Anskaffelseskost 31.12.2010	1 565 439	40 710	1 606 149	1 802 234	1 006 347
Tilgang/Reklassifisering		2 855	2 855	495 360	
Avgang/reklassifisering				474 127	
Anskaffelseskost 31.03.2011	1 565 439	43 565	1 609 004	1 823 467	1 006 347
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2011	546 425	34 599	581 024		433 702
Balanseført verdi 31.03.2011	1 019 014	8 965	1 027 978	1 823 467	572 645
Anskaffelseskost 31.03.2011	1 565 439	43 565	1 609 004	1 823 467	1 006 347
Tilgang/Reklassifisering		377	377	297 320	
Avgang/reklassifisering	397 150		397 150	31 622	284 732
Anskaffelseskost 30.06.2011	1 168 289	43 942	1 212 231	2 089 165	721 615
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2011	186 125	36 252	222 377		168 069
Balanseført verdi 30.06.2011	982 164	7 690	989 854	2 089 165	553 547
Avskrivning 2. kvartal 2011	2 090	1 653			
Avskrivninger 1.1.- 30.06.2011	4 389	3 081			
Nedskrivninger 2. kvartal 2011	34 760				19 099
Nedskrivninger 1.1.- 30.06.2011	113 600				42 959
				2. kvartal 2011	01.01. - 30.06 2011
Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:					
Avskrivning av varige driftsmidler				16 875	32 469
Avskrivning av immaterielle eiendeler				3 743	7 470
Sum avskrivninger i resultatregnskapet				20 618	39 942
Software avskrives lineært over levetiden som er tre år.					
				2. kvartal 2011	01.01. - 30.06 2011
Avstemming av nedskrivninger i resultatregnskapet:					
Nedskrivning av immaterielle eiendeler				34 760	113 600
Nedskrivning av Goodwill				19 099	42 959
Nedskrivning utsatt skatt knyttet til nedskrivning av goodwill				-25 813	-86 003
Sum nedskrivninger i resultatregnskapet				28 045	70 556

Det norske oljeselskap - konsern

Note 4 Finansposter

	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2011	2010	2011	2010
Renteinntekter	15 426	16 923	30 830	33 902
Avkastning på finansielle plasseringer	148	575	148	575
Valutagevinst	3 696	20 903	3 998	27 834
Verdiendring derivater		35 369		49 526
Sum annen finansinntekt	3 845	56 847	4 147	77 935
Rentekostnader	52 366	52 051	102 873	87 183
Amortisering av lånekostnader	15 349	5 113	40 299	10 225
Sum rentekostnader	67 715	57 164	143 172	97 408
Valutatap	1 265	8 653	7 274	16 182
Kostnadsføring av merverdi relatert til virksomhetsoverdragelser				60 555
Verdiendring derivater	2 047		6 983	
Verdinedgang finansielle investeringer			91	495
Sum annen finanskostnad	3 313	8 653	14 347	77 233
Sum netto finansposter	-51 758	7 952	-122 542	-62 805

Note 5 Skatt

	2. kvartal		01.01. - 30.06	
	2011	2010	2011	2010
Skattekostnad består av:				
Beregnet skatt tilgode som følge av utforskningskostnader	-348 076	-805 377	-825 705	-1 409 063
Tilbakeført skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA), ført mot utforskningskostnader	7 000		11 988	
Endring utsatt skatt	123 626	508 812	138 913	682 531
Skatt på mer-/mindreverdi kostnadsført i perioden				-41 135
Sum skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	-217 450	-296 566	-674 804	-767 669

Det er gjennomført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2010. I balansen er beregnet skatt tilgode som følge av utforskningsaktivitet i 2011 ført som langsiktig post. Denne forventes utbetalt i desember 2012. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2010 er ført som omløpsmiddel og forventes utbetalt i desember 2011.

