



Lundin Petroleum AB (publ)

Organisationsnummer 556610-8055

Delårsrapport för
NIOMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 30 september
2012

HÖJDPUNKTER

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2012 (30 september 2011)

- Produktion om 35,6 Mboepd (32,8 Mboepd)
- Resultat efter skatt om 156,6 MUSD (169,3 MUSD)
- EBITDA om 854,3 MUSD (767,3 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 594,0 MUSD (586,8 MUSD)
- Ny sjuårig, revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD undertecknades den 25 juni 2012
- PDO för Edvard Griegfältet godkänd
- Pre-unit avtal har slutits avseende Johan Sverdrupfältet
- Omfattande utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet

Tredje kvartalet som avslutades den 30 september 2012 (30 september 2011)

- Produktion om 36,6 Mboepd (33,9 Mboepd)
- Resultat efter skatt om 44,9 MUSD (38,9 MUSD)
- EBITDA om 273,6 MUSD (262,0 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 218,4 MUSD (196,5 MUSD)
- Geitungen oljefyndighet norr om Johan Sverdrup fältet inom PL265, med utvinningsbara resurser om 140 till 270 MMboe, brutto
- Gasfyndighet på Berangan-1 i block SB303, offshore Sabah, Malaysia
- PDO för Bøylafältet godkänd i oktober 2012

	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	35,6	36,6	32,8	33,9	33,3
Rörelsens intäkter i MUSD	1,002,5	322,5	946,5	327,5	1 269,5
Periodens resultat i MUSD	156,6	44,9	169,3	38,9	155,2
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	159,7	45,9	172,6	39,5	160,1
Vinst/aktie i USD ¹	0,51	0,15	0,56	0,13	0,51
Vinst/aktie efter full utspädning i USD ¹	0,51	0,15	0,56	0,13	0,51
EBITDA i MUSD	854,3	273,6	767,3	262,0	1 012,1
Operativt kassaflöde i MUSD	594,0	218,4	586,8	196,5	676,2

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
CDN	Kanadensiska dollar
CHF	Schweiziska francs
EUR	Euro
NOK	Norska kronor
RUR	Ryska rubler
SEK	Svenska kronor
USD	US dollar
TSEK	Tusen SEK
TUSD	Tusen USD
MSEK	Miljoner SEK
MUSD	Miljoner USD

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
Mcf	Tusen kubikfot

Kära aktieägare,

Jag är nöjd över att vårt bolag ännu en gång har levererat utmärkta resultat och överträffat marknadens förväntningar. Resultatet är en funktion av rekordhög kvartalsproduktion och låga utvinningskostnader. Resultatet är en starkt kassaflödesgenererande verksamhet vilket tydliggörs av vårt operativa kassaflöde om 594,0 miljoner USD och EBITDA om 854,3 miljoner USD för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2012 (rapporteringsperioden).

Vårt finansiella resultat kommer att förbättras ytterligare under kommande år och drivas av vår existerande pipeline av utbyggnadsprojekt vilka kommer att leverera ökad produktion. De norska utbyggnadsprojekten Edvard Grieg, Brynhild och Bøyla, vilka samtliga befinner sig i färdigställande- och konstruktionsfas, förväntas resultera i att vår produktion fördubblas till över 70 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd) till följd av Edvard Griegs produktionsstart i slutet av 2015. Medan den exakta omfattningen av utbyggnaden av Johan Sverdrup i Norge ännu inte är fastställd är jag övertygad om att den förväntade storleken av detta projekt kommer att bidra till att vår produktion fördubblas igen till över 150 000 boepd efter produktionsstarten i slutet av 2018. Lite förenklat tror jag att Lundin Petroleum kan fyrdubbla produktionen över de kommande sju till åtta åren från nuvarande nivåer och kan uppnå detta utan utspädning för aktieägarna och är inte beroende av ytterligare utbyggnadsprojekt eller prospekteringsframgång.

Vi ser fortfarande väldigt mycket på oss själva som ett prospekteringsfokuserat bolag. Vårt prospekteringsteam har varit det mest framgångsrika i Norge under de senaste åren med prospekteringskostnader per funna fat efter skatt om under 1 USD per fat, med en portfölj om över 50 prospekteringslicenser, vilka vi tror har utmärkt potential, och med säkrad riggkapacitet för att möta våra borrhingsåtaganden under de kommande tre åren. Tillika har vår prospekteringsstrategi i Sydostasien börjat visa positiva resultat och jag förväntar mig att Bertamfältet kommer att bekräftas vara kommersiellt. Vi är fast beslutna att investera cirka 500 miljoner USD per år i vårt prospekteringsprogram under en överskådlig framtid och förväntar oss att det kommer att skapa ytterligare aktieägarvärde.

