



Lundin Petroleum AB (publ)

Organisationsnummer 556610-8055

**BOKSLUTSRAPPORT
2011**

Tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2011

- Produktion om 33 300 boepd – upp med 9 procent från 2010
- Resultat efter skatt om 155,2 MUSD – upp med 20 procent från 2010
- EBITDA om 1 012,1 MUSD - upp med 68 procent från 2010
- Operativt kassaflöde om 676,2 MUSD - upp med 18 procent från 2010
- Nettoskuld om 133 MUSD – ner från 410 MUSD vid slutet av 2010
- Fyndigheten Johan Sverdrup (den kombinerade fyndigheten har ändrat namn från Avaldsnes/Aldous Major South) innehåller mellan 1,7 miljarder och 3,3 miljarder utvinningsbara betingade bruttoresurser. En av de största fyndigheterna någonsin på den norska kontinentalsockeln.
- En ökning om 21 procent av bevisade och sannolika reserver jämfört med den 31 december 2010 och en ersättningsgrad om 264 procent
- Två gasfyndigheter och en oljefyndighet, offshore Malaysia
- Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet, offshore Norge, godkänd
- Tio norska licenser erhållna i 2011 års norska licensrunda, fyra som operatör

Fjärde kvartalet som avslutades den 31 december 2011

- Produktion om 34 700 boepd
- Resultat efter skatt om -14,0 MUSD
- EBITDA om 244,8 MUSD
- Operativt kassaflöde om 89,4 MUSD
- Oljefyndigheten Janglau på block PM308, offshore, Malaysia

	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Produktion i Mboepd, brutto	33,3	34,7	30,5	32,6
Rörelsens intäkter i MUSD	1 269,5	323,0	798,6	240,1
Periodens resultat i MUSD	155,2	-14,0	129,5	86,6
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	160,1	-12,5	142,9	90,4
Vinst/aktie i USD¹	0,51	-0,05	0,46	0,29
Vinst/aktie efter full utspädning i USD¹	0,51	-0,05	0,46	0,29
EBITDA i MUSD	1 012,1	244,8	603,5	177,7
Operativt kassaflöde i MUSD	676,2	89,4	573,4	156,9

Beloppen i ovanstående tabell baseras på kvarvarande verksamhet.

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleum's hemsida, www.lundin-petroleum.com, under rubriken "Definitioner".

Förkortningar

EBITDA	Vinst före räntor, skatt, av- och nedskrivningar
CHF	Schweiz francs
EUR	Euro
GBP	Brittiska pund
NOK	Norska kronor
RUR	Ryska rubler
SEK	Svenska kronor
USD	USA dollar
TSEK	Tusental svenska kronor
TUSD	Tusental USA dollar
MSEK	Miljontal svenska kronor
MUSD	Miljontal USA dollar

Oljerelaterade förkortningar

boe	Fat oljeekvivalenter
boepd	Fat oljeekvivalenter per dag
bopd	Fat olja per dag
Mbbl	Tusen fat (latin: Mille)
Mboe	Tusen fat oljeekvivalenter
Mboepd	Tusen fat oljeekvivalenter per dag
Mbopd	Tusen fat olja per dag

Kära aktieägare

Det gläder mig att uppdatera er om Lundin Petroleum's utveckling till följd av vår exceptionella framgång under 2011. 2011 var transformerande för bolaget då det stod klart att Avaldsnes/Aldous (som ändrat namn till Johan Sverdrup) är en av de största fyndigheter som någonsin gjorts i Nordsjön. Vår strategi som grundar sig på organisk tillväxt genom prospektering har levererat fantastisk framgång vilket har resulterat i en 100-procentig ökning av Lundin Petroleum's aktiekurs under 2011, vilket motsvarar ett ökat aktieägarvärde om 27 miljarder kronor.

Den största nyheten under året var helt klart de ökade betingade resurserna för Avaldsnesfyndigheten, offshore Norge. Som vi tidigare indikerat sträcker sig Avaldsnesstrukturen västerut in i PL265 där Statoil är operatör och detta bekräftades med fyndigheten Aldous Major South. Avaldsnes och Aldous Major South är i själva verket ett enda sammanhängande gigantiskt oljefält. Vårt utvärderingsborrningsprogram för Avaldsnes i PL501, där vi är operatör, tillsammans med Statoils fyndighetsborrnning och efterföljande utvärderingsborrnning i PL265, har bekräftat att tjocklek och kvalitet i reservoaren från juraålder är bättre än man tidigare antagit. Detta har resulterat i att Lundin Petroleum ökat det betingade resursintervallet för fyndigheten Avaldsnes i PL501 till mellan 800 miljoner och 1,8 miljarder fat, brutto, av utvinningsbar olja. Statoil har meddelat ett betingat resursintervall om mellan 900 miljoner och 1,5 miljarder fat, brutto, av utvinningsbar olja för fyndigheten Aldous Major South i PL265. Som ett resultat uppskattas fyndigheten Johan Sverdrup innehålla betingade bruttoresurser om mellan 1,7 och 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja. Detta gör fyndigheten till en av de fem största fyndigheterna som någonsin gjorts på den norska kontinentalsockeln och den största sedan mitten av 1980-talet. Fyndigheten är vidare belägen på 115 meters vattendjup, i en reservoar på mindre än 2 000 meter, i närheten av existerande infrastruktur med ledig kapacitet och består av olja av utmärkt kvalitet. Det är verkligen anmärkningsvärt att en fyndighet av denna storlek och kvalitet har gjorts av Lundin Petroleum, i hjärtat av den norska Nordsjön, 45 år efter att man började prospektera i området.

Prioriteten för 2012 är att till fullo utvärdera fyndigheten för att bättre definiera resursintervallet och bidra med information för planering av utbyggnaden. Resultaten av den första utvärderingsborrnningen under 2012, vars målsättning var den södra förlängningen av fyndigheten, var en besvikelse då den översta reservoaren påträffades djupare än förväntat och under kontakten mellan olja och vatten. Utvärderingsborrnning kommer dock att fortsätta med sannolikt ytterligare fem till sju nya borrnningar i PL501 och PL265 under 2012. Parallellt med utvärderingsprogrammet arbetar vi nära med Statoil och våra partners för att föra den konceptuella projektplaneringen vidare. Fyndigheten kommer att vara en stor bidragsgivare till produktionen från Nordsjön under många år framöver och kommer att vara en av de mest värdefulla fyndigheterna som någonsin gjorts i Nordsjön tack vare dess storlek, läge och reservoarkvalitet.

Finansiellt resultat

Lundin Petroleum producerade ett utmärkt finansiellt resultat för 2011 med ett resultat efter skatt för året om 155,2 MUSD. Det starka produktionsresultatet har fortsatt och resulterat i operativt kassaflöde om 676,2 MUSD och EBITDA om 1 012,1 MUSD för året. Vår balansräkning är fortsatt lågt belånad med en nettoskuld på enbart 133 MUSD med tillgångar som understödjer en mycket högre belåningsgrad om så krävs. Vi förväntar oss att fortsätta generera ett starkt operativt kassaflöde från våra producerande tillgångar vilket kommer att utgöra den primära finansieringskällan för våra framtida utbyggnads- och prospekteringsutgifter. Som en följd av att Lunofältets utbyggnadsprojekt går vidare kommer vi sannolikt omförhandla vår existerande reservbaserade kreditfacilitet under 2012 för att förse bolaget med ytterligare finansiell flexibilitet.

Lundin Petroleum har inte sökt finansiering från aktieägarna sedan den initiala nyemissionen om 50 miljoner USD då bolaget bildades för 10 år sedan. Vår tillväxt har finansierats från internt genererade kassaflöden och konservativt utnyttjande av banklån. Denna finansiella strategi kommer att fortsätta och det är osannolikt att ytterligare eget kapital kommer att krävas inom överskådlig framtid.

Resurser

Vi har varit mycket framgångsrika med att öka vår reservbas genom prospekteringsborrnning och detta fortsatte under 2011. Våra bevisade och sannolika reserver, som är föremål för en oberoende revision av Gaffney, Cline & Associates, ökade med över 20 procent till 211 MMboe och vi har återigen uppnått en enastående reservsättningsgrad om 264 procent. De producerande Alvhheim- och Volundfälten fortsatte att bidra med ökade reserver, liksom Tellusfyndigheten som nu är inbegripen i utbyggnaden av Luno.

Utöver våra reserver ökade våra betingade resurser med över 200 procent till 851 MMboe, framförallt som en följd av Johan Sverdrupfältet. Lundin Petroleum har därmed ökat sina reserver och betingade resurser, netto, till över en miljard fat.

Produktion

Under 2011 var produktionen i genomsnitt 33 300 fat oljeekvivalenter per dag (boepd), vilket motsvarar den övre delen av vår prognos. Produktionen under det fjärde kvartalet om 34 700 boepd var särskilt stark till följd av resultatet från Volundfältet, offshore Norge, som alltså är över förväntan. Vår produktionsprognos för 2012 är mellan 32 000 - 38 000 boepd, vilket motsvarar en ökning om 5 procent från 2011 vid medelpunkten av vår prognos. Produktionsstarten av Gaupefältet, offshore Norge, i slutet av det första kvartalet, samt nya produktionsborrnningar på både Alvhheim- och Volundfälten, kommer att vara drivande för produktionsökningen under 2012.

Utbyggnad

Vi har gjort strålande framsteg med våra utbyggnadsprojekt och är inom tidsplanen för att uppnå den uppskattade fördubblingen av vår produktion till slutet av 2015. Produktionsmålet om 70 000 boepd kommer främst att drivas av våra olika norska utbyggnadsprojekt. Även om det är för tidigt att prata om produktionsuppskattningar från Johan Sverdrupfältet, tror jag att det är konservativt att anta att vår nettoproduktion återigen kommer att mer än fördubblas efter produktionsstart av detta fält.

Om vi kort tittar på utvecklingen av våra olika utbyggnadsprojekt:

- Vi har lämnat in utbyggnadsplanen för Luno- och Tellusfyndigheterna. Lunoutbyggnaden är ett stort fristående utbyggnadsprojekt där Lundin Petroleum är operatör och innefattar konstruktionen av en ny produktionsplattform och tillhörande pipelines samt genomförandet av 15 nya borrnningar. Utbyggnaden kommer att kosta cirka 4 miljarder USD, brutto med en uppskattad toppproduktion, brutto, om 90 000 boepd. Lunos anläggning utformas på ett sätt som möjliggör en koordinerad utbyggnad av den närbelägna Draupnefyndigheten där Det norske oljeselskap ASA är operatör. Jag förväntar mig att en kommersiell överenskommelse slutförs snart angående en gemensam koordinerad utbyggnad av Luno och Draupne. Lunoplattformens avsedda kapacitet kommer att vara över 120 000 boepd när Draupnes produktion kombineras med den från Lunofältet.

- Gaupes utbyggnadsborrnningar är slutförda och anläggningen är till största delen färdig. Vi väntar nu på att fartyget som lägger ut pipelines anländer för att kunna slutföra utbyggnaden och påbörja produktionen. Vädret i Nordsjön har denna vinter varit extremt dåligt och har försenat arbetet, vilket innebär att vi nu förväntar oss att produktionen påbörjas i slutet av det första kvartalet 2012.

BREV TILL AKTIEÄGARE

-Vi har fått godkännande från det norska petroleum- och energidepartementet för utbyggnadsplanen för Brynhildfältet och går nu vidare med utförandet av projektet. Produktionsstart, med uppskattad bruttoproduktion om 12 000 boepd, förväntas i slutet av 2013.

-Vi planerar att lämna in utbyggnadsplanen för Bøylas återkoppling under havsytan till Alvhheim FPSO:n under det första halvåret 2012.