Det norske oljeselskap - konsern

Note 6 Forskuddsbetalinger og leie av borerigg - langsiktig

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering	28 576	317 570	157 112
Mindreverdi riggkontrakt	-9 768	-140 689	-50 843
<i>Sum forskuddsbetaling Aker Barents</i>	<i>18 808</i>	<i>176 881</i>	<i>106 269</i>
Annen forskuddsbetaling			
Sum forskuddsbetaling og leie av borerigg	18 808	176 881	106 269

Det norske oljeselskap ASA har en avtale om leie av en 6. generasjons borerigg (Aker 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. Rigginntakskostnader kostnadsføres og tilbakeføres ved utfakturerings til de lisensene som benytter riggen. Konsernet har splittet disse kostnadene i en langsiktig og en kortsiktig del, i henhold til når utfakturerings vil skje. Konsernet har klassifisert NOK 171 622 som "Andre kortsiktige fordringer", da disse vil bli utfakturert innen ett år, se note 7.

Note 7 Andre kortsiktige fordringer

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	31 653	55 517	47 446
Tilgode merverdiavgift	5 990	19 409	15 113
Mindreuttak (opptjent inntekt)	41 415	19 994	19 839
Depositum konto - utsatt inntekt		62 141	
Garantikonto usikret pensjonsordning	6 896	5 555	6 356
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	86 062	214 197	202 942
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering	260 759	177 774	240 878
Mindreverdi riggkontrakt ved virksomhetsoverdragelse	-89 137	-60 365	-84 353
<i>Sum forskuddsbetaling Aker Barents</i>	<i>171 622</i>	<i>117 409</i>	<i>156 525</i>
Sum andre kortsiktige fordringer	343 639	494 222	448 221

Note 8 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler:	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Konter	9	20	21
Bankinnskudd	757 243	416 709	775 903
Bundne midler (skattetrekk)	9 250	21 939	13 405
Kortsiktige plasseringer		24	
Sum betalingsmidler	766 502	438 692	789 330
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	716 938	1 372 440	946 166

Det norske oljeselskap - konsern

Note 9 Aksjekapital

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Aksjekapital	111 111	111 111	111 111
Antall aksjer i hele tusen	111 111	111 111	111 111
Pålydende per aksje er NOK	1,00	1,00	1,00

Note 10 Kundefordringer

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner	89 620	34 936	
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	29 030	24 712	41 626
Utfakturerings knyttet til rigg m.m	53 081	2 200	19 876
Urealisert valutatap kundefordringer	-865	351	-784
Sum kundefordringer	170 866	62 199	60 719

Note 11 Kortsiktige lån

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Ltefasilitet i DnB NOR	2 200 000	1 809 463	1 151 552
Amortisert lånekostnad	-30 675	10 225	-40 900
Sum kortsiktig lån	2 169 325	1 819 688	1 110 652

Morselskapet har en trekkfasilitet på MNOK 4 500 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. Banken har pant i alle våre lisenser. For lisensoversikt se note 16.

Lånet er tatt opp til NIBOR + 2,5 prosent og det er betalt et etableringsgebyr på MNOK 61,3. Det betales også en rammeprovisjon av ubenyttet ramme på 1,35 prosent.

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

Det norske oljeselskap - konsern

Note 12 Annen kortsiktig gjeld

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Kortsiktig gjeld relatert til overcall i lisenser	19 034	109 642	203 588
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	179 870	279 355	265 004
Annen kortsiktig gjeld	270 531	164 694	258 329
Sum annen kortsiktig gjeld	469 435	553 690	726 921

Note 13 Konvertibelt obligasjonslån

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Hovedstol konvertibelt lån Norsk Tillitsmann	323 650	457 500	457 500
Egenkapitalandel av konvertibelt lån ved førstegangsinnregning	-98 991	-98 991	-98 991
Akkumulert amortisering av egenkapitalandel	87 114	63 451	74 388
Tap ved delvis innfrielse	10 096		
Merverdi knyttet til virksomhetsoverdragelse	-5 614	-15 826	-11 228
Sum konvertibelt obligasjonslån kortsiktig	316 254		421 668
Sum konvertibelt obligasjonslån langsiktig		406 134	

Lånet løper fra 18. desember 2006 til 16. desember 2011 og har en fastrente på 6 prosent. Hovedstolen forfaller 16. desember 2011 og det er årlige rentebetalinger (16. desember). Lånet kan i hele perioden konverteres til aksjer (5 769 231 aksjer) til kurs NOK 79,30 pr. aksje. Det er ikke stillet sikkerhet for lånet. Det norske oppfyller alle gjeldsbetingelser pr. 30.06.2011. 13. januar 2011 ble 29,3 % av obligasjonslånet tilbakebetalt.

