



DET NORSKE

Rapport for 4. kvartal 2011

Trondheim, 16. feb 2012



TRONDHEIM**Det norske oljeselskap ASA**

www.detnor.no

Post- og besøksadresse:

Fønixs, Munkegata 26

7011 Trondheim

Telefon: +47 90 70 60 00

Faks: +47 73 54 05 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

HARSTAD

Det norske oljeselskap ASA

Besøksadresse: Havnebygget

Rikard Kaarbøs gate 2, 9405 Harstad

Postadresse: Postboks 854, 9488 Harstad

Telefon: +47 97 65 60 00

Innhold

Oppsummering av fjerde kvartal.....	3
Oppsummering av økonomiske og operasjonelle resultater	3
Produksjon per felt.....	4
Produksjon og oljepriser	4
Helse, miljø og sikkerhet	4
Utbyggingsprosjekter	4
Leteaktivitet.....	5
Finansielle forhold.....	5
Viktige hendelser etter kvartalets slutt.....	6
Utsikter.....	6
Regnskap med noter	9

Oppsummering av fjerde kvartal

Det har vært et kvartal med mange positive hendelser for Det norske oljeselskap ASA. Selskapet styrket sin finansielle kapasitet gjennom en fireårig kredittfasilitet på MUSD 500, samt en økning i egenkapitalen på MNOK 451 ved konvertering av obligasjoner. Finansielt er selskapet godt rustet for det pågående utbyggingsprogrammet og for et omfattende leteprogram i 2012. En avgrensningsbrønn på Johan Sverdrup-feltet (tidl.: Aldous Major Sør) i PL 265 bekreftet at dette er et stort funn.

Viktige hendelser i fjerde kvartal 2011

- **7. oktober:** Olje- og energidepartementet anmodet lisenseierne på Draupne og Luno om å komme fram til og bli enige om en samordnet utbygging for området.
- **21. oktober:** I PL 265 kunngjorde operatøren Statoil resultatene fra avgrensningsbrønn 16/2-10 på Johan Sverdrup-oljefeltet (tidligere kjent som Aldous Major Sør i PL 265 og Avaldsnes i PL 501). På grunnlag av resultatene fra brønnen ble estimatet for PL 265 oppjustert til mellom 900 og 1500 millioner fat olje, med 1200 millioner fat som det mest sannsynlige estimatet. Det norske har en eierandel på 20 prosent.
- **11. oktober:** Det norske gjennomførte et salg av konvertible obligasjoner fra egen beholdning (AKX01) for MNOK 144,4, noe som ga en gevinst på MNOK 10,6 som ble bokført i regnskapet for fjerde kvartal.
- **9. desember:** På vegne av partnerskapet i Draupne tildelte operatøren Det norske en kontrakt til Maersk Drilling for boring av produksjonsbrønner. Den treårige kontrakten gjelder en jack-up-rigg av typen CJ-7 og har en verdi på MUSD 413.
- **16. desember:** Det norske styrket egenkapitalen ved å utstede 5 693 564 aksjer da investorer som eide AKX01 konvertible obligasjoner for MNOK 451,5, valgte konvertering framfor kontant oppgjør ved innløsning.
- **22. desember:** Det norske kunngjorde en garantert kredittfasilitet på MUSD 500, med mulighet for en økning på ytterligere MUSD 100. DNB, Nordea og SEB er bookrunners og mandated lead arrangers.

Oppsummering av økonomiske og operasjonelle resultater

MNOK = millioner NOK	Q4 11	Q3 11	Q2 11	Q1 11	Q4 10	2011	2010
Olje- og gassproduksjon (tusen fat)	138	120	127	163	188	548	763
Realisert oljepris (USD/fat)	111	115	116	106	87	112	80
Driftsinntekter (MNOK)	92	82	96	102	100	372	366
Kontantstrøm fra produksjon	47	36	41	56	59	180	207
Letekostnader (MNOK)	105	120	178	609	657	1 012	1 777
Samlede leteutgifter (resultat og balanse)	178	548	451	634	513	1 810	2 729
Driftsresultat (MNOK)	-226	-119	-208	-638	-762	-1 191	-2 000
Periodens resultat (MNOK)	-125	-40	-42	-252	-331	-459	-690
Antall lisenser (operatørskap)	65 (28)	67 (28)	73 (30)	72 (30)	66 (30)	65 (28)	66 (30)

Produksjon per felt

Fat o.e. per dag	Andel	Q4 11	Q3 11	Q2 11	Q1 11	Q4 10	2011	2010
Varg	5 %	885	701	682	1 121	1 323	846	1 240
Glitne	10 %	326	301	375	318	347	329	440
Enoch	2 %	46	41	45	57	61	48	80
Jotun Unit	7 %	237	266	297	315	310	281	332
Total produksjon		1 495	1 309	1 399	1 811	2 041	1 505	2 092

Produksjon og oljepriser

Det norske produserte i fjerde kvartal 137 550 (187 643) fat oljeekvivalenter, tilsvarende 1 495 (2 041) fat per dag. Oljen ble i snitt solgt for USD 110,8 (87) per fat.

Alle fire produserende felt leverte tilfredsstillende resultater i kvartalet, med bare enkelte mindre driftsproblemer.

Dårlig vær og høy sjø gjorde at Glitne måtte stenges ned noen dager i november og desember. En ny infill produksjonsbrønn er godkjent av Glitne-lisensen, og boreoperasjoner forventes å starte om noen få måneder. Hvis brønnen blir en suksess, vil den kunne forlenge feltets levetid inn i 2014. Det er inngått en ny avtale om leie av FPSO Petrojarl 1 (se Viktige hendelser etter kvartalets slutt).