Finansiellt resultat

Vårt finansiella resultat för de första nio månaderna 2012 fortsatte på den positiva trenden från tidigare kvartal. Det finansiella resultatet drevs av produktionen i Norge och resulterade i en vinst efter skatt om 156,6 miljoner USD för rapporteringsperioden.

Produktion

Produktionen för de första nio månaderna 2012 var 35 600 boepd och överträffade igen våra förväntningar. Produktionen från Alvheim- och Volundfälten var de främsta bidragande orsakerna till det starka resultatet med Alvheim FPSO:ns drifttid och Volunds reservoarprestanda igen över förväntan. Jag tror att detta starka resultat kommer att fortsätta in i 2013 med nya multilaterala utbyggnadsborrningar på både Alvheim och Volund som förväntas ha en positiv inverkan på produktionen.

Till följd av den starka produktionen har vi reviderat vår förväntade produktion från det tidigare intervallet om mellan 33 000 boepd och 37 000 boepd till ett nytt intervall om mellan 34 000 boepd och 37 000 boepd. Vi kommer att meddela vår förväntade produktion för 2013 i januari 2013.

Utbyggnad

Jag är mycket nöjd att, trots det tryck som idag finns på arbetskraft och kostnader i vår industri, fortskrider våra tre pågående utbyggnadsprojekt väl i Norge.

De båda projekten Brynhild och Edvard Grieg är väl in i genomförandefasen. Brynhildfältet, som är en återkoppling på havsbotten till Shells Pierce FPSO-anläggning i Storbritannien, beräknas starta produktion i slutet av 2013 och vi förväntar oss att påbörja borrhningen av de fyra utbyggnadsborrningarna under det andra kvartalet nästa år. Edvard Griegs projektteam har tilldelat de stora kontraktet för processdäck och jacketstruktur såväl som kontrakt för borrhning och installation. Konstruktionen av jacketstrukturen har redan påbörjats. Vårt projektteam är bemannat av experter med många års erfarenhet av att verkställa konstruktionsprojekt i Norge och som jag är övertygad kommer att leverera denna nya stora anläggning. Edvard Grieg är ett projekt i världsklass med reserver om 186 MMboe, kommer att producera 100 000 boepd och kosta cirka 4 miljarder USD. Jag är glad att både OMV och Statoil, till följd av den nyligen offentliggjorda transaktionen blir Edvard Grieg partners och uppmuntras av att OMV-transaktionen värderar Edvard Grieg till över 8,5 USD per fat vilket ger tydliga bevis för värderingen av vår norska resursbas.

Vi gör goda framsteg med planeringen av utbyggnaden av Bertamfältet, offshore Malaysia, där konceptuella studier pågår och där vi hoppas att kunna fatta beslut om en fast-track utbyggnad nästa år.

Utvärdering

Både vi och Statoil fortsätter att arbeta med utvärderingen av fyndigheten Johan Sverdrup. Åtta borrhningar har nu genomförts på Johan Sverdrupstrukturen vilka samtliga förser oss med värdefull information beträffande resursernas storlek och stödjer utbyggnadsplaneringen. Lundin Petroleum som operatör för PL501 har genomfört tre utvärderingsborrningar i år och vi kommer att genomföra ytterligare två borrhningar innan årets slut. Statoil kommer också att genomföra ytterligare två utvärderingsborrningar innan slutet av året, varav den första har påbörjats.

Resultatet av 2012 års utvärderingsprogram kommer att användas för att uppdatera utvinningsbara resurser för Johan Sverdrup vilket vi förväntar oss kommer att offentliggöras under the första kvartalet 2013.

Vi förväntar oss nu att åtminstone fyra ytterligare utvärderingsborrningar kommer att genomföras under 2013, två i PL501 och två i PL265.

BREV TILL AKTIEÄGARE

Statoil, såsom arbetande operatör på Johan Sverdrup koordinerar arbetet beträffande utbyggnadsplanen och vi förväntar oss fortfarande att beslutet om den konceptuella utbyggnaden kommer att fattas i slutet av 2013 och att inlämning av utbyggnadsplanen kommer att ske i slutet av 2014.