Note 14 Obligasjonslån

	30.06.2011	30.06.2010	31.12.2010
Hovedstol nytt lån Norsk Tillitsmann	600 000		
Etableringsgebyr og kurtasje ved etablering	-16 145		
Amortisering av etableringskostnader	1 638		
Sum obligasjonslån	585 493		

Lånet løper fra 28. januar 2011 til 28. januar 2016 og har en rente på 3 mnd Nibor + 6,75%. Hovedstolen forfaller 28. januar 2016 og det er kvartalsvise rentebetalinger. Det er ikke stillet sikkerhet for lånet. Det norske oppfyller alle gjeldsbetingelser pr 30.06.2011.

Note 15 Usikre forpliktelser

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. Konsernet har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av tvistene.

Det norske oljeselskap - konsern

Note 16: Investering i felles kontrollerte eiendeler

Utvinningsstillatelser der Det norske er operatør:			Utvinningsstillatelser der Det norske er partner:		
Lisens	31.12.2010	30.06.2011	Lisens	31.12.2010	30.06.2011
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 038	5,0 %	5,0 %
PL 242	35,0 %	35,0 %	PL 038D	30,0 %	30,0 %
PL 337	45,0 %	45,0 %	PL 048B	10,0 %	10,0 %
PL 341	30,0 %	30,0 %	PL 048D	10,0 %	10,0 %
PL 356	60,0 %	60,0 %	PL 102C	10,0 %	10,0 %
PL 364	50,0 %	50,0 %	PL 265	20,0 %	20,0 %
PL 369*	60,0 %	0,0 %	PL 272	25,0 %	25,0 %
PL 414	40,0 %	40,0 %	PL 283	25,0 %	25,0 %
PL 447	80,0 %	80,0 %	PL 332	40,0 %	40,0 %
PL 450	75,0 %	75,0 %	PL 362	15,0 %	15,0 %
PL 460	100,0 %	100,0 %	PL 392	10,0 %	10,0 %
PL 463S	100,0 %	100,0 %	PL 416	15,0 %	15,0 %
PL 468	95,0 %	95,0 %	PL 440S	10,0 %	10,0 %
PL 468B	0,0 %	95,0 %	PL 442	20,0 %	20,0 %
PL 476*	40,0 %	0,0 %	PL 451	40,0 %	40,0 %
PL 482	65,0 %	65,0 %	PL 453S	25,0 %	25,0 %
PL 491*	50,0 %	0,0 %	PL 462S	30,0 %	30,0 %
PL 497	35,0 %	35,0 %	PL 469	25,0 %	25,0 %
PL 497B	35,0 %	35,0 %	PL 485	15,0 %	15,0 %
PL 500	35,0 %	35,0 %	PL 490	30,0 %	30,0 %
PL 504	58,5 %	58,5 %	PL 492	30,0 %	30,0 %
PL 504BS	58,5 %	58,5 %	PL 494	30,0 %	30,0 %
PL 512	30,0 %	30,0 %	PL 494B	0,0 %	30,0 %
PL 542	60,0 %	60,0 %	PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 548S	40,0 %	40,0 %	PL 508S	30,0 %	30,0 %
PL 549S	35,0 %	35,0 %	PL 522	20,0 %	20,0 %
PL 553	40,0 %	40,0 %	PL 523	20,0 %	20,0 %
PL 573S	0,0 %	35,0 %	PL 533	20,0 %	20,0 %
PL 593	0,0 %	60,0 %	PL 535	20,0 %	20,0 %
			PL 538	30,0 %	30,0 %
			PL 554	40,0 %	40,0 %
			PL 554B	0,0 %	40,0 %
			PL 558	20,0 %	20,0 %
			PL 561	20,0 %	20,0 %
			PL 563	30,0 %	30,0 %
			PL 567	0,0 %	40,0 %
			PL 568	0,0 %	20,0 %
			PL 571	0,0 %	40,0 %
			PL 613	0,0 %	35,0 %
Antall	30	30	Antall	37	43