Produksjonen fra Varg avhenger av resultatene fra to av produksjonsbrønnene, som til sammen står for mesteparten av produksjonen. Derfor arbeides det kontinuerlig med å modne fram nye mål, og det forventes at to nye infill produksjonsbrønner vil bli boret tidlig i 2013.

Det oppsto en hydraulisk lekkasje på Jotun-feltet i desember som medførte en kort periode med redusert produksjon.

Helse, miljø og sikkerhet

Det norske boret ingen letebrønner på opererte lisenser i perioden. Mesteparten av den operasjonelle aktiviteten var relatert til boreriggen Aker Barents, som var på framleie til andre operatører men med boreledelsestjenester fra Det norske.

Selskapets styringssystem ble oppdatert i perioden for å inkludere erfaringer fra aktivitetene i 2011 og forberede nye aktiviteter som feltutbyggingsprosjekter og -operasjoner.

Det norske er i planleggingsfasen for utbyggingene på både Jette og Draupne. Å integrere HMS som en nøkkefaktor i alle aspekter

av og alle aktiviteter relatert til disse prosjektene, fra planlegging til produksjon, er av stor betydning. Dette investerer selskapet betydelige ressurser i.

Det norske er opptatt av å unngå å påvirke miljøet i marine habitater under leteboring. Som et eksempel ble det gjennomført flere forundersøkelser av habitatet for tobisfisk i forbindelse med den planlagte letebrønnen på Ulvetanna-prospektet i PL 356. Selskapet viet betydelige ressurser til dette prosjektet og konkluderte med at det ikke finnes noen bestand av tobisfisk i dette området. Likevel besluttet selskapet å utsette boreprogrammet på Ulvetanna for å unngå enhver potensiell konflikt med boreforbudet som gjelder fra april til slutten av juni for denne lisensen.

Utbyggingsprosjekter

Jette - PL 027D, 169C, 504 (operatør)

PUD er innsendt for Jette-feltet til Olje- og energidepartementet. Samlet bruttoinvestering er anslått til ca. NOK 2,5 mrd. Jette skal etter planen komme i produksjon i begynnelsen av 2013.

Det forventes at Olje- og energidepartementet vil godkjenne planen for utbygging og drift av Jette i løpet av kort tid.

Bridge Energy og Dana Petroleum, som eier henholdsvis 6,0 og 19,2 prosent, har besluttet å ikke delta i denne utbyggingen. De øvrige partnerne er i diskusjoner med hensyn til de endelige eierandelene i lisensen. Det norskes andel kan potensielt øke til maksimalt 88 %.

Alle nøkkelkontrakter er tildelt, og Det norske overvåker nøye framdriften med viktige leveranser som subsea ventiltrær, manifolder og styringssystemer.

Atla PL 102C (10 %)

En PUD for Atla ble godkjent av norske myndigheter i november. Samlede investeringer for Det norske er anslått til MNOK 140. Planlagt produksjonsstart er i slutten av 2012.

Utbyggingsprosjektet på Atla går framover som planlagt.

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

I fjerde kvartal inngikk Draupne-partnerskapet en avtale med Maersk om leie av en jack-up-rigg som skal bore produksjons- og injeksjonsbrønnene på Draupne.

Draupne-partnerskapet er i forhandlinger med partnerskapet i Luno feltet, syd for Draupne, om en koordinert utbygging i området. Det er ennå ikke inngått endelig avtale om felles utbygging mellom partene. Tekniske studier er gjennomført i perioden i parallell med de kommersielle forhandlinger.

(se Viktige hendelser etter kvartalets slutt)

PL 364 Frøy (50 % og operatør)

Utbygging av Frøy vurderes nå i et områdeperspektiv sammen med PL 460 (Storklakken, 100 % og operatør) og PL 442 (Frigg GammaDelta, 20 %) og potensielt også andre funn i Frøy-Frigg-området som ennå ikke er bygget ut.

Leteaktivitet

PL 265 Johan Sverdrup avgrensningsbrønn (20 %)

Avgrensningsbrønn 16/2-10 på Johan Sverdrup (nytt felles navn på Aldous Major Sør/Avaldsnes-funnet) fant lettolje i 65 meter kolonne med reservoarbergarter av samme høye kvalitet som i den første brønnen, 16/2-8. Operatøren anslår at Johan Sverdrup kan inneholde mellom 900 og 1500 mill. fat olje innenfor PL 265, med 1 200 mill. fat som det mest sannsynlige estimatet. Dette volumestimatet inkluderer ikke potensielle volumer i PL 502. Det er planlagt tre til fire lete- og avgrensningsbrønner til i området i 2012 – tre i PL 265 og én i PL 502, hvor Det norske eier 22,2 prosent.

Finansielle forhold

Selskapet utstedte 5 693 564 nye aksjer den 16. desember og økte dermed det totale antallet utestående aksjer fra 122 222 222 til 127 915 786. De nye aksjene utgjør 4,45 prosent av den totale aksjekapitalen.

De nye aksjene ble utstedt da investorer i den konvertible obligasjonen AKX01 valgte å konvertere mer enn 98 prosent av de utestående

obligasjonene til aksjer til en kurs på 79,3 NOK per aksje. I alt ble det konvertert obligasjoner med en pålydende verdi på MNOK 451,5. Den konvertible obligasjonen med ISIN-nummer NO0010346117 var totalt på MNOK 457,5.