Prospektering

Som jag betonade i mitt brev till aktieägarna förra kvartalet har vår prospekteringsaktivitet ökat under det senaste kvartalet och vi är fortsatt mycket upptagna under resten av detta år och under hela 2013. Vi planerar att genomföra 33 prospekterings- och utvärderingsborrningar under denna period med en prospekteringsbudget för 2013 som sannolikt kommer att överstiga 500 miljoner USD. Norge och Sydostasien, där vi för närvarande är mest aktiva, kommer att fortsätta vara vårt fokus. Under de senaste månaderna har olika intressenter kommenterat att Lundin Petroleum inte längre är ett prospekteringsbolag i och med vårt ökade fokus på produktion och utbyggnadsaktiviteter. Detta är inte sant och jag anser fortfarande att en proaktiv prospekteringsstrategi är den bästa vägen för Lundin Petroleum att fortsätta leverera ökat värde till våra aktieägare.

Höjdpunkten under förra kvartalet var fyndigheten Geitungen i PL265. Det ser nu ut som att fyndigheten, med uppskattade resurser om cirka 200 MMboe, mittpunkt, är en nordlig förlängning av Johan Sverdrupfyndigheten. Vi kommer sannolikt att genomföra en borrning på den potentiella strukturen Torvestad i PL501 under 2013, vilken har potentialen att vara en nordlig förlängning av Geitungen och Johan Sverdrup. Vi tror att det kommer att bli ytterligare fyndigheter i det större Luno- eller södra Utsira Highområdet och kommer att genomföra prospekteringsborrningar under 2012/2013 i PL359 (Luno II), PL625 (Kopervik), PL544 (Biotitt), PL338 (Jorvik) och i PL410. Vi är den största andelsägaren i de flesta licenser och har utan tvekan den största hävstången för ytterligare prospekteringsframgångar inom detta område.

Vi fortsätter även att vara mycket aktiva i Barents hav. Innan Statoils senaste fyndigheter Skrugard och Havis i Barents hav, följde vi en strategi om att bygga upp en betydande licensposition i Barents hav baserad på en teori om att området hade oljepotential. Idag har vi en omfattande areal och området har fått mycket mer fokus från industrin sedan Statoils fyndigheter. Detta stora intresse från industrin för licenser i Barents hav kommer att fortsätta i de pågående APA och kommande 22a norska licensrundorna. Under det tredje kvartalet resulterade prospekteringsborrningen Salina i en gasfyndighet med potential att bli större. Förståelsen för olje- gentemot gasgenererande bergart och migrationen av kolväten är tekniskt utmanande, men trots dessa resultat fortsätter vi att tro på oljepotentialen i Barents hav. Jag tror också att väsentliga volymer av gas kommer att hittas i Barents hav och därför är det bara en fråga om tid innan en exportlösning för gas i området kommer att byggas ut. Vi genomför för närvarande prospekteringsborrningen Juksa/Snurrevad i Barents hav och kommer att genomföra ytterligare minst en borrning i området nästa år.

Den slutliga delen i vår prospekteringsstrategi i Norge är att försöka etablera ett nytt kärnområde för prospektering. Albertborrningen i norra Nordsjön mot Møre Basin var en icke kommersiell oljefyndighet. Vi kommer att fortsätta att inte enbart leta i detta område men borra i andra nya intressanta områden. Till exempel så kommer vi att genomföra en prospekteringsborrning under 2013 på en stor potentiell struktur i PL330, belägen i norra delen av Norska havet, ett område där det fram till idag förekommit relativt lite prospektering. Dessutom kommer 2013 att inkludera två prospekteringsborrningar i södra Nordsjön på Oгна- och Carlsbergstrukturerna.

Slutligen, har vi varit upptagna med att säkra riggkapacitet för våra borraktiviteter. Jag är mycket nöjd över att vi, i en trång norsk riggmärknad, har lyckats säkra Island Innovator, en nybyggd halvt nedsänkbar rigg, för två år från och med 2013 och en förlängning av vårt existerande Bredford Dolphinkontrakt. Vi har nu riggkapacitet för att kunna genomföra vårt norska prospekteringsprogram fram till 2015.

Vi fortsätter med vårt prospekteringsprogram i Sydostasien. I det senaste kvartalet gjorde vi ännu en gasfyndighet i östra Malaysia och kommer att genomföra ytterligare två borrningar offshore den Malaysiska halvön innan slutet av året. Prospekteringsborrningarna kommer att fortsätta i Malaysia under 2013 och vi kommer även att starta prospekteringsborrningar offshore Indonesien med åtminstone två borrningar.