* Tilbakeleverte lisenser

I tildeling i forhåndsdefinerte områder 2010 ble Det norske tildelt operatørskap i PL 573S (35%), PL 468B (95%) og PL 593 (60%). Det norske har som partner fått tildelt PL 494B (30%), PL 567 (40%), PL 568 (20%), PL 571 (40%) og PL 554B (40%). Tilbudene ble kunngjort i januar 2011.

Det norske har inngått en avtale med Talisman Energy om å overta 10% i PL 438 i Barentshavet. Eierandelen er fortsatt ikke offisielt overført. Følgende lisenser er søkt tilbakelevert: PL 283, PL 462S, PL 469 og PL 485. I tillegg har Det norske gitt beskjed om at vi trekker oss ut av PL 490 og PL 500. Det norske har inngått avtaler om at Svenska Petroleum skal kjøpe 10% i PL 554, at Centrica skal kjøpe 10% i PL 522, at North Energy skal kjøpe 15% i PL 450, og at Petrolia skal kjøpe 10% i PL 356.

Det norske oljeselskap - konsern

Note 17 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2011		2010				2009		
	2. kvartal	1. kvartal	4. kvartal	3. kvartal	2. kvartal	1. kvartal	4. kvartal	3. kvartal	2. kvartal
Driftsinntekter	96 293	101 586	99 518	80 643	88 671	97 138	73 714	67 417	66 761
Utforskningskostnader	177 791	609 143	656 841	209 065	367 219	544 211	409 945	328 886	410 400
Produksjonskostnader	52 336	44 037	40 109	36 505	38 035	40 311	31 220	35 565	38 040
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	10 133	6 634	4 723	7 548	1 412	1 080	-4 054	2 270	6 209
Avskrivninger	20 618	19 324	22 408	41 749	44 121	50 772	16 587	13 583	12 029
Nedskrivninger	28 045	42 511	97 323	24 442	32 748	15 995	213 304		
Andre driftskostnader	15 222	18 210	40 628	14 447	14 476	19 426	32 903	17 343	10 674
Driftskostnader	304 146	739 859	862 032	333 756	498 011	671 795	699 905	397 648	477 352
Driftsresultat	-207 853	-638 273	-762 514	-253 113	-409 340	-574 657	-626 193	-330 231	-410 591
Netto finansposter	-51 758	-70 784	-65 304	-55 696	7 952	-70 757	5 164	-5 809	9 905
Resultat før skatt	-259 611	-709 057	-827 818	-308 808	-401 387	-645 414	-621 029	-336 040	-400 685
Skattekostnad	-217 450	-457 354	-496 723	-228 684	-296 566	-471 102	-241 725	-264 454	-323 598
Periodens resultat	-42 161	-251 703	-331 095	-80 124	-104 821	-174 312	-379 304	-71 586	-77 087

Det norske oljeselskap - konsern

Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at konsernets halvårsregnskap for 2011 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 konsernets 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 konsernet, sammen med en beskrivelse av de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet står overfor.

Styret i Det norske oljeselskap ASA
Oslo, 15. august 2011

Svein Aaser, styreleder

Maria Moræus Hanssen, nestleder

Kaare Moursund Gisvold, styremedlem

Berge Gerdt Larsen, styremedlem

Bodil Alteren, styremedlem

Hege Sjø, styremedlem

Gunnar Eide, styremedlem

Carol Bell, styremedlem

Erik Haugane, administrerende direktør



DETNORSKE

www.detnor.no