I desember 2011 inngikk Det norske en avtale med DNB, Nordea og SEB om en kredittfasilitet på MUSD 500. Kredittfasiliteten kan utvides med ytterligere MUSD 100. Den gir også Det norske mulighet til å utstede en konvertibel obligasjon på inntil MUSD 200.

Driftsinntektene i fjerde kvartal var på MNOK 92,4 (99,5). Realisert oljepris i fjerde kvartal var USD 110,8 (87) per fat, som representerer en økning på 27 prosent sammenlignet med samme periode i fjor. Denne positive prisutviklingen ble imidlertid motvirket av et fall i produksjonen på 27 prosent, fra 2 041 fat per dag i fjerde kvartal 2010 til 1 495 dette kvartalet.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på MNOK 225,8 (762,5). Underskuddet skyldes i hovedsak letekostnader på MNOK 105,3 (656,8). Totale letekostnader, både kostnadsførte og balanseførte, utgjorde MNOK 177,6 (547,9). Periodens resultat var MNOK -125,4 (-531,1) etter en skatteinntekt på MNOK 141,8 (496,7). Netto kontantstrøm fra driften var 1 949,3 (1 981,0) MNOK. Disse tallene er høye fordi de inkluderer skatterefusjon relatert til leteaktivitet som ble utbetalt i fjerde kvartal.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter var i fjerde kvartal MNOK -283,4 (-449,0), som i hovedsak skyldes leteutgifter og investeringer i felt i drift eller under utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var i fjerde kvartal MNOK 1 661,6 (1 843,3), hovedsakelig relatert til nedbetaling av gjeld knyttet til letefasiliteten.

Selskapets likvide midler per 31. desember 2011 var MNOK 841,6 (789,3). Skattefordring for utbetaling i desember 2012 er MNOK 1 397,4 (2 344,8).

Egenkapitalandelen er 47,6 % (40,7 %). Totale eiendeler utgjorde MNOK 7 716,0 (7 719,6) per 31. desember. Selskapet forventer fortsatt høy leteaktivitet, men på et lavere nivå enn i 2010. Den samlede letefasiliteten er derfor blitt redusert fra MNOK 4 500 til MNOK 3 500, hvorav MNOK 400 var trukket opp ved utgangen av 2011.

Viktige hendelser etter kvartalets slutt

TFO 2011

Det norske oljeselskap ble tilbudt andeler i ni lisenser i TFO-runden for 2011, inkludert tre operatørskap. Det norske er spesielt fornøyd med operatørskapet i PL 659, som ligger i Barentshavet.

Operatørskapene som er tilbudt Det norske, er: PL 659 (30 prosent), PL 626 (50 prosent), PL 414B (40 prosent). Andeler er tilbudt i: PL 652 (20 prosent), PL 627 (20 prosent), PL 619 (30 prosent), PL 494C (30 prosent), PL 102D (10 prosent) og PL 035C (25 prosent).

PL 001B Draupne

Med en felles utbygging vil Draupne bli bygget ut med en ny jacket-plattform med førstetrinns separasjon. Brønnstrømmen fra Draupne skal transporteres til Luno-plattformen for endelig prosessering og eksport til markedene. For Draupnes del forventes det at den samordnede utbyggingsløsningen med endelig prosessering av produksjonen fra Draupne på Luno-plattformen vil redusere kapitalinvesteringene, mens driftskostnadene vil øke som følge av prosesseringstariffer. Draupne vil få tilgang til prosesseringskapasitet på Luno-plattformen fra første kvartal 2016. PUD for Draupne planlegges innlevert i slutten av 2012.

Eierskap

Aker Capital AS, den største aksjonæren i Det norske oljeselskap ASA, reduserte i januar sin eierandel i selskapet til 49,99 prosent.

PL 035 Dagny

Statoil som operatør har sammen med partnerne på Dagny-feltet besluttet å bygge ut dette feltet med en fast plattform og utarbeide en plan for utbygging og drift (PUD). Dagny-feltet anslås å inneholde om lag 230 millioner fat utvinnbar olje og gass. Feltet strekker seg inn i PL 029B, hvor Det norske eier 20 prosent. Det norske nettoandel i feltet vil bli avgjort i unitiseringsforhandlinger parallelt med PUD-prosjektet, som etter planen skal ferdigstilles i desember 2012. Planlagt produksjonsstart på Dagny er i slutten av 2016.

Leteboring

Det norske er som operatør i ferd med å avslutte boreoperasjonen på Kalvklumpen-prospektet i PL 414. Brønnen var tørr. Boring på Storebjørn-prospektet i PL 450 pågår fremdeles.

Riggkontrakter

I et stramt riggmarked på norsk sokkel, har Det norske sikret tilstrekkelig riggkapasitet for sine operasjoner. Selskapet har inngått en kontrakt med Mærsk om leie av jack-up-riggen Mærsk Giant i 150 dager i 2013. Kontrakten har en verdi på MUSD 52,2. Transocean Barents (tidligere Aker Barents) er sysselsatt ut kontraktperioden. Kontrakten gjelder til juli 2014, med opsjon på ytterligere to år. En rigg er også sikret fra Mærsk for produksjonsboring på Draupne.

Økning i reserves

Selskapet har økt sine reserver fra 1,34 millioner fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2010 til 67,9 millioner fat o.e ved utgangen av 2011. Estimater for 2010 ble gjort etter Det norske Oljedirektoratets klassifiseringssystem, mens estimater for 2011 er gjort i henhold til klassifikasjonssystemet til Society of Petroleum Engineers (SPE) og inkluderer 50,2 millioner fat o.e fra Draupne.