Oljemarknaden och Lundin Petroleum

Världsekonomin visar tidiga tecken på återhämtning men det råder fortfarande stor osäkerhet. Jag hoppas att det värsta av eurokrisen är bakom oss och att tillgången på billig gas i USA kommer att verka som en katalysator för industriell tillväxt i regionen. På kort sikt kan ytterligare nedgång i den kinesiska ekonomiska tillväxttakten med minskade investeringar innebära det största hotet mot råvarupriserna. På medellång sikt råder det inget tvivel att med tillväxten från produktionen av skifferolja i Nordamerika i kombination med med förbättrad energieffektivitet och utbyte av olja mot gas, kommer vi att se att Nordamerika är på väg mot självförsörjning. Likväl kommer den ökande efterfrågan från utvecklingsländer tillsammans med det minskade utbudet av konventionell olja att säkerställa fortsatt högt oljepris.

Vi fortsätter att kommunicera med våra största aktieägare särskilt i Sverige beträffande medias påståenden vad gäller vår tidigare verksamhet i Sudan och Etiopien. Vi har nu kontaktats av den svenska åklagaren i samband med hans förundersökning och återupprepar vad vi sagt tidigare att vi kommer att bistå denna process.

Tillsammans med Lundin Petroleums ledning fortsätter vi att inom vår organisation betona vikten av vårt ledningsramverk för Samhällsansvar, Hälsa, Säkerhet och Miljö. Det här är god affärssed och framöver kommer vi att öka våra ansträngningar om att kommunicera med intressegrupper inte enbart om våra policies och ledningssystem utan även om hur dessa omsätts i praktiken.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm den 31 oktober 2012

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

VERKSAMHETEN

Produktion

Produktionen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2012 (rapporteringsperioden) uppgick till 35,6 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) och omfattade nedanstående:

Produktion i Mboepd	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Olja					
Norge	23,4	23,4	20,7	21,7	21,1
Frankrike	2,9	2,8	3,1	3,1	3,1
Ryssland	2,7	2,7	3,2	3,1	3,1
Tunisien	0,1	0,0	0,8	0,7	0,7
Summa produktion olja	29,1	28,9	27,8	28,6	28,0
Gas					
Norge	3,8	5,0	2,0	2,0	2,1
Nederländerna	1,9	1,9	2,0	1,9	2,0
Indonesien	0,8	0,8	1,0	1,4	1,2
Summa produktion gas	6,5	7,7	5,0	5,3	5,3
Summa produktion					
Kvantitet i Mboe	9 749,6	3 364,5	8 963,3	3 117,5	12 151,5
Kvantitet i Mboepd	35,6	36,6	32,8	33,9	33,3

EUROPA

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader
Alvheim	15%	11,9	11,4
Volund	35%	13,3	13,4
Gaupe	40%	2,0	3,6
		27,2	28,4

Produktionen från Alvheimfältet under rapporteringsperioden var fortsatt över förväntan beroende på utmärkt drifttid på FPSO:n om över 95 procent och på att det för andra kvartalet planerade driftstoppet av SAGE-systemet ställdes in. En utbyggnadsborrning på Alvheimfältet har genomförts under det första halvåret 2012 och den har återkopplats till FPSO:n och satts i produktion i oktober 2012. Alvheimfältets utvinningskostnader under tredje kvartalet påverkades av planerat underhållsarbete. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet under rapporteringsperioden, exklusive genomfört underhållsarbete var fortsatt lägre än 5 USD per fat.

Volundfältets produktion fortsatte att överträffa förväntningarna på grund av högre drifttid och bättre reservoarprestanda än förväntat. Ytterligare en utbyggnadsborrning på Volundfältet genomförs för närvarande med förväntad produktionsstart under första kvartalet 2013. Utvinningskostnaden för Volundfältet under rapporteringsperioden var under 2 USD per fat.

Produktionsstart för Gaupefältet, PL292 skedde den 31 mars 2012. Produktionen från Gaupefältet har varit lägre än förväntat sedan produktionsstart. Tekniska analyser indikerar att de två producerande borrningarna är anslutna till lägre kolvätevolymmer än vad som var förväntat innan produktionsstart, med negativ inverkan på Gaupes reserver som resultat.

Utbyggnad

I januari 2012 lämnades en utbyggnadsplan för Edvard Griegfältet (l.a. 50%) in till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen innefattar en samordnad utbyggnadslösning för Edvard Griegfältet och det närliggande Ivar Aasenfältet (tidigare Draupne) beläget i PL001B, med Det norske oljeselskap ASA som operatör. Det norska stortinget godkände utbyggnadsplanen för Edvard Grieg i juni 2012.