Prospektering

Vår inställning har alltid varit att den norska kontinentalsockeln representerar ett område med utmärkt prospekteringspotential trots att den ansetts vara ett moget område. De historiskt sett högre skatterna i förhållande till Storbritannien, tillsammans med det faktum att oberoende oljebolag inte varit aktiva i Norge mer än 10 år, innebar att prospekteringsaktiviteten var mycket lägre i Norge än i Storbritannien. De geologiska förutsättningarna är i princip desamma och den lägre borraktiviteten i Norge skapar därför en möjlighet för aktiva prospekteringsdrivna bolag som Lundin Petroleum. Våra prospekteringsframgångar med fyndigheter som Volund, Luno, Apollo och nu Johan Sverdrup visar tydligt att den strategin har fungerat.

Vi är hur som helst övertygade om att det finns mer att hitta. Trots att prioritet ges till utvärderingen av Johan Sverdrup beträffande riggkapacitet har vi ett aktivt prospekteringsprogram i Norge under 2012 med åtta nya prospekteringsborrningar. Vi kommer att genomföra tre nya prospekteringsborrningar i den södra delen av Utsira höjden där vi anser att vi har mycket god kännedom av området under havsbotten. Prospekteringsborrning kommer att fortsätta under 2013. Vi kommer att genomföra borrningen Albert i Møre Basin i norra Nordsjön i närheten av nyligen gjorda intressanta fyndigheter i Storbritannien och Norge. I Barents hav, där vi är en av de största innehavarna av areal, har vi områden nära Statoils fyndigheter Skrugard och Havis och vi kommer att genomföra en prospekteringsborrning där under 2012.

Vi fortsätter att framgångsrikt förvärva ny areal i de norska licensrundorna. Lundin Petroleum tilldelades 10 nya licenser i licensrundan APA 2011 som offentliggjordes i januari 2012.

Vårt prospekteringsborrningsprogram i Malaysia fortskrider väl. Gasfyndigheten Tarap som meddelades under det andra kvartalet har följts av ytterligare en gasfyndighet i Cempulut. De två fyndigheterna tillsammans med en tredje befintlig fyndighet i vår licens innebär att vi har betingade resurser på över 250 miljarder kubik fot (bcf) gas i block SB303, offshore Sabah, östra Malaysia. Dessa resurser är sannolikt tillräckliga för att överväga en klusterutbyggnad i ett område med ökande gasunderskott. Vi har gjort två oljefyndigheter offshore den Malaysiska halvön och tittar nu på utbyggnadsalternativ för Bertamfältet. Vårt malaysiska borrprogram kommer att fortsätta under 2012 med ytterligare fem borrningar.

Framtiden

Vi har skapat betydande aktieägarvärde under de senaste 10 åren allt sedan Lundin Petroleum grundades. Vi är idag en av de största oberoende prospekterings- och produktionsbolagen i Europa. Vårt prospekteringsteam har bevisat att vår strategi för organisk tillväxt i Norge har varit framgångsrik och jag tror att vi är på rätt spår för att återskapa detta i Malaysia. Vi tror starkt att mer framgång följer i framtiden. Vi har medarbetarna, licenserna, tillgång till teknik och den finansiella kapaciteten för att vidare öka våra resurser vilket kommer att leda till ytterligare öknings av aktieägarvärdet.

Vi har samtidigt expanderat vår organisation till att bygga ut våra fyndigheter och har den finansiella kapaciteten som krävs för att leda dessa projekt till produktion. I en värld där det blir allt svårare att hitta konventionella oljeresurser i bevisade petroleumsystem belägna i politiskt stabila områden, är jag övertygad om att värdet av dessa resurser kommer att öka med tiden. Året 2011 har varit en fantastisk upplevelse men viktigare än så är att framtiden är mycket spännande och jag, samt Lundin Petroleums team, är fokuserade på ert bolags fortsatta framgång.

Med vänlig hälsning

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

VERKSAMHETEN

EUROPA

Norge

Lundin Petroleum's nettoproduktion i Norge för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2011 (rapporteringsperiod) var 23 200 fat oljeekvivalenter per dag (boepd).

Nettoproduktionen för rapporteringsperioden från Alvheimfältet, offshore Norge, (Lundin Petroleum's licensandel (l.a.) 15%) var 11 200 boepd. Alvheimfältet har varit i produktion sedan juni 2008 och fortsätter att överträffa förväntningarna. Det utmärkta resultatet från reservoarerne har resulterat i ökade utvinningsbara bruttoreserver under 2011 till 282 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe), vilket motsvarar en 69-procentig ökning i maximal utvinning från tidpunkten då Alvheimfältets utbyggnadsplan var slutförd 2005. Fas 2 av Alvheim's utbyggnadsborrningar påbörjades 2010 och har slutförts. Två utbyggnadsborrningar sattes i produktion i oktober 2011. En tredje borrning sattes i produktion i januari 2012. En fas 3 utbyggnadsborrning kommer att genomföras under 2012. Utvinningskostnaden för Alvheimfältet under 2011 var cirka 5,00 USD per fat.

Nettoproduktionen från Volundfältet (l.a. 35%) uppgick till 12 000 boepd för rapporteringsperioden och överträffade väsentligt förväntningarna. Produktionsstart från Volundfältet skedde i april 2010 och produktionen ökade under året till platåproduktion i takt med att utbyggnadsborrningarna med framgång slutförts. Under rapporteringsperioden översteg Volundfältets produktion sin fulla kapacitet på Alvheim FPSO:n om 8 700 boepd netto, då den utnyttjade ytterligare tillgänglig kapacitet. Ytterligare en utbyggnadsborrning kommer att genomföras på Volund under 2012.

I oktober 2009 meddelades en ny fyndighet på strukturen Bøyla i PL340 (l.a. 15%). Bøylafältet innehåller utvinningsbara betingade bruttoresurser om 21 MMboe och kommer att byggas ut som en återkoppling under vattnet till Alvheim FPSO:n. En utbyggnadsplan för Bøylafältet kommer att lämnas in under första halvåret 2012 med förväntad produktionsstart 2014. Under första kvartalet 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Caterpillar i PL340BS som ännu en ny oljefyndighet. Caterpillar, belägen nära Bøylafältet, kommer nu sannolikt att byggas ut genom Bøylas utbyggnadsanläggning på havsbotten.

Lunofältet i PL338 (l.a. 50%) upptäcktes 2007 och har därefter utvärderats med ytterligare två borrningar.

I april 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Tellus i PL338 som en oljefyndighet. Tellusfyndigheten är en nordlig förlängning av Lunofältet. Två reservoartester genomfördes i Tellusborrningen, av vilka den första genomfördes i sprucken grundsten och var det första framgångsrika fullskaliga testet i grundsten på den norska kontinentalsockeln. Den potentiella kommersiella produktionen från sprucken grundsten är positivt för att kunna addera resurser från detta intervall i fyndigheten Luno South och omkringliggande område.

Luno- och Tellusfyndigheterna kommer att byggas ut som ett fält. I januari 2012 lämnades en utbyggnadsplan in för Lunofältet till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen innefattar en koordinerad utbyggnadslösning för Lunofältet med det närliggande Draupnefältet i PL001B med Det norske oljeselskap ASA som operatör. Förhandlingar pågår med Det norske oljeselskap ASA beträffande en koordinerad utbyggnadslösning och förväntningen är att ett avtal

sluts inom kort. Produktionsstart för Lunofältet förväntas ske i slutet av 2015 med en förväntad toppproduktion, brutto, om cirka 90 000 boepd. Lunoplattformens avsedda kapacitet kommer att uppgå till mer än 120 000 boepd när Draupnes produktion kombineras med Lunofältets. Bruttokapitalkostnaden för utbyggnaden av Lunofältet, som inkluderar plattform, pipelines och 15 borrningar, uppskattas till 4 miljarder USD. Lunofältet innehåller 186 (MMboe) av bevisade och sannolika bruttoreserver. Ett kontrakt har tilldelats Kvaerner för ingenjörarbete, inköp och konstruktion av jacketstrukturen för Lunoplattformen. Ett kontrakt har tilldelats Rowan Companies Inc. för en jack-up rigg som skall genomföra utbyggnadsborrningarna på Luno.

En prospekteringsborrning i PL501 (l.a. 40%) med målsättning att nå strukturen Avaldsnes genomfördes med framgång under det tredje kvartalet 2010 och resulterade i en oljefyndighet. Efter fyndighetsborrningen uppskattades fyndigheten Avaldsnes innehålla utvinningsbara betingade bruttoresurser om 100 till 400 MMboe i licensen PL501 och att den av en förkastning kontrollerade strukturen sträckte sig västerut in i PL265 (l.a. 10%).

Under 2011 har två utvärderingsborrningar 16/3-4 och 16/2-7, båda med sidospårsborrningar, slutförts med framgång. Utvärderingsborrningarna bekräftade förlängningen av Avaldsnesfyndigheten mot sydost och söder. Båda borrningarna bekräftade utmärkt kvalitet av egenskaperna i reservoar från juraålder som ett resultat av omfattande insamling av borrhävar och loggar. Borrningarna påträffade oljeförande reservoar av bättre tjocklek och kvalitet än fyndighetsborrningen och den första utvärderingsborrningen testade en genomsnittlig produktionsnivå om över 5 500 boepd genom begränsande ventiler. I augusti 2011 offentliggjorde Statoil, operatör för PL265, fyndigheten Aldous Major South med borrningen 16/2-8 som påträffade en oljekolonn på 65 meter av utmärkt sandstensreservoar från juraålder. En utvärderingsborrning av Aldous Major South genomfördes med framgång i oktober 2011 med borrningen 16/2-10. Som ett resultat av utvärderingsborrningarna på Avaldsnes och Aldous Major South är det nu bekräftat att de båda fyndigheterna är ett sammanhängande gigantiskt oljefält som i januari 2012 ändrade namn till Johan Sverdrupfältet. Till följd av 2011 års utvärderingsborrningsprogram har Lundin Petroleum offentliggjort ett intervall av utvinningsbara betingade bruttoresurser för fyndigheten Avaldsnes i PL501 på mellan 800 miljoner och 1,8 miljarder fat som har reviderats av Gaffney Cline & Associates. Statoil har på liknande sätt offentliggjort ett intervall av utvinningsbara betingade bruttoresurser i PL265 på mellan 900 miljoner och 1,5 miljarder fat olja. Johan Sverdrupfyndigheten uppskattas därför innehålla betingade resurser om 1,7 till 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja, vilket utgör en av de största fyndigheterna på den norska kontinentalsockeln någonsin och den största sedan mitten av 1980-talet. Fyndigheten är belägen på ett vattendjup på 115 meter, reservoaren ligger på ett djup på mindre än 2 000 meter och fältet är beläget 35 km från Granefältets infrastruktur med betydande ledig kapacitet. Oljan är cirka 28 grader API och av utmärkt kvalitet.

Den tredje utvärderingsborrningen 16/5-2S i PL501 slutfördes i januari 2012. Målsättningen med borrningen var att avgränsa den södra flanken av Avaldsnesfyndigheten. Trots att borrningen påträffade sandstensreservoar av god kvalitet från juraålder, påträffades reservoaren djupare än förväntat och till följd därav under kontakten mellan olja och vatten. Resultatet av denna borrning kommer sannolikt att minska de nuvarande resursuppskattningarna för den södra delen av Avaldsnesfyndigheten.

Under det tredje kvartalet 2011 slutförde Statoil som operatör även borrhningen av den potentiella strukturen Aldous Major North i PL265. Borrhningen påträffade en oljekolonn i en övre reservoar från tidig juraålder som var tunnare och av mindre god kvalitet än förväntat. Ytterligare utvärderingsborrningar krävs för att bestämma huruvida Aldous Major North är kommersiell.

Åtminstone tre ytterligare utvärderingsborrningar i PL501 kommer att genomföras under 2012 och Statoil kommer sannolikt att genomföra ytterligare två utvärderingsborrningar i PL265 under 2012. Utvärderingsprogrammet kommer att definiera de utvinningsbara resurserna och bistå arbetet med strategin för utbyggnadsplanen. Fyndigheten Avaldsnes/Aldous Major South kommer att samordnas såsom ett fält och Lundin Petroleum som operatör för PL501 och Statoil som operatör för PL265 är överens om att tillsammans arbeta med utbyggnaden som högsta prioritet.