Utsikter

Styret mener Det norske er godt posisjonert. Porteføljen har potensial til å øke produksjonen signifikant både i det korte bildet og på lengre sikt. Det er god progresjon på Jette- og Atla-prosjektene. Selskapet planlegger i tillegg å levere en plan for utbygging og drift av Draupne feltet sent i 2012.

I tillegg har Det norske et omfattende leteprogram planlagt for 2012. Planen er å delta i 10 til 13 letebrønner.

Etter inngåelsen av avtalen om en kredittfasilitet på MUSD 500 og konverteringen av MNOK 451,5 fra gjeld til egenkapital, er styret tilfreds med Det norske finansielle stilling.

Det norske oljeselskap - konsern

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	4. kvartal		01.01. - 31.12	
		2011	2010	2011	2010
Petroleumsinntekter		89 172	98 699	361 774	362 115
Andre driftsinntekter		3 212	819	10 332	3 855
Driftsinntekter		92 384	99 518	372 106	365 971
Utforskningskostnader	2	105 329	656 841	1 012 191	1 777 337
Produksjonskostnader		42 621	40 109	181 888	154 960
Lønn og lønnsrelaterte kostnader		9 061	4 723	31 732	14 763
Avskrivninger	4	21 532	22 408	78 518	159 049
Nedskrivninger	3	127 117	97 323	197 673	170 508
Andre driftskostnader		12 554	40 628	60 771	88 977
Driftskostnader		318 214	862 031	1 562 774	2 365 593
Driftsresultat		-225 830	-762 513	-1 190 668	-1 999 623
Renteinntekter	5	17 502	9 890	69 900	51 255
Annen finansinntekt	5	14 798	5 007	26 825	89 431
Rentekostnader	5	66 920	68 615	273 824	218 647
Annen finanskostnad	5	6 808	11 586	23 111	105 844
Netto finansposter		-41 429	-65 304	-200 209	-183 805
Resultat før skattekostnad		-267 259	-827 818	-1 390 877	-2 183 427
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	6	-141 846	-496 723	-931 607	-1 493 075
Periodens resultat		-125 413	-331 095	-459 270	-690 352
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		123 150 520	111 111 111	115 058 944	111 111 111
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		123 150 520	111 111 111	115 058 944	111 111 111
Resultat etter skatt pr. aksje		-1,02	-2,98	-3,99	-6,21
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		-1,02	-2,98	-3,99	-6,21

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	4. kvartal		01.01. - 31.12	
	2011	2010	2011	2010
Periodens resultat	-125 413	-331 095	-459 270	-690 352
Totalresultat	-125 413	-331 095	-459 270	-690 352
Totalresultat fordeler seg som følger:				
Majoritetsinteresse	-125 413	-331 095	-459 270	-690 352
Sum	-125 413	-331 095	-459 270	-690 352

Det norske oljeselskap - konsern

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 31.12.2011	(Revidert) 31.12.2010
EIENDELER			
Immaterielle eiendeler			
Goodwill	4	525 870	596 506
Aktiverte leteutgifter	4	2 387 360	1 802 234
Andre immaterielle eiendeler	4	905 726	1 107 693
Varige driftsmidler			
Varige driftsmidler	4	902 071	406 834
Finansielle anleggsmidler			
Andre finansielle anleggsmidler		18 423	18 210
Forskuddsbetalinger	7		106 269
Sum anleggsmidler		4 739 450	4 037 746
Varer			
Varelager		37 039	10 249
Fordringer			
Kundefordringer	11	146 188	60 719
Andre kortsiktige fordringer	8	532 538	448 221
Kortsiktige plasseringer		21 750	22 568
Derivater			6 033
Beregnet skatt til utbetaling	6	1 397 420	2 344 753
Betalingsmidler			
Betalingsmidler	9	841 599	789 330
Sum omløpsmidler		2 976 534	3 681 872
SUM EIENDELER		7 715 984	7 719 619

Det norske oljeselskap - konsern

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 31.12.2011	(Revidert) 31.12.2010
EGENKAPITAL OG GJELD			
Innskutt egenkapital			
Aksjekapital	10	127 916	111 111
Overkursfond		2 083 271	1 167 312
Annen innskutt egenkapital			17 715
Sum innskutt egenkapital		2 211 187	1 296 138
Opptjent egenkapital			
Annen egenkapital		1 465 364	1 864 035
Sum egenkapital		3 676 551	3 160 173
Avsetning for forpliktelser			
Pensjonsforpliktelser		46 944	32 070
Utsatt skatt		2 042 051	1 757 481
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser		285 201	268 227
Andre avsetninger for forpliktelser		1 643	2 429
Langsiktig gjeld			
Obligasjonslån	15	587 011	
Kortsiktig gjeld			
Obligasjonslån	14		421 668
Kortsiktig lån	12	379 550	1 110 652
Leverandørgjeld		274 308	219 984
Offentlige trekk og avgifter		18 568	20 013
Annen kortsiktig gjeld	13	404 156	726 921
Sum gjeld		4 039 432	4 559 446
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		7 715 984	7 719 619

Det norske oljeselskap - konsern

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	Aksjekapital	Overkurs fond	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 - 31.12.2010				-15 748	-674 604	-690 352
Egenkapital pr. 31.12.2010		111 111	1 167 312	17 715	1 864 035	3 160 173
Emisjon		11 111	470 153			481 264
Konvertering av lån til aksjer	14	5 694	445 806			451 500
Egenkapitaleffekt ved avvikling av datterselskap	17				42 884	42 884
Periodens totalresultat 01.01.2011 - 31.12.2011				-17 715	-441 555	-459 270
Egenkapital pr. 31.12.2011		127 916	2 083 271		1 465 364	3 676 551