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

Edvard Griegfältet uppskattas innehålla 186 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) av bruttoreserver med förväntad produktionsstart i slutet av 2015 och med förväntad toppproduktion, brutto, om cirka 100,0 Mboepd. Bruttoinvesteringen för Edvard Griegfältets utbyggnad uppskattas till 4 miljarder USD och omfattar plattform, pipelines och 15 borrhningar. Kværner har tilldelats kontrakt för projektering, upphandling och utförande av jacket och processdäck för plattformen och Rowan Companies för en jack-up rigg, för att genomföra utbyggnadsborrningarna. Saipem har tilldelats kontraktet för den marina installationen. Utbyggnaden avancerar väl och konstruktion av jacket har redan påbörjats.

Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet i PL148 (l.a. 70%) godkändes av det norska olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet innehåller bruttoreserver om 20 MMboe och förväntas producera 12,0 Mboepd, brutto på platånivå, med förväntad produktionsstart i slutet av 2013. Utbyggnaden innefattar fyra borrhningar som kopplas tillbaka till Piercefältets existerande produktionsanläggning i den brittiska sektorn av Nordsjön där Shell är operatör. Utbyggnaden har kommit långt beträffande projektering och konstruktionsarbete och jack-upriggen Maersk Guardian kommer att påbörja utbyggnadsborrningar under första halvåret 2013. I mars 2012 meddelade Lundin Petroleum att ett avtal har ingåtts med Talisman Energy för att förvärva ytterligare en licensandel om 30 procent i PL148 som innehåller Brynhildfältet, offshore Norge.

En utbyggnadsplan för Bøylafältet i PL340 (l.a. 15%) godkändes i oktober 2012. Bøylafältet innehåller bruttoreserver om 21 MMboe och kommer att byggas ut som en återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n. Produktionsstart från Bøylafältet förväntas 2014 med en platåproduktion, brutto, om 19,0 Mboepd.

Utvärdering

Lundin Petroleum upptäckte Avaldsnesfältet i PL501 (l.a. 40%) under 2010. Statoil upptäckte 2011 fyndigheten Aldous Major South i den angränsande PL265 (l.a.10%). Till följd av utvärderingsborrningar fastställdes det att fyndigheterna var sammanhängande och i januari 2012 fick den sammanhängande fyndigheten namnet Johan Sverdrup. Ett utvärderingsprogram pågår för att fastställa de utvinningsbara resurserna samt bistå strategin för utbyggnadsplaneringen.

I januari 2012 slutfördes en tredje utvärderingsborrning, 16/5-2S, belägen i PL501. Målsättningen med borrhningen var att avgränsa den södra delen av fyndigheten Johan Sverdrup i PL501. Även om borrhningen påträffade god sandstensreservoar från juraåldern var den djupare än förväntat, vilket resulterade i att reservoaren påträffades under kontakten mellan olja och vatten. I maj 2012 slutfördes ytterligare en utvärderingsborrning 16/2-11 i PL501 vilken påträffade en 54 meter hög oljekolonn, brutto, i sandstensreservoar från den övre och mellersta juraålder utan att ha fastställt kontakten mellan olja och vatten. Reservoaren påträffades vid förväntat djup. En sidospårsborrning från borrhningen har med framgång slutförts och den bekräftade liknande, utmärkt reservoartjocklek och kvalitet.

Under tredje kvartalet avslutades utvärderingsborrningen 16/2-13S på den nordöstra delen av fyndigheten Johan Sverdrup samt sidospårsborrningen 16/2-13A med framgång. Resultaten från borrhningarna var utmärkta avseende reservoarkvalitet och tjocklek och bekräftar den geologiska modellen samt en djupare kontakt mellan olja och vatten vid denna plats.

Borrhningen 16/2-13 påträffade en oljekolonn om 25 meter, brutto, i sandstensreservoar från övre och mellersta juraålder utan att ha fastställt kontakten mellan olja och vatten. Sidospårsborrningen 16/2-13 påträffade en reservoarkolonn om cirka 22 meter, varav 12 meter var ovan kontakten mellan olja och vatten. Toppreservoaren var 4 meter grundare än förväntat. Kontakten mellan olja och vatten påträffades cirka 1 925 meter under havsytan vilket är cirka tre meter djupare än vad som observerats i tidigare borrhningar i PL501.

Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare två utvärderingsborrningar under 2012 i PL501, av vilka den ena kommer att genomföras i den norra delen av Johan Sverdrupområdet. Utvärderingsborrningen 16/2-16 kommer att genomföras 3,7 km nordväst om borrhningen 16/2-13. Den andra borrhningen 16/3-5 kommer att genomföras i den sydöstra delen av Johan Sverdrup i PL501.