Ytterligare prospekteringsborrning kommer att ske under 2012 i södra delen av området kring Utsira höjden med borrhningen av den potentiella strukturen Luno II i PL359 (l.a. 40%), strukturen Jorvik i PL338 (l.a. 50%) och strukturen Biotitt i PL544 (l.a. 70%). Ytterligare potential har identifierats i området där ytterligare prospekteringsborrningar kommer att fortsätta under 2013.

Utbyggnadsplanen för Gaupefältet i PL292 (l.a. 40%) godkändes i juni 2010 och produktionsstart förväntas ske i slutet av det första kvartalet 2012. Gaupefältet med BG Group som operatör, har uppskattade bevisade och sannolika bruttoreserver om cirka 31 MMboe och förväntas producera 5 000 boepd på platånivå, netto Lundin Petroleum.

Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet (tidigare kallat Nemo) i PL148 (l.a. 70%) godkändes av det norska petroleum- och oljedepartementet i november 2011. Brynhildfältet innehåller bevisade och sannolika bruttoreserver om 20 MMboe och förväntas producera 8 400 boepd på platånivå, netto Lundin Petroleum, med förväntad produktionsstart i slutet av 2013. Utbyggnaden innefattar fyra borrhningar som kopplas tillbaka till Piercefältets produktionsanläggning i den brittiska sektorn av Nordsjön där Shell är operatör. I november 2011 ökade Lundin Petroleum sin licensandel i PL148 där Brynhildfältet är beläget från 50 procent till 70 procent.

I januari 2011 tilldelades Lundin Petroleum tio prospekteringslicenser i licensrundan APA 2010 av vilka sex med Lundin Petroleum som operatör. I april 2011 tilldelades Lundin Petroleum, som operatör, licens PL609 i den 21:a norska licensrundan. PL609 (l.a. 40%) är belägen i Barents hav, öster om Statoils nya stora oljefyndighet Skrugard som uppskattas av Statoil innehålla mellan 150 till 250 MMboe. I januari 2012 tilldelades Lundin Petroleum ytterligare tio prospekteringslicenser i licensrundan APA 2011 av vilka fyra med Lundin Petroleum som operatör.

I juli 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Skalle i PL438 (l.a. 25%) som en gasfyndighet med uppskattade betingade bruttoresurser om mellan 88 och 283 miljarder kubikfot (bcf). Skallefyndigheten är belägen cirka 25 km från det producerande gasfältet Snøhvit. Ytterligare potential av kolväten finns i Skalles understrukturer och i potentiella strukturer i PL438.

I juli 2011 avslutade Lundin Petroleum borrhningen av 25/10-11 i strukturen Earb South i PL505 (l.a. 30%). Borrhningen påträffade tre separata kolväteförande sandstenssekvenser från juraålder av ringa reservoarkvalitet. Borrhningen testades och olja och gas flödade till ytan men reservoaren var tigt. Det är i nuläget inte sannolikt att

fyndigheten kommer att bli kommersiell trots de höga nivåerna av kolväten.

I maj 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 30 procent i PL330 belägen i den norra delen av Norska havet.

Frankrike

I Paris Basin (l.a. 100%) var nettoproduktionen i genomsnitt 2 400 boepd och i Aquitaine Basin (l.a. 50%) var nettoproduktionen i genomsnitt 700 boepd för rapporteringsperioden. Utbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin, vilken innefattar åtta nya utbyggnadsborrningar och installation av nya produktionsanläggningar, har påbörjats. Utbyggnadsborrningar kommer att fortsätta in i 2012. Den nyligen genomförda oberoende reservrevisionen för års slutet 2011 resulterade i uppskattade bevisade och sannolika nettoreserver om 25 MMboe, en ökning om 16 procent som i huvudsak är hänförlig till utbyggnaden av fältet Vert La Gravelle.

Nederländerna

Gasproduktionen, netto, för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 2 000 boepd för rapporteringsperioden.

Irland

Tolkningen av 3D seismik som insamlades under 2010 över licensen i Slyne Basin 04/06 (l.a. 50%) har slutförts.

SYDOSTASIE

Indonesien

Lematang (Södra Sumatra)

Lundin Petroleums nettoproduktion från Singa gasfältet (l.a. 25,9%) uppgick under rapporteringsperioden till 1 200 boepd. Produktionen från Singafältet påbörjades under 2010. Den nuvarande bruttoproduktionen från de två producerande borrhningarna är över 30 miljoner standard kubikfot per dag (MMscfd) av gas till försäljning.

Rangkas (Java)

Ett insamlingsprogram för 2D seismik på 474 km har slutförts över Rangkasblocket (l.a. 51%).

Baronang/Cakalang (Natuna Sea)

Ett insamlingsprogram för 3D seismik på 975 km² över licenserna Baronang och Cakalang (l.a. 100%) avslutades under 2010. Prospekteringsborrning kommer nu att påbörjas under 2013. Vidare slutfördes ett insamlingsprogram för 2D seismik på 1 500 km på Cakalang under 2011.

South Sokang (Natuna Sea)

Ett nytt produktionsdelningskontrakt undertecknades i december 2010 för South Sokangblocket (l.a. 60%). Ett insamlingsprogram för 2D seismik på 2 400 km har slutförts under 2011.

Gurita (Natuna Sea)

Ett nytt produktionsdelningskontrakt undertecknades i mars 2011 för Guritablocket (l.a. 100%). Ett insamlingsprogram för 3D seismik på mer än 400 km² kommer att slutföras under 2012.

Malaysia

3D seismikprogrammet som genomfördes 2009 identifierade ett flertal borrhbara potentiella strukturer för 2011/2012 års borrhprogram. Fem prospekterings- och utvärderingsborrningar genomfördes under 2011.

Prospekteringsborrningen Tarap i SB303 (l.a. 75%), offshore Sabah, östra Malaysia resulterade i en gasfyndighet i juli 2011. Borrningen påträffade gas i samtliga fem oberoende förslutna sandstensreservoarer från Mioceneålder med vertikal bruttomängd om cirka 150 meter. Betingade bruttoresurser för Tarapfyndigheten är 171 bcf. Prospekteringsborrningen Cempulut, även den i SB303, resulterade också i en gasfyndighet. Borrningen påträffade ett rev från Mioceneålder med vertikal bruttomängd om 50 meter. Det finns en tredje fyndighet, Titik Terang, i licensområdet SB303. Samtliga tre fyndigheter är belägna i närheten av varandra och innehåller uppskattade betingade bruttoresurser (enligt den bästa uppskattningen) om mer än 250 bcf. Vi utvärderar nu möjligheten för en klusterutbyggnad. Det finns flera alternativ för kommersialisering av gas i Sabahområdet.

Den första prospekteringsborrningen Batu Hitam-1 som genomfördes i PM308A (l.a. 35%), offshore den Malaysiska halvön, pluggades igen och övergavs som ett torrt hål efter att den påträffat god reservoarkvalitet men med hög koncentration av koldioxid. Den andra prospekteringsborrningen i PM308A, Janglau-1, slutfördes i november 2011 som en oljefyndighet och visade prov ett nytt koncept för olja i (intra-rift) sand från Oligoceneålder. Fyndigheten kräver ytterligare utvärderingsborrningar för att avgöra om den är kommersiell.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307 offshore den Malaysiska halvön. Ett insamlingsprogram för 3D seismik på 2 100 km² slutfördes under 2011. I januari 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrningen Bertam-2 som bevisade förlängningen och kvaliteten av den oljeförande sandstensreservoaren K10. Bertam är sannolikt ett kommersiellt oljefält och studier pågår för att undersöka potentiella utbyggnadskoncept.

Ytterligare fem prospekteringsborrningar och/eller utvärderingsborrningar kommer att genomföras i Malaysia under 2012, offshore Sabah och offshore den Malaysiska halvön. Borrningarna förväntas att påbörjas i mitten av 2012.

RYSSLAND

Nettoproduktionen från Ryssland till Lundin Petroleum för perioden var 3 100 boepd.

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes 2008 en betydande oljefyndighet på Morskayafältet. Fyndigheten anses som strategisk, på grund av att den är belägen offshore, av den ryska staten under lagen för utländska strategiska investeringar. Detta innebär att ett statligt bolag måste äga 50 procent innan utvärdering och utbyggnad sker. Under 2010 insamlades 103 km² av ny 3D seismik över Laganskyblocket och som ett resultat har nya prospekteringsstrukturer identifierats i Laganskyblocket.

AFRIKA

Tunisien

Nettoproduktionen från Oudnafältet (l.a. 40%) till Lundin Petroleum var 700 boepd för rapporteringsperioden.

Kongo (Brazzaville)

Prospekteringsborrningarna Mindou Marine-1 i block Marine XI (l.a. 18,75%) och Makouala Marine-1 i block Marine XIV (l.a. 21,55%) slutfördes under det fjärde kvartalet 2011. Båda borrningarna pluggades igen och övergavs som torra hål. Alla borråtaganden har uppfyllts på de två blocken och inga ytterligare prospekteringsborrningar är planerade för 2012.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2011 (rapporteringsperioden), från den kvarvarande verksamheten, uppgick till 155,2 MUSD (129,5 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 160,1 MUSD (142,9 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,51 USD (0,46 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 012,1 MUSD (603,5 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 3,25 USD (1,93 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 676,2 MUSD (573,4 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 2,17 USD (1,84 USD).

Koncernförändringar

Det har inte skett några väsentliga förändringar i koncernen under rapporteringsperioden.

I föregående års belopp ingår Etrion Corporations resultat till och med den 12 november 2010, vilket var datumet då aktierna som innehölls i Etrion Corporation delades ut till Lundin Petroleums aktieägare, och Salawati Basin- och Salawati Islandtillgångarna, vilka såldes den 29 december 2010. Resultatet från den brittiska verksamheten ingår i avyttrad verksamhet till och med den 6 april 2010, vilket var datumet för avknoppningen av den brittiska verksamheten.

Produktion

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 33,3 Mboe per dag (Mboepd) (30,5 Mboepd) och omfattade nedanstående:

Produktion	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Norge				
- Kvantitet i Mboe	8 477,1	2 262,0	6 629,8	1 874,1
- Kvantitet i Mboepd	23,2	24,7	18,2	20,4
Frankrike				
- Kvantitet i Mboe	1 119,2	276,0	1 160,8	296,6
- Kvantitet i Mboepd	3,1	3,0	3,2	3,2
Nederländerna				
- Kvantitet i Mboe	725,0	184,7	756,7	191,4
- Kvantitet i Mboepd	2,0	2,0	2,1	2,1
Indonesien				
- Kvantitet i Mboe	423,6	131,0	887,1	250,2
- Kvantitet i Mboepd	1,2	1,4	2,4	2,7
Ryssland				
- Kvantitet i Mboe	1 139,4	277,5	1 321,2	302,0
- Kvantitet i Mboepd	3,1	3,0	3,6	3,3
Tunisien				
- Kvantitet i Mboe	267,2	57,0	372,2	83,3
- Kvantitet i Mboepd	0,7	0,6	1,0	0,9
Summa från kvarvarande verksamhet				
- Kvantitet i Mboe	12 151,5	3 188,2	11 127,8	2 997,6
- Kvantitet i Mboepd	33,3	34,7	30,5	32,6
Avyttrad verksamhet - Storbritannien				
- Kvantitet i Mboe	-	-	812,2	-
- Kvantitet i Mboepd	-	-	2,2	-
Summa exklusive innehav utan bestämmande inflytande				
- Kvantitet i Mboe	12 151,5	3 188,2	11 940,0	2 997,6
- Kvantitet i Mboepd	33,3	34,7	32,7	32,6

Ökningen i producerad volym i Norge i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till Volundfältet som startade sin produktion i april 2010. Volundfältet har en kontraktsslig minimumkapacitet om 25,0 Mboepd brutto genom Alvheim FPSO:n och har i genomsnitt producerat mer än 34,0 Mboepd brutto under 2011 genom att dra fördel av ledig kapacitet. Volundfältet bidrog, netto till Lundin Petroleum, med 12,0 Mboepd (5,3 Mboepd) för rapporteringsperioden och 12,5 Mboepd (9,7 Mboepd) för det fjärde kvartalet 2011.