Det norske oljeselskap - konsern

KONTANTSTRØMANALYSE (urevidert)

(Alle tall i NOK 1000)		4. kvartal		01.01-31.12.	
	Note	2011	2010	2011	2010
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter					
Resultat før skattekostnad		-267 259	-827 818	-1 390 877	-2 183 427
Betalte skatter i perioden		-5 195		-5 489	-1 390
Periodens mottatte skattefordring		2 323 865	2 048 448	2 323 865	2 048 448
Avskrivninger	4	21 532	22 408	78 518	159 049
Nedskrivninger	3	127 117	97 653	197 673	160 488
Kostnadsføring av mer-/mindreverdier			-331		101 575
Tilbakeføring av skatteelement mindre verdi purchase price allocation (PPA)	2	-6 000	-52 406	-17 988	-79 259
Gevinst ved innløsning av obligasjoner		-10 583		-10 583	
Tap ved salg av lisenser			19 724		19 724
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet			3 915	6 033	-27 838
Amortisering av rente- og etableringskostnader		11 161	7 767	59 438	51 518
Kostnadsføring balanseførte letebrønner i perioden	2, 4	-6 770	571 545	534 639	1 239 257
Endring i fjernings- og nedstengingsforpliktelse		4 459	3 244	17 009	12 358
Endring i lager, kreditorer og debitorer		100 462	90 761	-57 935	-51 264
Endringer i netto arbeidskapital utover endring i lager, kreditorer og debitorer samt andre tidsavgrensningsposter		-343 487	-3 940	-281 653	82 533
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		1 949 303	1 980 971	1 452 653	1 531 771
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt		-11	-765	-35	-765
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	4	-215 762	-18 714	-388 160	-102 915
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	4	-85 753	-438 191	-1 440 812	-2 162 660
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser		18 141	8 700	110 574	8 700
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-283 386	-448 970	-1 718 433	-2 257 640
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter					
Salg av egne konvertible obligasjoner		144 433		144 433	
Etableringsgebyr	15			-16 145	-61 350
Emisjon		-50		481 164	
Nedbetaling av lån		-2 406 000	-2 043 335	-2 539 850	-2 613 075
Opptak av lån		600 000	200 000	2 248 448	2 615 338
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		-1 661 617	-1 843 335	318 050	-59 088
Netto endring i betalingsmidler		4 301	-311 335	52 269	-784 957
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		837 298	1 100 663	789 330	1 574 287
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		841 599	789 329	841 599	789 330
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:					
Bankinnskudd		828 772	775 924	828 772	775 924
Bundne bankinnskudd		12 827	13 405	12 827	13 405
SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	9	841 599	789 330	841 599	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 regnskapet for 4. kvartal 2011.

Note 2 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	4. kvartal		01.01. - 31.12	
	2011	2010	2011	2010
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	26 055	13 233	100 384	229 483
Viderebelastning riggkostnader	1 734		-49 661	
Andel utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	69 520	91 469	267 291	318 350
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	5 473	10 536	13 675	20 355
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner denne periode	-12 242	561 010	520 965	1 218 902
Andel lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	11 384	33 070	142 926	108 561
Andel av forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	9 406	-70	34 600	22 341
Garanti riggkontrakt resultatført				-61 397
Reversering av skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelser	-6 000	-52 406	-17 988	-79 259
Sum utforskningskostnader	105 329	656 841	1 012 191	1 777 337

Note 3 Nedskrivninger

I tråd med selskapets regnskapsprinsipper er det foretatt nedskrivningstest av goodwill og tilhørende lisenser i 4. kvartal. Testen er utført pr 31.12. Balanseført goodwill har oppstått som følge av at IFRS 3 krever at det foretas avsetning for utsatt skatt ved virksomhetsskjøp, selv om det gjøres transaksjoner på "etter-skatt-basis" pga. §-10 vedtak i tråd med gjeldende petroleumsbeskatning. Motposten til utsatt skatt blir goodwill.

Vurderingsenheter ved vurdering av verdifall bestemmes av det laveste nivået hvor det er mulig å identifisere kontantstrømmer som er uavhengige av kontantstrømmene fra andre grupperinger av anleggsmidler. For olje- og gasseiere blir dette gjort på felt- eller lisensnivå. For balanseførte leteutgifter testes verdifall for hver brønn. Nedskrivning resultatføres når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet overstiger gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens netto salgsverdi og bruksverdi. I vurdering av bruksverdi er forventet fremtidig kontantstrøm diskontert til nåverdi ved å benytte en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer dagens markedsvurderinger på tidsverdien og den spesifikke risikoen på eiendelen.

For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Kilde for datainput til de ulike feltene er operatørens rapportering til Revidert Nasjonalbudsjett 2012 (RNB). Fremtidige kontantstrømmer blir fastsatt i de ulike lisensene på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Diskonteringsrenten som er benyttet er 10,8 prosent nominelt etter skatt. Selskapet har benyttet en langsiktig inflasjonsforventning på 2,5 prosent, samt langsiktig forventning til valutakurs på NOK/USD 6,00.