I september 2012 påbörjade Statoil den första av två utvärderingsborrningar som kommer att genomföras i PL265 under fjärde kvartalet 2012. Borrhningen 16/2-14 kommer att utvärdera den högsta delen av Johan Sverdrup fyndigheten i PL265. Den huvudsakliga målsättningen är att fastställa tjocklek och kvalitet i sandstensreservoar från juraåldern på den strukturella höjden mellan Johan Sverdrups utvärderingsborrningar 16/2-8 och 16/2-10 i PL265. Borrhningen 16/2-15 kommer att genomföras direkt efter denna borrhning. Det är sannolikt att minst ytterligare två utvärderingsborrningar kommer att genomföras i både PL501 och PL265 under 2013.

Lundin Petroleum, som operatör för PL501, har undertecknat ett pre-unit avtal med partners i PL501 och PL265 för den samordnade fältutbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Statoil har blivit utvald till arbetande operatör för pre-unitfasen. Samtliga partners i PL501 och PL265 har kommit överens om tidtabell för Johan Sverdrupfältet med val av utbyggnadskoncept per det fjärde kvartalet 2013, inlämnande av utbyggnadsplan per det fjärde kvartalet 2014 och produktionsstart i slutet av 2018.

Prospektering

Lundin Petroleum har fortsatt sitt prospekteringsprogram i Norge med huvudfokus på södra Utsira High och Barents hav.

I augusti 2012 avslutades med framgång prospekteringsborrningen 16/2-12 med målsättning strukturen Geitungen i PL265 (l.a. 10%) som en oljefyndighet. Borrhningen, belägen norr om Johan Sverdrup fyndigheten och söder om fyndigheten 16/2-9S, Aldous Major North, bekräftade en oljekolonn om 35 meter, brutto, i sandstensreservoar från juraåldern av hög kvalitet. Olja påvisades även i grundbergart. Insamling av data i borrhningen, inklusive borrhkärnor, loggar och vätskeprover indikerar att strukturen Geitungen är i kommunikation med fyndigheten Johan Sverdrup som gjordes av Lundin Norway 2010. Preliminära beräkningar av storleken på fyndigheten Geitungen är mellan 140 och 270 miljoner fat utvinningsbar olja, brutto.

I oktober 2012 offentliggjorde Lundin Petroleum resultatet från Albertborrningen i PL519 (l.a. 40%). Den primära målsättningen med borrhningen 6201/11-3 var att testa sandstensreservoar från krita- och triasåldern i multipla strukturer. Borrhningen påträffade olja i en tunn reservoarsekvens från krita vid den förväntade nivån för det primära målet. Den tunna tjockleken och osäkra distributionen av reservoaren ger inte grund för uppskattade resurser i detta läge och fyndigheten har därför inte bedömts vara kommersiell. Ytterligare potential finns i Albertstrukturen om

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

en tjockare reservoarsektion från kritaåldern kan identifieras. Det sekundära reservoarmålet i trias var tight och utan rörliga kolväten. En mindre kolonn av rörliga kolväten påträffades även i ett sekundärt mål från Paleoceneåldern. Ytterligare prospekteringsaktiviteter är planerade i detta område i slutet av 2013 eller tidigt 2014 med borringen av den potentiella strukturen Storm i PL555 där Lundin Petroleum innehar en licensandel om 60 procent och är operatör.

I oktober 2012 meddelade Lundin Petroleum att prospekteringsborringen 7220/10-1 i PL533 (l.a. 20%) hade funnit gaskondensat i strukturen Salina, belägen på den västra flanken av Loppahöjden i Barents hav. Borringen har bekräftat två gaskolonner i sandsten från krita- och juraåldern. Insamling av data från borringen, inklusive borrhävar, loggar och vätskeprover har bekräftat god reservoarkvalitet i sandsten. Preliminära beräkningar, som genomförts av norska oljedirektoratet, ger ett intervall om mellan 5 och 7 miljarder standard kubikmeter (29 – 41 MMboe), brutto, av utvinningsbar gas/kondensat. Ytterligare potential finns i förkastningsegment i anslutning till Salinastrukturen.

Lundin Petroleum påbörjade den andra prospekteringsborringen för 2012 i Barents hav i oktober 2012. Borringen 7120/6-3S är belägen i PL490 (l.a. 50%) i Barents hav och har som målsättning strukturerna Snurrevad-Juksa. Borringen är belägen 10 km nordväst om Snøhvitfältet. Det huvudsakliga målet för borringen är att bevisa förekomsten av kolväten i reservoarer från lägre krita-, övre juraålder.