Producerade volymer för 2010 för Indonesien innehåller bidrag om 2,0 Mboepd från Salawatitillgångarna för helåret 2010. Salawatitillgångarna såldes i december 2010.

Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 1 257,7 MUSD (785,2 MUSD) och beskrivs i not 1. Sålda volymer var 14 procent högre under rapporteringsperioden och erhållet pris på olja var 40 procent högre än för jämförelseperioden vilket medförde att olje- och gasintäkterna var 60 procent högre än för jämförelseperioden. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter (boe) uppgick till 101,04 USD (71,92 USD) och framgår av nedanstående tabell. Premien över Dated Brent på norsk råolja såld under rapporteringsperioden uppgick i genomsnitt till 3,87 USD per fat. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 111,26 USD (79,50 USD) per fat.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Genomsnittspris per boe i USD				
Norge				
- Kvantitet i Mboe	8 843,2	2 353,7	6 712,5	1 970,4
- Genomsnittspris per boe	109,57	107,39	77,93	84,17
Frankrike				
- Kvantitet i Mboe	1 155,5	283,3	1 168,0	289,5
- Genomsnittspris per boe	110,59	110,68	79,35	88,52
Nederländerna				
- Kvantitet i Mboe	725,0	184,7	756,7	191,4
- Genomsnittspris per boe	60,74	64,14	44,37	50,52
Indonesien				
- Kvantitet i Mboe	387,7	117,0	607,7	277,5
- Genomsnittspris per boe	32,43	32,19	65,31	67,06
Ryssland				
- Kvantitet i Mboe	1 138,4	271,2	1 290,0	290,5
- Genomsnittspris per boe	69,85	70,36	51,65	56,61
Tunisien				
- Kvantitet i Mboe	198,2	–	382,6	–
- Genomsnittspris per boe	125,12	–	77,15	–
Summa från kvarvarande verksamhet				
- Kvantitet i Mboe	12 448,0	3 209,9	10 917,5	3 019,3
- Genomsnittspris per boe	101,04	99,33	71,92	78,23
Avyttrad verksamhet - Storbritannien				
- Kvantitet i Mboe	–	–	814,4	–
- Genomsnittspris per boe	–	–	76,82	–
Summa				
- Kvantitet i Mboe	12 448,0	3 209,9	11 731,9	3 019,3
- Genomsnittspris per boe	101,04	99,33	72,26	78,23

Försäljningen i Indonesien innehåller bidragen från Salawatitillgångarna för helåret 2010.

Sålda volymer kan avvika från antalet producerade fat under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av volymförändringar i lager, förvaring och i pipeline. Permanenta skillnader kan uppkomma som ett resultat dels av royaltybetalningar som gjorts i sak eller av produktionsdelningskontrakt.

För olja som produceras i Tunisien sker avlastning endast när Ikdam FPSO:n är nästan full. En last från Oudna lastades av i april 2011 och det var den enda lastningen under 2011.

Oljan som produceras i Ryssland säljs antingen på den inhemska ryska marknaden eller exporteras till den internationella marknaden. Av den ryska försäljningen såldes under rapporteringsperioden 37 procent (40 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 109,92 USD per fat (76,17 USD per fat) och återstående 63 procent (60 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 46,545 USD per fat (34,98 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 11,8 MUSD (13,4 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderar 5,8 MUSD (MUSD) av intäkter hänförliga till en kompensation avseende justering för kvalitetsskillnader från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältets ägare. Alla tre fälten producerar till Alvheim FPSO fartyget och oljan blandas för att producera Alvheimolja (Alvheim crude blend), vilken sedan säljs. För jämförelseperioden uppgick denna justering till 3,2 MUSD och nettoredovisades mot produktionskostnaderna. I övriga rörelseintäkter ingår även tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Jämförelseperioden innehåller övriga rörelseintäkter om 9,3 MUSD avseende Etrions solenergi-verksamhet.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna uppgick för rapporteringsperioden till 193,1 MUSD (157,1 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnader och avskrivningar per fat oljeequivalenter som producerats i den kvarvarande olje- och gas verksamheten framgår av nedanstående uppställning.

Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Utvinningskostnader	8,43	8,89	8,63	9,87
Tariff- och transportkostnader	1,88	1,64	1,57	1,88
Royalty och direkta skatter	4,31	4,03	3,74	3,38
Förändringar i lager/över- underuttag	1,08	-0,01	-0,31	0,09
Övrigt	0,18	0,17	0,38	0,84
Totala produktionskostnader	15,88	14,72	14,01	16,06
Avskrivningar	13,59	13,72	12,85	12,79
Total kostnad per boe	29,47	28,44	26,86	28,85

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 102,5 MUSD, jämfört med 97,2 MUSD samma period föregående år. Den aktuella rapporteringsperioden innehåller kostnader för Volundfältet, Norge och Singafältet, Indonesien för en hel tolv månadersperiod och Volund- och Singafälten bidrog endast delvis med kostnader under jämförelseperioden eftersom produktionen påbörjades under det andra kvartalet 2010. Dessutom innehåller rapporteringsperioden vissa engångskostnader, vilka har att göra med ett icke planerat driftstopp av Alvheim FPSO fartyget under det andra kvartalet 2011 och utgifter, vilka har att göra med FPSO fartyget som används på Oudnafältet. Ökningarna kompenseras till viss del till följd av försäljningen av Salawati tillgångarna, Indonesien i december 2010.

Utvinningskostnaderna för det tredje kvartalet 2011 uppgick till 28,3 MUSD, vilket motsvarar 8,89 USD per fat jämfört med 30,2 MUSD motsvarande 9,87 USD per fat under jämförelseperioden. Den totala utvinningskostnaden per fat uppgick till 8,43 USD per fat för helåret, vilket var lägre än de initiala förväntningarna för 2011 om 8,60 USD per fat.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 22,9 MUSD i förhållande till 17,4 MUSD för jämförelseperioden. Ökningen beror främst på bidraget av produktionsvolymerna från Volundfältet, Norge som betalar en tariff till Alveimfältets ägare och påbörjade produktion i april 2010. Lundin Petroleum har en licensandel om 15 procent i Alvheimfältet och en licensandel om 35 procent i Volundfältet. Den koncerninterna delen har eliminerats redovisningsmässigt och ger därmed en tariff- och transportkostnad netto, om 20 procent för Volund.

I royalty och direkta skatter ingår rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Resource Extraction Tax, MRET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MRET varierar i förhållande till världsmarknadspriset på Urals Blend och den ryska rubelens växelkurs och baseras på den ryska produktionsvolymen. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 21,21 USD (13,83 USD) per fat för den ryska produktionen. Exportskattesatsen på rysk olja justeras av den ryska staten varje månad och är beroende av det pris som erhålls för Urals Blend den föregående månaden. Exportskatten baseras på volym exporterad olja från Ryssland och genomsnittet uppgick till 57,52 USD (37,59 USD) per fat för rapporteringsperioden. Royalty och direkta skatter har ökat i förhållande till föregående år, vilket är en följd av prisökningen på råolja som påverkar kostnaden för MRET och exportskatt.

Det finns såväl permanenta skillnader som tidsskillnader, vilka får till följd att försäljningsnivåerna inte är desamma som produktionsnivåerna under en given tidsperiod. Förändringar i kolvätelager och under- eller

överuttag är ett resultat av tidsskillnader, vilka har kostnadsförts till ett belopp av 13,1 MUSD (-3,4 MUSD) under rapporteringsperioden. De norska fälten, Alvheim och Volund, gick från en position med underuttag netto vid starten av 2011 till överuttag netto per den 31 december 2011, vilket medförde en ökning av produktionskostnaderna med 18,5 MUSD för rapporteringsperioden. Denna kostnad kompensades delvis av en ökning i kolvätelager från Oudna fältet på Ikdam FPSO:n, Tunisien, vilket medförde en kreditering av produktionskostnaderna för rapporteringsperioden.

Avskrivningar

Avskrivningar uppgick till 165,1 MUSD (145,3 MUSD) och beskrivs i not 3. Den huvudsakliga ökningen i förhållande till jämförelseperioden avser Norge där avskrivningarna har ökat med 28 procent, i linje med produktionsökningen. Norge bidrog till ungefär 80 procent av de totala kostnaderna för avskrivningar för perioden, motsvarande en kostnad per fat om 15,34 USD, och det ökar den totala kostnadsnivån i förhållande till jämförelseperioden.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 140,0 MUSD (127,5 MUSD) och beskrivs i not 4. Beloppet som kostnadsfördes under det fjärde kvartalet 2011 uppgick till 59,8 MUSD, av vilket 51,3 MUSD är hänförligt till två icke framgångsrika borrhningar i Kongo (Brazzaville), vilka utfördes under kvartalet, tillsammans med de tillhörande aktiverade licenskostnaderna. Dessutom har ett belopp om 7,0 MUSD hänförligt till licens PL301, Norge, kostnadsförts.

Kostnader för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsfördes dessa direkt i resultaträkningen som prospekteringskostnader. Samtliga aktiverade prospekteringskostnader omprövas regelbundet och kostnadsfördes så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 67,0 MUSD (41,0 MUSD), av vilka 44,9 MUSD (10,3 MUSD) utgör icke kassaflödespåverkande kostnader som är hänförliga till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP). Jämförelseperioden innehåller ett belopp om 11,7 MUSD hänförligt till Etrion.

Kostnaden ökade under det fjärde kvartalet 2011 främst beroende på en ökning i avsättningen för LTIP till följd av en högre aktiekurs på Lundin

Petroleum aktien på balansdagen. Värdet av LTIP tilldelningen, baserat på Lundin Petroleum's aktiekurs på balansdagen fördelas över den intjänade delen av samtliga utestående LTIP. Kostnaden i resultaträkningen inkluderar omvärderingen av avsättningen, vilken är hänförlig till tidigare rapporteringsperioder. Lundin Petroleum har kompenserat exponeringen för kostnaden avseende LTIP genom att förvärva 6 882 638 av sina egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 46,5 MUSD (21,0 MUSD) och beskrivs i not 6.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 4,1 MUSD (3,4 MUSD). Ränteintäkter för rapporteringsperioden innehåller ett belopp om 1,5 MUSD hänförligt till ett lån till förmån för Etrion Corporation, vilket inte längre eliminerats i konsolideringen, till följd av utdelningen av aktierna i Etrion i november 2010. Lånet till Etrion återbetalades under det andra kvartalet 2011. I jämförelseperioden ingår ränteintäkter om 0,6 MUSD avseende en skatteåterbetalning.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 8,9 MUSD (13,4 MUSD). US dollarn förstärktes ytterligare gentemot Euron och den norska kronan under det fjärde kvartalet 2011, vilket medförde valutakursvinster på de koncerninterna lånemellanhavanden och på saldon som utgör rörelsekapital.

I mars 2011 konverterade Lundin Petroleum 13,0 MUSD av den konvertibla lånefordran på Africa Oil Corporation (AOC), om 23,8 MUSD till 14 miljoner aktier i AOC till ett pris om 0,90 kanadensiska dollar (CAD) per aktie. Aktierna såldes därefter på den öppna marknaden för 2,00 CAD per aktie, vilket innebar en realiserad vinst om 15,6 MUSD. I april 2011 konverterades det resterande lånet till 11,85 miljoner aktier till en kurs om 0,90 CAD per aktie och aktierna såldes på den öppna marknaden till ett pris om 2,10 CAD per aktie, vilket innebar en ytterligare vinst om 14,3 MUSD.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 21,0 MUSD (33,5 MUSD) och beskrivs i not 7.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 5,4 MUSD (10,0 MUSD). Jämförelseperioden innehåller räntekostnader om 3,6 MUSD avseende Etrions lånefacilitet.