Følgende forventning om oljepris er lagt til grunn:

År	Snitt i USD
2012	101,8
2013	98,6
2014	94,6
2015	90,8
2016	87,7
2017	84,9

Prisene er basert på forwardkurve, ICE Brent Crude 31.12.2011

Det norske oljeselskap - konsern

Pr. 31.12.2010 ble det foretatt nedskrivning på ett av selskapets produserende felt. Hovedårsaken til nedskrivningen var økt estimat for fjerningsforpliktelse. Det er også foretatt en nedskrivning pr 31.12.2011. Hovedårsaken er reduserte estimater for reserver.

Basert på de gjennomførte vurderinger, er følgende nedskrivninger gjennomført pr 31.12.:

	4. kvartal		01.01.-31.12.	
	2011	2010	2011	2010
Nedskrivning/reversering av nedskrivning varige driftsmidler	30 308	37 949	30 308	37 949
Nedskrivning andre immaterielle eiendeler/lisensrett	121 677	67 817	235 278	134 967
Nedskrivning av aktiverte leteknostnader				4 866
Nedskrivning goodwill	27 677	48 255	70 636	76 523
Nedskrivning av utsatt skatt	-52 545	-56 698	-138 548	-83 798
	127 117	97 323	197 673	170 508

Ved salg av en lisens hvor selskapet historisk har innregnet utsatt skatt og goodwill i en virksomhetsoverdragelse, vil både goodwill og utsatt skatt fra virksomhetsoverdragelsen inngå i gevinst-/tapsberegningen. Ved nedskrivning av slike lisenser som følge av nedskrivningstester, anvendes tilsvarende forutsetning ved at goodwill og utsatt skatt vurderes sammen med tilhørende lisens.

Note 4 Varige driftsmidler/immaterielle 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	144 067	20 625	9 751	174 443
Avgang			981	981
Reklassifisering			-1 064	-1 064
Anskaffelseskost 30.09.2011	394 272	452 715	97 997	944 984
Akk av- og nedskrivninger 30.09.2011		365 793	46 472	412 265
Balanseført verdi 30.09.2011	394 272	86 922	51 525	532 719
Anskaffelseskost 30.09.2011	394 272	452 715	97 997	944 984
Tilgang	207 048	4 374	4 340	215 762
Reklassifisering	202 031			202 031
Anskaffelseskost 31.12.2011	803 352	457 089	102 337	1 362 778
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2011		409 250	51 456	460 706
Balanseført verdi 31.12.2011	803 352	47 839	50 881	902 071
Avskrivning 4. kvartal 2011		13 149	4 983	18 132
Avskrivninger 1.1.- 31.12.2011		45 369	19 280	64 649
Nedskrivning 4. kvartal 2011		30 308		30 308
Nedskrivning 1.1 - 31.12.2011		30 308		30 308

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			Aktiverte	
	Lisenser	Software	SUM	letebrønner	Goodwill
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	2 571	3 327	5 897	1 349 404	
Avgang	409 870	61	409 931	633 843	284 732
Reklassifisering	682	-182	500	-682	
Anskaffelseskost 30.09.2011	1 158 822	43 794	1 202 616	2 517 114	721 615
Akk av- og nedskrivninger 30.09.2011	175 306	37 351	212 657		168 069
Balanseført verdi 30.09.2011	983 517	6 443	989 960	2 517 114	553 547
Anskaffelseskost 30.09.2011	1 158 822	43 794	1 202 616	2 517 114	721 615
Tilgang	48 980	195	49 175	85 543	
Avgang	99 372		99 372	11 371	73 277
Reklassifisering	1 894		1 894	-203 925	
Anskaffelseskost 31.12.2011	1 110 325	43 989	1 154 313	2 387 360	648 338
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2011	210 252	38 335	248 587		122 468
Balanseført verdi 31.12.2011	900 072	5 654	905 726	2 387 360	525 870
Avskrivning 4. kvartal 2011	2 417	983			
Avskrivninger 1.1.- 31.12.2011	8 705	5 164			
Nedskrivning 4. kvartal 2011	121 677				27 677
Nedskrivning 1.1 - 31.12.2011	235 278				70 636

	4. kvartal 2011	01.01. - 31.12 2011
Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:		
Avskrivning av varige driftsmidler	18 132	64 649
Avskrivning av immaterielle eiendeler	3 400	13 870
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	21 532	78 518

Software avskrives lineært over levetiden som er tre år.

	4. kvartal 2011	01.01. - 31.12 2011
Avstemming av nedskrivninger i resultatregnskapet:		
Nedskrivning av varige driftsmidler	30 308	30 308
Nedskrivning av immaterielle eiendeler	121 677	235 278
Nedskrivning av goodwill	27 677	70 636
Nedskrivning utsatt skatt knyttet til nedskrivning av goodwill	-52 545	-138 548
Sum nedskrivninger i resultatregnskapet	127 117	197 673

Det norske oljeselskap - konsern

Note 5 Finansposter

	4. kvartal		01.01. - 31.12	
	2011	2010	2011	2010
Renteinntekter	17 502	9 890	69 900	51 255
Avkastning på finansielle plasseringer	10 583	518	10 731	1 093
Valutagevinst	4 215	4 489	16 094	51 395
Verdiendring derivater				36 944
Sum annen finansinntekt	14 798	5 007	26 825	89 431
Rentekostnader	61 287	63 502	219 913	198 197
Kapitalisering renter Jette*	-5 528		-5 528	
Amortisering av lånekostnader	11 161	5 113	59 439	20 451
Sum rentekostnader	66 920	68 615	273 824	218 647
Valutatap	6 423	7 671	15 163	40 854
Kostnadsføring av merverdi relatert til virksomhetsoverdragelser				60 555
Verdiendring derivater		3 915	6 983	3 915
Verdinedgang finansielle investeringer	385		966	520
Sum annen finanskostnad	6 808	11 586	23 111	105 844
Sum netto finansposter	-41 429	-65 304	-200 209	-183 805