Lundin Petroleum meddelade i juli 2012 att ett utfarmningsavtal har slutits för att minska licensandelarna i ett antal licenser. Spring Energy Norway AS har förvärvat en licensandel om 10 procent i PL490, där Lundin Petroleum behåller 50 procent, och Norwegian Energy Company ASA kommer att förvärva en licensandel om 10 procent i PL492, där Lundin Petroleum behåller 40 procent. Båda licenserna är belägna i Barents hav. Explora Petroleum AS har förvärvat en licensandel om 30 procent i PL544 och Lundin Petroleum kommer att behålla 40 procent. Licensen är belägen i Nordsjön. Norska myndigheter har godkänt utfarmningsavtalen för PL490 och PL544 medan utfarmningsavtalet för PL492 förväntas bli godkänt under fjärde kvartalet 2012.

Lundin Petroleums prospekteringsprogram för Norge fram till slutet av 2013 omfattar med stor sannolikhet 11 prospekteringsborringar med ett fortsatt fokus på Utsira Highområdet med sex prospekteringsborringar och i Barents hav med två prospekteringsborringar. Vidare är det troligt att ytterligare en prospekteringsborring kommer att genomföras i PL330 (l.a. 30%) söder om Lofotenområdet i det Norska havet och två prospekteringsborringar kommer sannolikt att genomföras i södra Nordsjön.

Frankrike

Produktion i Mboepd	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader
Paris Basin	100%	2,4	2,3
Aquitaine Basin	50%	0,5	0,5
		2,9	2,8

Utbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin är till största delen slutförd. De nya produktionsanläggningarna kommer att sättas i produktion i fjärde kvartalet 2012.

Den första utav två prospekteringsborringar som skall genomföras i Paris Basin under andra halvåret 2012 är igång. Borringen har nått måldjup och är en oljefyndighet.

Nederländerna

Gasproduktionen, netto, för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 1,9 Mboepd för rapporteringsperioden. Utbyggnadsborringar på existerande producerande tillgångar pågår för att optimera utvinning. Prospekteringsborringen Vinkega-2 i Gorredijkblocket (l.a. 7,75%) var en gasfyndighet under det tredje kvartalet och produktionsstart planeras ske under första kvartalet 2013.

Irland

Efter genomförda seismikstudier av Slyne Basin 04/06 (l.a. 50%) har diskussioner hållits av licenspartnererna beträffande framtida arbetsprogram.

SYDOSTASIEN

Indonesien

Lematang (södra Sumatra)

Lundin Petroleums nettoproduktion från gasfältet Singa (l.a. 25,9%) uppgick under rapporteringsperioden till 0,8 Mboepd. Produktionen under rapporteringsperioden har påverkats negativt av underhållsarbete av borringar, vilket avslutades i september 2012.

Baronang/Cakalang (Natuna Sea)

Prospekteringsborring på Baronangblocket (l.a. 100%) förväntas påbörjas under 2013.

South Sokang (Natuna Sea)

Ett insamlingsprogram av 3D-seismik förväntas slutföras under 2013 i South Sokang (l.a. 60%).

Gurita (Natuna Sea)

Ett insamlingsprogram för 3D-seismik på mer än 950 km² har slutförts under 2012 på Guritablocket (l.a. 100%) och en prospekteringsborring förväntas genomföras under 2013.

Malaysia

Östra Malaysia, offshore Sabah

Lundin Petroleum innehar två licenser offshore Sabah i östra Malaysia. SB303 (l.a. 75%) omfattar gasfyndigheterna Tarap, Cempulut och Tiki Terang med uppskattade betingade bruttoresurser om mer än 250 miljarder kubikfot (bcf). Vidare utvärdering pågår av den kommersiella potentialen för dessa fyndigheter med en sannolik klusterutbyggnad. I september 2012 avslutades Berangan-1 borrningen i SB303 med framgång som en gasfyndighet. Fyndigheten penetrerade en gaskolumn på över 165 meter, brutto med målsättning att nå sandsten från mellersta miocenålder 10 km sydväst om Tarap gasfyndighet som gjordes av Lundin Petroleum 2011 och 15 km söder om gasfyndigheten Cempulut som också gjordes 2011. Ytterligare arbete kommer att behövas för att kunna uppskatta intervallet av utvinningsbara resurser. Det är sannolikt att fyndigheten Berangan kommer att inkluderas i en klusterutbyggnad med de andra gasfyndigheterna i SB303.