I januari 2008 ingick koncernen ett räntesäkringskontrakt för att låsa LIBOR räntan till 3,75 procent per år avseende 200 MUSD av koncernens lån i USD för perioden från januari 2008 till januari 2012. 7,0 MUSD (7,0 MUSD) har kostnadsförts avseende betalningar under dessa räntesäkringskontrakt under rapporteringsperioden.

En avsättning för återställningskostnader har redovisats i balansräkningen till det diskonterade värdet av uppskattad framtida kostnad. Effekten av diskonteringen återförs varje år och redovisas över resultaträkningen. 4,5 MUSD (4,0 MUSD) har redovisats i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

Skatt

Skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 574,4 MUSD (251,9 MUSD) och beskrivs i not 8.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 400,2 MUSD (68,2 MUSD) av vilken 365,6 MUSD (36,1 MUSD) är hänförlig till Norge. Ökningen av den aktuella skattekostnaden i Norge i förhållande till jämförelseperioden beror till största delen på utnyttjande av skattemässiga underskott under 2010, samt högre produktion och högre pris på olja 2011. Den aktuella skattekostnaden för det fjärde kvartalet 2011 uppgår till 186,7 MUSD, av vilken 179,9 MUSD är hänförlig till Norge.

Den aktuella skattekostnaden i Norge kostnadsförs under året baserat på ett uppskattat skattemässigt resultat för helåret och beroende på den högre produktionen, högre pris på olja och uppskjutna utbyggnads och prospekteringskostnader är den aktuella skattekostnaden högre under det fjärde kvartalet än i tidigare kvartal.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 174,2 MUSD (183,7 MUSD) och uppkommer främst när skattemässiga underskott har nettoredovisats mot den aktuella skattekostnaden och då det finns en skillnad mellan redovisningsmässiga och skattemässiga avskrivningar. 166,2 MUSD (183,3 MUSD) av den uppskjutna skattekostnaden är hänförlig till Norge.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 procent och 78 procent. Koncernens effektiva skattesats för rapporteringsperioden uppgick till 79 procent. Denna effektiva skattesats är beräknad direkt ur resultaträkningen och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje land med verksamhet. Norge är det land som huvudsakligen bidrar till den totala skattekostnaden med en effektiv skattesats om 78 procent, vilken reduceras av det för skatteändamål ökade avdraget för utbyggnadsutgifter. Den effektiva skattesatsen har ökat beroende på ett flertal icke skattepåverkande poster under rapporteringsperioden, vilka innehåller prospekteringskostnader för Kongo (Brazzaville) och Malaysia, vissa administrationskostnader och vissa finansiella poster. Den effektiva skattesatsen justerad för prospekteringskostnaderna i Kongo (Brazzaville) och Malaysia uppgick till 69 procent för rapporteringsperioden.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -4,9 MUSD (-13,4 MUSD) och är främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Avyttrad verksamhet

Resultat från avyttrad verksamhet uppgick för rapporteringsperioden till - MUSD (369,0 MUSD). Jämförelseperiodens belopp är hänförligt till resultatet för verksamheten i Storbritannien per den 6 april 2010, vilket var datumet för avknoppningen av den brittiska verksamheten. För ytterligare information hänvisas till not 9.

BALANSRÄKNINGEN

Anläggningstillgångar

Olje- och gästingångar uppgick till 2 329,3 MUSD (1 999,0 MUSD) och finns beskrivna i not 10.

Utbyggnads- och prospekteringskostnader för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Norge	186,8	30,8	106,3	20,4
Frankrike	30,9	10,2	13,2	4,1
Nederländerna	4,1	1,7	4,5	0,9
Indonesien	6,4	2,3	10,2	1,8
Ryssland	4,2	0,7	6,6	1,1
Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet	232,4	45,7	140,8	28,3
Avytttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	17,1	-
Utbyggnadsutgifter	232,4	45,7	157,9	28,3

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 186,8 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Gaupefältets utbyggnad och fas 2 borrhningen på Alvheimfältet. 106,3 MUSD har förbrukats på utbyggnadsprojekt i Norge under jämförelseperioden, främst på Volundfältets utbyggnad och Alvheimfältets borrhning.

Prospekteringsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Norge	288,6	51,6	160,8	90,8
Frankrike	1,7	0,7	1,0	0,4
Indonesien	16,4	4,4	13,5	3,0
Ryssland	10,0	3,1	18,3	4,3
Malaysia	98,7	38,4	10,6	3,8
Kongo (Brazzaville)	19,0	11,4	2,5	0,8
Vietnam	0,4	-	15,3	-0,3
Övriga	2,7	0,9	4,4	0,5
Prospekteringsutgifter från kvarvarande verksamhet	437,5	110,5	226,4	103,3
Avytttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	0,2	-
Prospekteringsutgifter	437,5	110,5	226,6	103,3

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 288,6 MUSD, redovisats i Norge, vilket avser prospekteringsutgifter huvudsakligen på Tellus fyndigheten på licens PL338, Caterpillar fyndigheten på licens PL340, Earb South borrhningen på licens PL505, Skalle borrhningen på licens PL438 och Johan Sverdrup utvärderingsborrhningarna (Kombinerad Avaldsnes/Aldous Major South) på licens PL501 och PL265. 98,7 MUSD har redovisats i Malaysia huvudsakligen avseende borrhning och testning av Tarap och Cempulut borrhningarna på block SB303, Batu Hitam och Janglau borrhningarna på block PM308A och Bertam utvärderingsborrhningen på block PM307. Två borrhningar gjordes i Kongo (Brazzaville) i det fjärde kvartalet 2011.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 16,1 MUSD (15,3 MUSD) och avser kontorsutrustning och fast egendom.

Finansiella tillgångar uppgick till 31,2 MUSD (114,9 MUSD) och beskrivs i not 11. Andra aktier och andelar uppgick till 17,8 MUSD (68,6 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde. Långfristiga fordringar uppgick till - MUSD (23,8 MUSD) till följd av konverteringen av det konvertibla lånet till förmån för Africa Oil Corporation om 23,8 MUSD och dess påföljande försäljning. Övriga finansiella tillgångar uppgick till 11,0 MUSD (17,8 MUSD) och innehåller Etrion Corporation obligationer om 9,6 MUSD (- MUSD), vilka innehålls av Lundin Petroleum. Övriga finansiella tillgångar innehåller för jämförelseperioden 16,5 MUSD av återvinningsbar moms betald för kostnader i Ryssland, av vilken 14,2 MUSD erhöles under rapporteringsperioden och den utestående fordran har omklassificerats till kortfristiga fordringar per den 31 december 2011.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 15,3 MUSD (15,1 MUSD) och avser huvudsakligen icke utnyttjade skattemässiga underskott i Nederländerna.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 224,4 MUSD (236,2 MUSD) och beskrivs i not 12.

Kundfordringar uppgick till 145,0 MUSD (94,2 MUSD). Ett högre antal lastningar utfördes i december 2011 och högre pris på olja har medfört högre värde på kundfordringarna per den 31 december 2011.

De kortfristiga lånefordringarna uppgick till - MUSD (74,5 MUSD) till följd av återbetalningen av lånet till Etrion under det andra kvartalet 2011.

Övriga tillgångar uppgick till 21,2 MUSD (6,3 MUSD) och innehöll ett belopp om 11,2 MUSD (-MUSD) för innehav av en andel i licens PL148 Brynhild, Norge under villkoren i ett optionsavtal. Under det första kvartalet 2012 utnyttjade säljaren sin option att avyttra 30 procent av licensandelen till Lundin Petroleum och beloppet kommer att föras över till olje- och gastillgångar i det första kvartalet 2012, under förutsättning att transaktionen fullföljs.

Likvida medel uppgick till 73,6 MUSD (48,7 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningarna uppgick till 988,0 MUSD (763,7 MUSD) och framgår av not 13.

Avsättning för återställningskostnader uppgick till 119,3 MUSD (93,8 MUSD) och är hänförliga till framtida återställningsåtaganden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på en förändring i uppskattningarna av återställningskostnaderna per den 31 december 2011 och inkluderandet av återställningsåtagandena hänförliga till Gaupe utbyggnaden.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 803,5 MUSD (650,7 MUSD) och är hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. I enlighet med International Financial Reporting Standards (IFRS) har uppskjutna skattefordringar netto redovisats mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 58,1 MUSD (12,8 MUSD).

Övriga långfristiga avsättningar uppgick till 5,6 MUSD (5,0 MUSD) och innehåller en avsättning för avgångsvederlag i Tunisien.

Långfristiga räntebärande skulder uppgick till 207,0 MUSD (458,8 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens 850 MUSD revolving borrowing base facility.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 21,8 MUSD (17,8 MUSD) och utgör främst forskottsfinansiering gjord av en enhet utan bestämmande inflytande till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Övriga kortfristiga skulder uppgick till 390,6 MUSD (185,0 MUSD) och beskrivs i not 14.

Skatteskulder uppgick till 240,1 MUSD (39,7 MUSD), av vilka 223,0 MUSD (20,9 MUSD) är hänförliga till Norge.

Skulder gentemot joint venture partners uppgick till 88,4 MUSD (100,9 MUSD) och är hänförliga till pågående verksamhetsrelaterade kostnader.

Den kortfristiga delen av verkligt värde av det ränteswapkontrakt som ingicks i januari 2008 ingår i kortfristiga skulder och uppgick till 0,2 MUSD (6,9 MUSD).

Övriga skulder uppgick till 21,5 MUSD (5,9 MUSD) och innehöll en skuld till Noreco om 10,9 MUSD (- MUSD), vilken är hänförlig till Lundin Petroleums förvärv av Norecos 20-procentiga licens andel i PL148 Brynhild, Norge.

Den kortfristiga delen av avsättningen till Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 12,2 MUSD (6,0 MUSD)

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -182,4 MSEK (3 936,1 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingår administrationskostnader om 206,1 MSEK (72,2 MSEK), finansiella intäkter om 5,9 MSEK (15,3 MSEK) för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum samt räntekostnader om 25,3 MSEK (28,1 MSEK). 2010 års jämförelsetal innehåller 3 995,2 MSEK i utdelning, erhållen från ett dotterbolag.

NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER

Under rapporteringsperioden har koncernen genomfört transaktioner med närstående till marknadsmissiga villkor, vilket beskrivs nedan:

Koncernen erhöll 0,4 MUSD (0,3 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster och 0,9 MUSD (2,0 MUSD) i ersättning för stöd för vissa finansiella åtaganden.

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,9 MUSD) från AOC för ränteutgifter på ett lån, vilket konverterades till aktier under rapporteringsperioden.

Koncernen betalade 0,7 MUSD (0,4 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

Etrion har återbetalat lånet i Euro som ställts ut av koncernen, vilket uppgick till 83,0 MUSD vid tiden för återbetalningen i maj 2011. Ränta på lånet har fakturerats och uppgick för rapporteringsperioden till 1,5 MUSD (0,5 MUSD).

LIKVIDITET

Lundin Petroleum har en säkrad kreditfacilitet på 850 MUSD, med en sjuårig förfallodag, vilken infaller under 2014, av vilka 207,0 MUSD har utnyttjats per den 31 december 2011. Krediten om 850 MUSD är en revolving borrowing base som är säkrad mot vissa kassaflöden som genererats av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten beräknas på nytt var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten och överstiger för närvarande facilitetens storlek. Faciliteten har nått ett läge när tillgängligheten minskar var sjätte månad. Maximalt belopp som kan utnyttjas har reducerats till 630 MUSD och kommer att fortsätta minska till facilitetens förfallodag. Lundin Petroleum befinner sig nu i en process av att lägga upp en ny kreditfacilitet för att möta finansieringskrav och framtida utbyggnadsprojekt.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått fem produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petroliam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas) avseende sex block i Malaysia. BNP Paribas har, för Lundin Malaysia BV:s räkning, gett ut bankgarantier avseende arbetsåtaganden hänförliga till dessa PSC:s uppgående till 91,2 MUSD. Utöver detta har BNP Paribas gett ut bankgarantier avseende arbetsåtaganden i Indonesien uppgående till 2,4 MUSD.

HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

Lundin Petroleum äger 50 miljoner aktier i ShaMaran Petroleum, vilka förvärvades 2009 genom en icke kassaflödespåverkande transaktion. Investeringen bokades till verkligt värde för aktierna vid tidpunkten för förvärvet och i enlighet med redovisningsregler redovisas en senare förändring i det verkliga värdet i koncernens rapport över totalresultat. I januari 2012 meddelade ShaMaran att de hade återlämnat sina licensandelar i de produktionsdelningskontrakt, för vilka de är operatör och därmed har det inträffat en permanent nedgång av det verkliga värdet för aktierna ShaMaran Petroleum. Den sammanlagda förlusten som redovisats inom övrigt totalresultat kommer att omklassificeras från eget kapital och redovisas i resultaträkningen i det första kvartalet 2012. Den bokföringsmässiga förlusten uppskattas till ett belopp om 19 MUSD.

Under det första kvartalet 2012, utnyttjade Talisman sin option att sälja en 30-procentig licensandel i licens PL148 Brynhild, Norge, med förbehåll för myndighetsgodkännande.

AKTIEDATA

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 317 910 580 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK.

Per den 31 december 2011 innehöll Lundin Petroleum 6 882 638 egna aktier.

Styrelsen kommer att föreslå till årsstämman att ingen utdelning skall betalas till aktieägarna för räkenskapsåret 2011.

ERSÄTTNINGAR

Under 2008 införde Lundin Petroleum ett långsiktigt incitamentsprogram (LTIP) bestående av en unit bonus plan med en årlig tilldelning av units som vid inlösen ger en kontantutbetalning. Beloppet hänförligt till det långsiktiga incitamentsprogrammet kommer att betalas ut över en treårsperiod. Kontantutbetalningen bestäms vid slutet av respektive intjänandeperiod genom att multiplicera antalet units med aktiekursen. Aktiekursen som bestämmer storleken av kontantbetalningen vid slutet av respektive intjänandeperiod kommer att baseras på den genomsnittliga slutkursen på Lundin Petroleumaktien under de fem handelsdagarna före och efter inlösendatumet.

Årsstämman som hölls den 13 maj 2009 godkände 2009 års LTIP och delade upp den i ett program för högsta koncernledningen (vilken innefattar Koncernchef och VD, Chief Operating Officer, Chief Financial Officer och Senior Vice President Operations) (syntetiskt optionsprogram) och ett program för vissa övriga anställda.

LTIP för högsta koncernledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK (omräknat från 4 000 000 syntetiska optioner och 72,76 SEK vardera till följd av utdelningen av EnQuest och Etrionaktierna). Inlösendatum för det syntetiska optionsprogrammet inträffar i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen. Innehavaren kommer att erhålla en kontant utbetalning motsvarande den genomsnittliga slutkursen för bolagets aktie under det femte året som följer tilldelningen med avdrag för lösenpriset multiplicerat med antalet syntetiska optioner. Innehavarna av det syntetiska optionsprogrammet har inte rätt att erhålla ny tilldelning i enlighet med unit bonus planen så länge de syntetiska optionerna är utestående.

Lundin Petroleum äger 6 882 638 av sina egna aktier anskaffade till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie, vilket kompenserar exponeringen för kostnaden för LTIP. Lundin Petroleums aktiekurs var per den 31 december 2011 169,20 SEK. Avsättning för LTIP uppgick till 70,3 MUSD per den 31 december 2011 och marknadsvärdet på aktierna per den 31 december 2011 var 169,1 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna har i enlighet med redovisningsregler inte kompenserat kostnaden för LTIP.

Antalet utställda units som ingår i 2009, 2010 och 2011 års LTIP program per den 31 december 2011 var 219 985 respektive 470 169 och 418 400.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Koncernens bokslutsrapport har upprättats i enlighet med International Accounting Standards, IAS 34 delårsrapportering och årsredovisningslagen (1995:1554). Redovisningsprinciperna som tillämpas är i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2010.

Moderbolagets bokslutsrapport har upprättats i enlighet med redovisningsprinciper antagna i Sverige och är i enlighet med RFR 2 som gavs ut av rådet för finansiell rapportering samt årsredovisningslagen (1995:1554).

Svensk lagstiftning tillåter inte att moderbolagets resultat redovisas i annan valuta än SEK, varför moderbolagets finansiella rapporter redovisas endast i SEK och inte i USD.

RISKHANTERING OCH OSÄKERHETER

Den övervägande risken som koncernen står inför är såväl olje- och gasprospekteringen samt själva produktionen. Olje- och gasprospektering, utbyggnad och produktion medför höga operativa och finansiella risker, som även med en kombination av erfarenhet, kunskap och noggrann utvärdering kan vara svåra att eliminera eller ligger utanför bolagets kontroll. Lundin Petroleums kommersiella framgång i det långa perspektivet bygger

på dess förmåga att finna, förvärva och utvinna olje- och naturgasreserver. En framtida ökning av Lundin Petroleums reserver kommer inte bara att bygga på förmågan att prospektera efter och bygga ut de tillgångar som Lundin Petroleum för närvarande förvaltar, men även dess förmåga att välja ut och förvärva lämpliga producerande tillgångar eller prospekt. Dessutom finns det inga garantier för att kommersiella kvantiteter av olja och gas kommer att utvinnas eller förvärvas av Lundin Petroleum.

Operationell risk

Koncernen står inför ett antal risker och osäkerheter i verksamheten som kan ha en negativ påverkan på dess förmåga att framgångsrikt följa sina prospekterings-, utvärderings- och utbyggnadsplaner samt dess produktion av olja och gas. En mer detaljerad analys av de operationella risker som Lundin Petroleum står inför ges i bolagets årsredovisning för 2010.

Lundin Petroleum är, och kommer att vara aktivt engagerad i olje- och gasverksamheter i diverse länder. Lundin Petroleums prospektering, utbyggnad och produktionsaktiviteter kan utsättas för politiska och ekonomiska osäkerheter, expropriering av tillgångar, annullering eller justering av kontraktsrätter, skatter, royalties, plikter, utländska valutarestriktioner och andra risker som förorsakas av utländska myndighetsmakters kontroll över områden som Lundin Petroleum är verksamt i, samt risker för förluster till följd av inbördeskrig, gerillaaktiviteter eller uppror. Dessutom kräver vissa aspekter av Lundin Petroleums prospekterings- och produktionsprogram godkännande eller fördelaktiga beslut tagna av myndigheter.

Finansiell risk

I egenskap av internationellt olje- och gasutbyggnads- och produktionsbolag, verksamt globalt står Lundin Petroleum inför finansiella risker såsom fluktuationer i olje- och gaspris, valutakurser, räntor, likviditetsrisk och kreditrisk. Bolaget skall eftersträva att kontrollera dessa risker genom förnuftig ledning och användandet av internationellt accepterade finansiella instrument, såsom oljepris-, valuta- samt räntesäkringsinstrument. Lundin Petroleum använder sig av finansiella instrument enbart med syftet att minimera riskerna i bolagets verksamhet. En mer detaljerad analys av de finansiella risker som Lundin Petroleum står inför ges i bolagets årsredovisning för 2010.

Derivatinstrument

Den 8 januari 2008 ingick koncernen ett räntesäkringskontrakt där LIBOR räntan låstes till 3,75 procent per år och säkrade därmed 200 MUSD av koncernens USD banklån för perioden januari 2008 till och med januari 2012. Räntesäkringskontraktet är hänförligt till den existerande kreditfaciliteten. I enlighet med IAS 39, möter kontraktet villkoren för säkringsredovisning. Förändringar i verkligt värde för dessa kontrakt redovisas direkt i övrigt totalresultat. Per den 31 december 2011 finns en skuld om 0,2 MUSD (6,9 MUSD) i balansräkningen, vilken utgör det verkliga värdet på den utestående delen av räntesäkringskontraktet.

VALUTAKURSER

Vid upprättandet av de finansiella rapporterna för rapporteringsperioden har följande valutakurser använts:

	31 dec 2011		31 dec 2010	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,5998	5,9927	6,0345	5,8564
1 USD motsvarar Euro	0,7185	0,7729	0,7537	0,7484
1 USD motsvarar Rubel	29,3738	32,2784	30,3570	30,5493
1 USD motsvarar SEK	6,4867	6,8877	7,1954	6,7097

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Kvarvarande verksamhet					
Rörelsens intäkter					
Försäljning av olja och gas	1	1 257 691	318 810	785 162	236 197
Övriga rörelseintäkter		11 824	4 193	13 437	3 896
		1 269 515	323 003	798 599	240 093
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-193 104	-46 935	-157 065	-48 735
Avskrivningar	3	-165 138	-43 757	-145 316	-38 352
Prospekteringskostnader	4	-140 027	-59 800	-127 534	-60 687
Bruttoresultat		771 246	172 511	368 684	92 319
Vinst vid försäljning av tillgångar		-	-	66 126	66 126
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-67 022	-31 903	-40 960	-14 270
Rörelseresultat	5	704 224	140 608	393 850	144 175
Resultat från finansiella investeringar					
Finansiella intäkter	6	46 455	7 305	20 956	7 117
Finansiella kostnader	7	-21 022	-4 790	-33 463	-8 390
		25 433	2 515	-12 507	-1 273
Resultat före skatt		729 657	143 123	381 343	142 902
Skatt	8	-574 413	-157 158	-251 865	-56 271
Periodens resultat från kvarvarande verksamhet		155 244	-14 035	129 478	86 631
Avytttrad verksamhet					
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	9	-	-	368 992	-283
Periodens resultat		155 244	-14 035	498 470	86 348
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:					
Från kvarvarande verksamhet		160 137	-12 500	142 883	90 396
Från avyttrad verksamhet		-	-	368 992	-283
		160 137	-12 500	511 875	90 113
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:					
Från kvarvarande verksamhet		-4 893	-1 535	-13 405	-3 765
Från avyttrad verksamhet		-	-	-	-
		-4 893	-1 535	-13 405	-3 765
Periodens resultat		155 244	-14 035	498 470	86 348
Resultat per aktie – USD¹					
Från kvarvarande verksamhet		0,51	-0,05	0,46	0,29
Från avyttrad verksamhet		-	-	1,18	0,00
		0,51	-0,05	1,64	0,29
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹					
Från kvarvarande verksamhet		0,51	-0,05	0,46	0,29
Från avyttrad verksamhet		-	-	1,18	0,00
		0,51	-0,05	1,64	0,29

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Periodens resultat	155 244	-14 035	498 470	86 348
Övrigt totalresultat				
Valutaomräkningsdifferens	-37 525	-25 193	-43 972	-1 201
Kassaflödessäkring	6 971	1 708	-378	1 217
Investeringar som kan säljas	-50 210	-1 583	53 128	39 691
Skatt på totalresultat	-1 743	-427	-1 771	171
Övrigt totalresultat efter skatt	-82 507	-25 495	7 007	39 878
Totalresultat	72 737	-39 530	505 477	126 226
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	80 466	-37 732	510 165	120 511
Innehav utan bestämmande inflytande	-7 729	-1 798	-4 688	5 715
	72 737	-39 530	505 477	126 226