* Benyttet kapitaliseringssats på 8,13%

Note 6 Skatt

	4. kvartal		01.01. - 31.12	
	2011	2010	2011	2010
Skattekostnad består av:				
Beregnet skatt tilgode som følge av utforskningskostnader	-161 857	-475 138	-1 397 420	-2 276 417
Beregnet skatt til gode som følge av opphørt virksomhet		-68 336		-68 336
Tilbakeført skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA), ført mot utforskningskostnader	6 000	52 406	17 988	79 259
Endring av tidligere års ligning	3 678	7 745	3 678	9 625
Endring utsatt skatt	11 352	-13 397	444 872	803 929
Korrigerings av avvik mellom regnskap og ligning pr 1/1	-1 018		-724	
Skatt på mer-/mindreverdi kostnadsført i perioden				-41 135
Sum skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	-141 846	-496 723	-931 607	-1 493 075

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 kortsiktig post. Denne forventes utbetalt i desember 2012.

Det norske oljeselskap - konsern

Note 7 Forskuddsbetalinger og leie av borerigg - langsiktig

	31.12.2011	31.12.2010
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering		157 112
Mindreverdi riggkontrakt		-50 843
<i>Sum forskuddsbetaling Transocean Barents</i>		<i>106 269</i>
Sum forskuddsbetaling og leie av borerigg		106 269

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. Rigginntakskostnader kostnadsføres og tilbakeføres ved utfakturering til de lisensene som benytter riggen. Konsernet har splittet disse kostnadene i en langsiktig og en kortsiktig del, i henhold til når utfakturering vil skje. Konsernet har klassifisert NOK 113 029 som "Andre kortsiktige fordringer", da disse vil bli utfakturert innen ett år, se note 8.

Note 8 Andre kortsiktige fordringer

	31.12.2011	31.12.2010
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	53 405	47 446
Tilgode merverdiavgift	9 314	15 113
Mindreuttak (opptjent inntekt)	44 028	19 839
Garantikonto usikret pensjonsordning		6 356
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	312 763	202 942
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering	155 189	240 878
Mindreverdi riggkontrakt ved virksomhetsoverdragelse	-42 160	-84 353
<i>Sum forskuddsbetaling riggkontrakt</i>	<i>113 029</i>	<i>156 525</i>
Sum andre kortsiktige fordringer	532 538	448 221

Note 9 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler:	31.12.2011	31.12.2010
Kontanter	2	21
Bankinnskudd	828 771	775 903
Bundne midler (skattetrekk)	12 827	13 405
Sum betalingsmidler	841 599	789 330
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	903 094	946 166

Det norske oljeselskap - konsern

Note 10 Aksjekapital

	31.12.2011	31.12.2010
Aksjekapital	127 916	111 111
Antall aksjer i hele tusen	127 916	111 111
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00

Det norske oljeselskap ASA gjennomførte i tredje kvartal en rettet emisjon mot norske og utenlandske institusjonelle investorer. Emisjonen tilsvarte 10 prosent av aksjene. Selskapet ble tilført MNOK 481 etter fratrekk for emisjonskostnader. Etter emisjonen økte antall aksjer til 122 222 222. I fjerde kvartal ble det usikrede konvertible obligasjonslånet AKX01 konvertert til egenkapital jfr. note 14. Etter konverteringen økte antall aksjer til 127 915 786.

Note 11 Kundefordringer

	31.12.2011	31.12.2010
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	32 292	41 626
Utfakturering knyttet til rigg m.m	112 641	19 876
Urealisert valutatap kundefordringer	1 254	-784
Sum kundefordringer	146 188	60 719

Note 12 Kortsiktige lån

	31.12.2011	31.12.2010
Letefasilitet i DnB NOR	400 000	1 151 552
Amortisert lånekostnad	-20 450	-40 900
Sum kortsiktig lån	379 550	1 110 652

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 letetekstnader. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet fram til 31. desember 2012 og siste nedbetaling skal skje i desember 2013.

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 1,25 prosent.

For informasjon om ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån, se note 9 "Betalingsmidler".

Det norske har i fjerde kvartal inngått en avtale om 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 inngås med Bookrunners og Mandated Lead Arrangers DNB, Nordea og SEB, med forbehold om endelig låneavtale. Bankene vil syndikere fasiliteten til en utvalgt gruppe av banker.

Note 13 Annen kortsiktig gjeld

	31.12.2011	31.12.2010
Kortsiktig gjeld relatert til overcall i lisenser	60 731	203 588
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	155 766	265 004
Annen kortsiktig gjeld	187 658	258 329
Sum annen kortsiktig gjeld	404 156	726 921

Det norske oljeselskap - konsern

Note 14 Konvertibelt obligasjonslån

	31.12.2011	31.12.2010
Hovedstol konvertibelt lån Norsk Tillitsmann	457 500	457 500
Egenkapitalandel av konvertibelt lån ved førstegangsinnregning	-98 991	-98 991
Akkumulert amortisering av egenkapitalandel	98 991	74 388
Merverdi knyttet til virksomhetsoverdragelse		-11 228
Nedbetaling av lån	-6 000	
Konvertering til aksjer	-451 500	
Sum konvertibelt obligasjonslån langsiktig		421 668

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

	31.12.2011	31.12.2010
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann	600 000	
Etableringsgebyr og kurtasje ved etablering	-16 145	
Amortisering av etableringskostnader	3 156	
Sum obligasjonslån	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 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.