KONCERNENS BALANSRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	31 december 2011	31 december 2010
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gästtillgångar	10	2 329 270	1 998 971
Övriga materiella anläggningstillgångar		16 084	15 271
Finansiella tillgångar	11	31 241	114 878
Uppskjutna skattefordringar		15 345	15 066
Summa anläggningstillgångar		2 391 940	2 144 186
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	12	224 407	236 247
Likvida medel		73 597	48 703
Summa omsättningstillgångar		298 004	284 950
SUMMA TILLGÅNGAR		2 689 944	2 429 136
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 000 882	920 416
Innehav utan bestämmande inflytande		69 424	77 365
Totalt eget kapital		1 070 306	997 781
Långfristiga skulder			
Avsättningar	13	987 993	763 672
Banklån		207 000	458 835
Övriga långfristiga skulder		21 830	17 836
Summa långfristiga skulder		1 216 823	1 240 343
Kortfristiga skulder			
Övriga kortfristiga skulder	14	390 600	184 997
Avsättningar	13	12 215	6 015
Summa kortfristiga skulder		402 815	191 012
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		2 689 944	2 429 136
Ställda säkerheter		519 624	459 220
Ansvarsförbindelser		-	-

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

Belopp i TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	155 244	-14 035	498 470	86 348
Vinst vid försäljning av avyttrad verksamhet	-	-	-424 196	-65 843
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	915 174	291 974	575 955	167 616
Erhållen ränta	1 457	41	589	227
Betald ränta	-1 597	2 335	-2 937	358
Betald skatt	-183 870	-119 547	-25 029	-4 241
Förändringar i rörelsekapital	10 528	-26 957	-65 734	-13 383
Summa kassaflöde från verksamheten	896 936	133 811	557 118	171 082
Kassaflöde från investeringar				
Investeringar i dotterbolag	-	-	-22 553	-14 370
Investeringar i intressebolag	-	-	235	10
Försäljningar av övriga aktier och andelar	53 938	-	446	-
Förändringar i övriga finansiella anläggningstillgångar	1 908	12 168	39	43
Övriga betalningar	-1 168	-293	-3 085	-1 564
Avyttringar	-	-	-65 808	-40 805
Investering i immateriella anläggningstillgångar	-	-	-200	5
Investeringar i olje- och gastillgångar	-670 032	-156 305	-348 819	-95 211
Investeringar i solenergitillgångar	-	-	-21 210	-1 813
Investeringar i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar	-3 786	-673	-4 853	-1 721
Summa kassaflöde från investeringar	-619 140	-145 103	-465 808	-155 426
Kassaflöde från finansiering				
Förändringar i långfristiga fordringar	-	-	-75 324	-8 687
Förändringar i långfristiga banklån	-252 238	-13 616	-49 609	-63 595
Betalda finansieringskostnader	-	-	-51	-
Köp av egna aktier	-	-	-10 712	-
Betalning vid nyemission i dotterbolag	-	-	15 191	-
Utdelning till innehav utan bestämmande inflytande	-212	-	-	-
Summa kassaflöde från finansiering	-252 450	-13 616	-120 505	-72 282
Förändring av likvida medel	25 346	-24 908	-29 195	-56 626
Likvida medel vid periodens början	48 703	98 075	77 338	53 545
Likvida medel som innehas för försäljning/utdelning	-	-	-	50 074
Valutakursdifferenser i likvida medel	-452	430	560	1 710
Likvida medel vid periodens slut	73 597	73 597	48 703	48 703
Summa kassaflöde från verksamheten				
Från kvarvarande verksamhet	896 936	133 811	880 394	171 365
Från avyttrad verksamhet	-	-	-323 276	-283
	896 936	133 811	557 118	171 082
Summa kassaflöde från investeringar				
Från kvarvarande verksamhet	-619 140	-145 103	-423 422	-155 426
Från avyttrad verksamhet	-	-	-42 386	-
	-619 140	-145 103	-465 808	-155 426
Summa kassaflöde från finansiering				
Från kvarvarande verksamhet	-252 450	-13 616	-120 505	-72 282
Från avyttrad verksamhet	-	-	-	-
	-252 450	-13 616	-120 505	-72 282

KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL

Belopp i TUSD	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/ Övriga reserver	Balanserad vinst	Periodens resultat	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2010	463	840 378	712 085	-411 268	95 555	1 237 213
Överföring av föregående års resultat	-	-	-411 268	411 268	-	-
Totalresultat	-	-1 959	249	511 875	-4 688	505 477
Transaktioner med ägare						
Förvärvat vid konsolidering	-	-	-	-	94	94
Avyttring	-	4 660	-10 520	-	-13 596	-19 456
Utdelning	-	-419 316	-298 288	-	-	-717 604
Köp av egna aktier	-	-10 712	-	-	-	-10 712
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	4 379	-4 379	-	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	2 769	-	-	2 769
Summa transaktioner med ägare	-	-420 989	-310 418	-	-13 502	-744 909
Balans per den 31 december 2010	463	417 430	-9 352	511 875	77 365	997 781
Överföring av föregående års resultat	-	-	511 875	-511 875	-	-
Totalresultat	-	-79 671	-	160 137	-7 729	72 737
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-	-	-212	-212
Summa transaktioner med ägare	-	-	-	-	-212	-212
Balans per den 31 december 2011	463	337 759	502 523	160 137	69 424	1 070 306

KONCERNENS NOTER

Not 1. Försäljning av olja och gas, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Försäljning av:				
Olja				
- Norge	911 072	236 431	490 390	154 413
- Frankrike	127 789	31 359	92 681	25 628
- Nederländerna	228	57	128	52
- Indonesien	3	-	34 994	16 295
- Ryssland	79 515	19 078	66 624	16 445
- Tunisien	24 795	-	29 517	-
	1 143 402	286 925	714 334	212 833
Kondensat				
- Nederländerna	1 314	343	1 088	353
- Indonesien	-	-	200	136
	1 314	343	1 288	489
Gas				
- Norge	57 909	16 329	32 687	11 427
- Nederländerna	42 496	11 448	32 357	9 266
- Indonesien	12 570	3 765	4 496	2 182
	112 975	31 542	69 540	22 875
Försäljning av olja och gas från kvarvarande verksamhet	1 257 691	318 810	785 162	236 197
Försäljning av olja och gas från avyttrad verksamhet				
- Storbritannien	-	-	62 567	-
Summa försäljning av olja och gas	1 257 691	318 810	847 729	236 197

Not 2. Produktionskostnader, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Utvinningskostnader	102 476	28 338	97 179	30 171
Tariff- och transportkostnader	22 863	5 228	17 438	5 638
Direkta produktionsskatter	52 390	12 843	41 624	10 136
Förändring i lager/över och under uttag	13 129	-17	-3 409	275
Övriga	2 246	543	4 233	2 515
Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet	193 104	46 935	157 065	48 735
Produktionskostnader från avyttrad verksamhet				
- Storbritannien	-	-	32 030	-
Summa produktionskostnader	193 104	46 935	189 095	48 735

Not 3. Avskrivningar, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Norge	130 011	34 622	101 643	28 262
Frankrike	12 174	3 056	14 623	3 969
Nederländerna	11 939	2 985	16 490	3 715
Indonesien	6 250	1 932	4 218	1 017
Ryssland	4 764	1 162	6 002	1 370
Tunisien	-	-	6	-
Avskrivningar av olje- och gastillgångar	165 138	43 757	142 982	38 333
Italien	-	-	2 334	19
Avskrivningar av solenergitillgångar	-	-	2 334	19
Avskrivningar från kvarvarande verksamhet	165 138	43 757	145 316	38 352
Avskrivningar från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	11 362	-
Summa avskrivningar	165 138	43 757	156 678	38 352

Not 4. Prospekteringskostnader, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Norge	74 060	7 333	94 526	61 053
Malaysia	11 015	-	-	-
Vietnam	-	-	31 906	-258
Kongo (Brazzaville)	51 263	51 263	-	-
Övriga	3 689	1 204	1 102	-108
Prospekteringskostnader från kvarvarande verksamhet	140 027	59 800	127 534	60 687
Prospekteringskostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	61	-
Summa prospekteringskostnader	140 027	59 800	127 595	60 687

Note 5. Rörelseresultat, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Rörelseresultat				
Norge	703 711	196 175	303 892	62 417
Frankrike	85 334	19 888	52 309	14 382
Nederländerna	18 868	4 786	7 273	2 586
Indonesien	168	-267	18 203	13 867
Ryssland	7 715	1 191	4 734	955
Tunisien	13 476	-197	11 500	-205
Malaysia	-11 010	-	-	-
Kongo (Brazzaville)	-51 273	-51 273	-	-
Vietnam	-459	-6	-31 906	258
Övriga	-62 306	-29 689	27 845	49 915
Rörelseresultat från kvarvarande verksamhet	704 224	140 608	393 850	144 175
Rörelseresultat från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	20,774	-
Summa rörelseresultat	704 224	140 608	414 624	144 175

KONCERNENS NOTER

Not 6. Finansiella intäkter, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Ränteintäkter	4 138	815	3 409	1 522
Valutakursvinster, netto	8 945	6 291	13 360	4 923
Försäkringsintäkter	1 734	–	377	–
Garanti-intäkter	998	294	2 348	43
Vinst vid försäljning av aktier	29 974	–	–	–
Övriga finansiella intäkter	666	-95	1 462	629
Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet	46 455	7 305	20 956	7 117
Finansiella intäkter från avyttrad verksamhet - Storbritannien	–	–	360	–
Summa finansiella intäkter	46 455	7 305	21 316	7 117

Not 7. Finansiella kostnader, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Räntekostnader	5 390	1 093	10 047	3 777
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	6 995	1 761	6 990	1 801
Värdförändring i räntesäkringskontrakt	–	–	3 872	32
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	4 494	1 091	3 989	1 015
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	2 181	459	2 360	603
Förlust vid försäljning av aktier	–	–	3 879	-5
Övriga finansiella kostnader	1 962	386	2 326	1 167
Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet	21 022	4 790	33 463	8 390
Finansiella kostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	–	–	1 224	–
Summa finansiella kostnader	21 022	4 790	34 687	8 390

Not 8. Skatt, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Kvarvarande verksamhet				
Aktuell skatt	400 210	186 701	68 152	34 428
Uppskjuten skatt	174 203	-29 543	183 713	21 843
Skatt från kvarvarande verksamhet	574 413	157 158	251 865	56 271
Aktuell skatt	–	–	7 315	–
Uppskjuten skatt	–	–	1 673	–
Skatt från avyttrad verksamhet - Storbritannien	–	–	8 988	–
Summa skatt	574 413	157 158	260 853	56 271

Not 9. Avyttrad verksamhet, TUSD	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Försäljning av olja och gas	-	-	62 567	-
Övriga rörelseintäkter	-	-	1 983	-
Rörelsens intäkter	-	-	64 550	-
Produktionskostnader	-	-	-32 030	-
Avskrivningar av olje- och gastillgångar	-	-	-11 362	-
Prospekteringskostnader	-	-	-61	-
Administrationskostnader och avskrivningar	-	-	-323	-
Rörelseresultat	-	-	20 774	-
Finansiella intäkter	-	-	360	-
Finansiella kostnader	-	-	-1 224	-
Resultat före skatt	-	-	19 910	-
Skatt	-	-	-8 988	-
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	-	-	10 922	-
Vinst vid försäljning av tillgångar	-	-	358 070	-283
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	-	-	368 992	-283

**Not 10. Olje- och gastillgångar,
TUSD**

	31 dec 2011	31 dec 2010
Norge	1 269 746	1 018 533
Frankrike	172 467	159 168
Nederländerna	43 739	49 721
Indonesien	93 610	78 011
Ryssland	615 015	614 731
Malaysia	129 830	42 058
Kongo (Brazzaville)	-	32 256
Irland	4 339	4 099
Övriga	524	394
	2 329 270	1 998 971

**Not 11. Finansiella tillgångar,
TUSD**

	31 dec 2011	31 dec 2010
Andra aktier och andelar	17 775	68 613
Aktiverade finansieringskostnader	2 506	4 650
Långfristiga fordringar	-	23 791
Övriga finansiella tillgångar	10 960	17 824
	31 241	114 878

KONCERNENS NOTER

Not 12. Fordringar och lager, TUSD

	31 dec 2011	31 dec 2010
Lager	31 589	20 039
Kundfordringar	144 954	94 190
Underuttag	1 851	13 452
Kortfristiga fordringar	–	74 527
Fordringar på Joint venture partners	20 252	21 389
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	4 522	6 351
Övriga tillgångar	21 239	6 299
	224 407	236 247

Not 13. Avsättningar, TUSD

	31 dec 2011	31 dec 2010
Långfristiga:		
Återställningskostnader	119 341	93 766
Uppskjuten skatteskuld	803 493	650 695
Långsiktiga incitamentsprogram	58 079	12 806
Pension	1 460	1 421
Övriga avsättningar	5 620	4 984
	987 993	763 672
Kortfristiga:		
Långsiktiga incitamentsprogram	12 215	6 015
	12 215	6 015
	1 000 208	769 687

Not 14. Övriga kortfristiga skulder, TUSD

	31 dec 2011	31 dec 2010
Leverantörsskulder	16 546	16 031
Överuttag	7 670	1 761
Aktuell skatteskuld	240 052	39 679
Upplupna kostnader	16 227	7 667
Skuld avseende bolagsförvärv	–	5 680
Skuld gentemot Joint venture partners	88 417	100 931
Kortfristiga räntebärande skulder	–	450
Derivatinstrument	168	6 866
Övriga skulder	21 520	5 932
	390 600	184 997

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Rörelsens intäkter				
Övriga rörelseintäkter	42 644	13 599	25 822	10 595
Bruttoresultat	42 644	13 599	25 822	10 595
Administrationskostnader	-206 108	-94 157	-72 222	-33 908
Rörelseresultat	-163 464	-80 558	-46 400	-23 313
Resultat från finansiella poster				
Finansiella intäkter	6 560	1 877	4 012 086	952
Finansiella kostnader	-25 495	-7 181	-36 928	-8 546
	-18 935	-5 304	3 975 158	-7 594
Resultat före skatt	-182 399	-85 862	3 928 758	-30 907
Skatt	-	-	7 328	-
Periodens resultat	-182 399	-85 862	3 936 086	-30 907

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Periodens resultat	-182 399	-85 862	3 936 086	-30 907
Övrigt totalresultat	-	-	-	-
Totalresultat	-182 399	-85 862	3 936 086	-30 907
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	-182 399	-85 862	3 936 086	-30 907
	-182 399	-85 862	3 936 086	-30 907

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	31 december 2011	31 december 2010
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Finansiella tillgångar	7 871 947	7 871 947
Summa anläggningstillgångar	7 871 947	7 871 947
Omsättningstillgångar		
Fordringar	8 954	7 175
Likvida medel	3 849	6 735
Summa omsättningstillgångar	12 803	13 910
SUMMA TILLGÅNGAR	7 884 750	7 885 857
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 169 977	7 352 376
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag	673 988	482 281
Summa långfristiga skulder	710 391	518 684
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	4 382	14 797
Summa kortfristiga skulder	4 382	14 797
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 884 750	7 885 857
Ställda panter	3 579 013	3 081 228
Ansvarsförbindelser	–	–

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	-182 399	-85 862	3 936 086	-30 907
Icke likviditetspåverkande poster	207 811	94 494	-3 918 807	29 189
Förändringar i rörelsekapital	-12 492	-12 661	-798	1 941
Summa kassaflöde från verksamhet	12 920	-4 029	16 481	223
Kassaflöde från investeringar				
Förändring av övriga finansiella anläggningstillgångar	-	-	1 590	5 142
Summa kassaflöde från investeringar	-	-	1 590	5 142
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	-15 702	7 131	71 870	-
Köp av egna aktier	-	-	-83 157	-
Summa kassaflöde från finansiering	-15 702	7 131	-11 287	-
Förändring av likvida medel	-2 782	3 102	6 784	5 365
Likvida medel vid periodens början	6 735	894	532	1 656
Valutakursförändring i likvida medel	-104	-147	-581	-286
Likvida medel vid periodens slut	3 849	3 849	6 735	6 735

FÖRÄNDRINGAR I MODERBOLAGETS EGNA KAPITAL

Belopp i TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga fonder	Balanserad vinst	Periodens resultat	
Balans per den 1 januari 2010	3 179	861 306	5 120 750	1 887 788	-32 271	7 840 752
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-32 271	32 271	-
Totalresultat	-	-	-	-	3 936 086	3 936 086
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-2 515 168	-1 826 272	-	-4 341 440
Köp av egna aktier	-	-	-83 157	-	-	-83 157
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	-	29 380	-29 380	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	-	135	-	135
Summa transaktioner med ägare	-	-	-2 568 945	-1 855 517	-	-4 424 462
Balans per den 31 december 2010	3 179	861 306	2 551 805	-	3 936 086	7 352 376
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	3 936 086	-3 936 086	-
Totalresultat	-	-	-	-	-182 399	-182 399
Balans per den 31 december 2011	3 179	861 306	2 551 805	3 936 086	-182 399	7 169 977

Finansiella nyckeltal har beräknats på kvarvarande verksamhet.

Finansiell data (TUSD)	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader	1 okt 2010- 31 dec 2010 3 månader
Rörelseresultat	1 269 515	323 003	798 599	240 093
EBITDA	1 012 063	244 752	603 450	177 681
Periodens resultat	155 244	-14 035	129 478	86 631
Operativt kassaflöde	676 201	89 367	573 380	156 929
Nyckeltal, aktie (USD)				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,22	3,22	2,96	2,96
Operativt kassaflöde per aktie	2,17	0,28	1,84	0,51
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,88	0,43	1,79	0,55
Resultat per aktie	0,51	-0,05	0,46	0,29
Resultat per aktie efter full utspädning	0,51	-0,05	0,46	0,29
EBITDA per aktie efter full utspädning	3,25	0,78	1,93	0,57
Utdelning per aktie	-	-	2,30	0,20
Börskurs vid periodens utgång	24,57	24,57	12,47	12,47
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	311 027 942	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	311 027 942	311 027 942	312 096 990	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	311 027 942	311 027 942	312 096 990	311 027 942
Nyckeltal, (%)				
Räntabilitet på eget kapital	15	-1	12	9
Räntabilitet på sysselsatt kapital	53	12	24	9
Netto skuldsättningsgrad	15	15	36	36
Soliditet	40	40	41	41
Andel riskbärande kapital	69	69	67	67
Räntetäckningsgrad	5 919	4 893	1 860	2 555
Operativt kassaflöde/räntekostnader	5 460	3 131	2 742	2 798
Direktavkastning	-	-	18	2

DEFINITIONER AV NYCKELTAL

Aktieägarnas egna kapital per aktie: Koncernens redovisade egna kapital hänförligt till aktieägare dividerat med antalet aktier i cirkulation vid periodens slut.

Operativt kassaflöde per aktie: Koncernens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Kassaflöde från verksamheten per aktie: Kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie: Koncernens vinst efter skatt hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie efter full utspädning: Koncernens vinst efter skatt hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning för utestående teckningsoptioner.

EBITDA per aktie efter full utspädning: Koncernens EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året efter full utspädning för utestående teckningsoptioner, EBITDA som används i denna rapport definieras som rörelseresultat före avskrivning av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

Börskurs vid periodens utgång: Börskursen i USD är baserad på börskursen i SEK omräknat till balansdagens kurs.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden: Antal aktier vid periodens början med tidsvägning för förändringar i antalet aktier efter full utspädning för utestående teckningsoptioner.

Räntabilitet på eget kapital: Koncernens vinst efter skatt dividerat med koncernens genomsnittligt eget kapital.

Räntabilitet på sysselsatt kapital: Koncernens resultat före skatt plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med genomsnittligt sysselsatt kapital (genomsnittet av balansomslutningen minus icke-räntebärande skulder).

Netto skuldsättningsgrad: Koncernens netto räntebärande skulder i förhållande till eget kapital hänförligt till aktieägare.

Soliditet: Koncernens totalt eget kapital i förhållande till balansomslutningen.

Andel riskbärande kapital: Summan av totalt eget kapital och uppskjutna skatteskulder dividerat med balansomslutningen.

Räntetäckningsgrad: Koncernens resultat efter finansnetto plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med räntekostnader.

Operativt kassaflöde/räntekostnader: Koncernens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med årets räntekostnad.

Direktavkastning: Utdelning i förhållande till börskurs vid räkenskapsårets utgång.

Stockholm den 8 februari 2012

Ian H. Lundin
Ordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

William A. Rand

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

Magnus Unger

Dambisa F. Moyo

Kristin Færøvik

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Tremånadersperioden (januari-mars 2012) kommer att publiceras den 9 maj 2012.
- Sexmånadersperioden (januari-juni 2012) kommer att publiceras den 1 augusti 2012.
- Niomånadersperioden (januari-september 2012) kommer att publiceras den 31 oktober 2012.

Årsstämman kommer att hållas den 10 maj 2012 i Stockholm

Olje- och gas information

I enlighet med gällande kanadensiska bestämmelser har Lundin Petroleum upprättat dokumentet "Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information" per den 31 december 2011 i föreskriven form och kommer att göra dokumentet tillgängligt på hemsidan för den kanadensiska myndigheten för övervakning av finansmarknaden: www.sedar.com. Dokumentet kommer att finnas tillgängligt på bolagets hemsida: www.lundin-petroleum.com.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

C, Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD
Tel: +41 22 595 10 00

eller

Maria Hamilton
Informationschef
Tel: +46 8 440 54 50
Tel: +41 79 63 53 641

OFFENTLIGGÖRANDE

Ovanstående information har offentliggjorts i enlighet med Lag om värdepappersmarknaden och/eller Lag om handel med finansiella instrument.

FRAMÅTRIKTADE UTTALANDEN

Vissa uttalanden samt viss informationen i detta pressmeddelande utgör "framåtriktad information" (enligt tillämplig kanadensisk värdepapperslagstiftning). Sådana uttalanden och information (tillsammans, "framåtriktade uttalanden") avser framtida händelser, inklusive Bolagets framtida resultat, affärsutsikter och affärsmöjligheter. Framåtriktade uttalanden inkluderar, men är inte begränsade till, uttalanden avseende uppskattningar av reserver och resurser, framtida produktionsnivåer, framtida investeringar och fördelningen av dessa på prospekterings- och utvecklingsaktiviteter, framtida bormingar samt andra prospekterings- och utvecklingsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av belopp som ännu inte kan fastställas samt antaganden av företagsledningen.

Samtliga uttalanden, förutom uttalanden avseende historiska fakta, kan vara framåtriktade uttalanden. Uttalanden om bevisade och sannolika reserver och resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden och framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "förutse", "plan", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan", "kommer att", "projekt", "förutse", "potential", "inriktning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för detta pressmeddelande och Bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utveckling), produktionskostnader, tillgång till borrhullrustning, tillgång till nyckelpersoner, resursestimat, hälsa, säkerhet, miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Riskfaktorer" samt på andra ställen i Bolagets årsredovisning för 2010. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden i detta pressmeddelande är uttryckligen kvalificerade av detta varnande uttalande.

UPPSKATTADE BETINGAD RESURSER

Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar genom att använda etablerad teknologi eller teknologi som är under utveckling, men som inte är att anse som kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser.

Det betingade resursintervallet för Johan Sverdrupfyndigheten har uppskattats inklusive osäkerheter i relation till reservoarens storlek, reservoarens egenskaper och utvinningsfaktorer. Den huvudsakliga betingelsen som förhindrar resursernas klassificering som reserver är upprättandet av en konceptuell utbyggnadsplan.

Utvinnings- och produktionsuppskattningar av bolagets resurser som tillhandahålls här är enbart uppskattningar och det finns ingen garanti för att de uppskattade resurserna kommer att utvinnas eller produceras. Faktiska resurser kan vara större eller mindre än de uppskattningar som ges här. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av dessa resurser.

Giltighetsdatum för de uppskattade resurserna är datumet för denna pressrelease.

Lundin Petroleum AB (publ)

Hovslagargatan 5
SE-111 48 Stockholm
Sverige
E-mail: info@lundin.ch



www.lundin-petroleum.com