Note 17 Egenkapitaleffekt ved avvikling av datterselskap

Morselskapet har i fjerde kvartal 2011 avviklet datterselskapet Det norske oljeselskap AS, og dermed opphører også konsernet. I forbindelse med dette oppstår det en positiv regnskapsmessig effekt på egenkapitalen og andre immatrielle eiendeler med MNOK 42,9.

Det norske oljeselskap - konsern

Note 18: Investering i felles kontrollerte eiendeler

Utvinningstillatelser der Det norske er operatør:			Utvinningstillatelser der Det norske er partner:		
Lisens	31.12.2011	31.12.2010	Lisens	31.12.2011	31.12.2010
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*	0,0 %	60,0 %	PL 272	25,0 %	25,0 %
PL 414	40,0 %	40,0 %	PL 283*	0,0 %	25,0 %
PL 447*	0,0 %	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*	0,0 %	100,0 %	PL 416	15,0 %	15,0 %
PL 468	95,0 %	95,0 %	PL 438****	10,0 %	0,0 %
PL 468B**	95,0 %	0,0 %	PL 440S	10,0 %	10,0 %
PL 476*	0,0 %	40,0 %	PL 442	20,0 %	20,0 %
PL 482	65,0 %	65,0 %	PL 451*	0,0 %	40,0 %
PL 491*	0,0 %	50,0 %	PL 453S	25,0 %	25,0 %
PL 497	35,0 %	35,0 %	PL 462S*	0,0 %	30,0 %
PL 497B	35,0 %	35,0 %	PL 469*	0,0 %	25,0 %
PL 500	35,0 %	35,0 %	PL 485*	0,0 %	15,0 %
PL 504	58,5 %	58,5 %	PL 490	0,0 %	30,0 %
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 %	0,0 %
PL 548S	40,0 %	40,0 %	PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 549S	35,0 %	35,0 %	PL 508S	30,0 %	30,0 %
PL 553	40,0 %	40,0 %	PL 522****	10,0 %	20,0 %
PL 573S**	35,0 %	0,0 %	PL 523	20,0 %	20,0 %
PL 593**	60,0 %	0,0 %	PL 533	20,0 %	20,0 %
			PL 535	0,0 %	20,0 %
			PL 538	30,0 %	30,0 %
			PL 554****	20,0 %	40,0 %
			PL 554B**/****	20,0 %	0,0 %
			PL 558	20,0 %	20,0 %
			PL 561	20,0 %	20,0 %
			PL 563	30,0 %	30,0 %
			PL 567**	40,0 %	0,0 %
			PL 568**	20,0 %	0,0 %
			PL 571**	40,0 %	0,0 %
			PL 613***	35,0 %	0,0 %
Antall	28	30	Antall	37	37

* Tilbakeleverte lisenser

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2010. Tilbudene ble kunngjort i januar 2011.

*** Ordinær konsesjonstildeling, 21. runde

**** Lisenstransaksjoner

Det norske har gitt beskjed om uttreden av PL 500 og PL 028S. Lisens PL 468 og PL 468B er søkt tilbakelevert. Det norske har inngått avtale om at North Energy skal kjøpe 15% i PL 450.

I tildeling i forhåndsdefinerte områder 2011 ble Det norske tildelt operatørskap i PL 659 (30%), 626 (50%) og PL 414B (40%). Selskapet har som partner fått tildelt PL 652 (20%), PL 627 (20%), PL 619 (30%), PL 494C (30%), PL 102D (10%) og PL 035C (25%). Tilbudene ble kunngjort i januar 2012.

Det norske oljeselskap - konsern

Note 19 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2011				2010				2009
	4. kvartal	3. kvartal	2. kvartal	1. kvartal	4. kvartal	3. kvartal	2. kvartal	1. kvartal	4. kvartal
Driftsinntekter	92 384	81 843	96 293	101 586	99 518	80 643	88 671	97 138	73 714
Utforskningskostnader	105 329	119 927	177 791	609 143	656 841	209 065	367 219	544 211	409 945
Produksjonskostnader	42 621	42 894	52 336	44 037	40 109	36 505	38 035	40 311	31 220
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	9 061	5 905	10 133	6 634	4 723	7 548	1 412	1 080	-4 054
Avskrivninger	21 532	17 044	20 618	19 324	22 408	41 749	44 121	50 772	16 587
Nedskrivninger	127 117		28 045	42 511	97 323	24 442	32 748	15 995	213 304
Andre driftskostnader	12 554	14 785	15 222	18 210	40 628	14 447	14 476	19 426	32 903
Driftskostnader	318 214	200 555	304 146	739 859	862 032	333 756	498 011	671 795	699 905
Driftsresultat	-225 830	-118 712	-207 853	-638 273	-762 514	-253 113	-409 340	-574 657	-626 193
Netto finansposter	-41 429	-36 239	-51 758	-70 784	-65 304	-55 696	7 952	-70 757	5 164
Resultat før skatt	-267 259	-154 951	-259 611	-709 057	-827 818	-308 808	-401 387	-645 414	-621 029
Skattekostnad	-141 846	-114 957	-217 450	-457 354	-496 723	-228 684	-296 566	-471 102	-241 725
Periodens resultat	-125 413	-39 993	-42 161	-251 703	-331 095	-80 124	-104 821	-174 312	-379 304



DET NORSKE

www.detnor.no