Borrningen Tiga Papan 5 i SB307/308 (l.a. 42,5%), som gjorde i juli 2013 offshore Sabah i östra Malaysia hade som målsättning sandstensreservoar från mellersta miocenålder från Tiga Papanenheten har pluggats igen och övergivits som ett torrt hål.

Offshore Malaysiska halvön

Lundin Petroleum har tre licenser offshore Malaysiska halvön. I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307. Ett insamlingsprogram av 3D seismik om 2 100 km² avslutades 2011. I januari 2012 slutfördes utvärderingsborrningen Bertam-2 med framgång och bekräftade förlängningen och kvaliteten av oljesandstensreservoaren K10. Konceptuella utbyggnadsundersökningar pågår med anledning av en potentiell utbyggnad av Bertamfältet och ett beslut kommer sannolikt att tas under 2013. Under det fjärde kvartalet 2012 kommer en borrning att genomföras på block PM307 med målsättning strukturen Tembaku.

Block PM308A (l.a. 35%) innefattar oljefyndigheterna Janglau och Rhu. Ytterligare en prospekteringsborrning kommer att genomföras i PM308 under fjärde kvartalet 2012 på Arastukturen med målsättning intra rift sandstensreservoar från Oligocene som upptäcktes med förra årets prospekteringsborrning Janglau. Insamling av 1 450 km² ny 3D-seismik i PM308A slutfördes under rapporteringsperioden.

I Block PM308B (l.a.75%) slutfördes prospekteringsborrningen Merawan Batu-1 i oktober 2012 och har pluggats igen och övergivits som ett torrt hål.

RYSSLAND

Nettoproduktionen från Ryssland till Lundin Petroleum för rapporteringsperioden var 2,7 Mboepd. I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes 2008 en betydande oljefyndighet på Morskayafältet. Fyndigheten anses som strategisk av den ryska staten under lagen för utländska strategiska investeringar, på grund av att den är belägen offshore. Detta innebär att ett statligt bolag måste äga 50 procent innan utvärdering och utbyggnad sker.

AFRIKA

Tunisien

Produktionen från Oudnafältet (l.a. 40%) under första kvartalet 2012 var 0,4 MMboe. Under mars 2012 blev en av röranläggningarna skadad under en storm vilket resulterade i ett driftstopp av fältet. En utvärdering av olika reparationslösningar av röranläggningen har genomförts och det bedömdes vara oekonomiskt att reparera anläggningen. Under tredje kvartalet 2012 har Ikdam FPSO:n kopplats ifrån fältet och arbete har påbörjats med att plugga igen och överge de två borrningarna. Lundin Petroleum har ökat ägandet i Ikdam FPSO:n till 100 procent och kommer nu att söka nya möjligheter för fartyget.

Kongo (Brazzaville)

Med återlämnningen av licensandelen i block Marine XI licensen (l.a.18,75%) i juni 2012 och utträdet ur block Marine XIV licensen (l.a.21,55%) i oktober 2012 har nu Lundin Petroleum lämnat Kongo (Brazzaville). Lundin Petroleum har bokfört värde redovisat till noll för dessa block.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2012 uppgick till 156,6 MUSD (169,3 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 159,7 MUSD (172,6 MUSD), motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,51 USD (0,56 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 854,3 MUSD (767,3 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 2,75 USD (2,47 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 594,0 MUSD (586,8 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 1,91 USD (1,89 USD).

Koncernförändringar

Den 27 augusti 2012 förvärvade Lundin Petroleum ytterligare 60 procent i Ikdam Production SA, ett bolag som äger Ikdam FPSO:n, vilket innebär att ägarandelen uppgår till 100 procent. Ikdam Production SA:s finansiella resultat har konsoliderats till fullo i koncernens finansiella rapporter från slutet av augusti 2012.

Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 982,2 MUSD (938,9 MUSD) och beskrivs i not 1. I förhållande till jämförelseperioden var sålda volymer 5,0 procent högre och erhållet pris på olja var 0,4 procent lägre, vilket medförde 4,6 procent högre olje- och gasintäkter. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter (boe) uppgick till 101,21 USD (101,63 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 112,21 USD (111,89 USD) per fat. Premien över Dated Brent på Alvhelm- och Volundfältens laster med råolja som såldes under rapporteringsperioden uppgick i genomsnitt till 3,66 USD (3,82 USD) per fat.

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	6 210,7	2 001,7	5 810,3	2 062,9	7 896,0
– Genomsnittspris per boe	115,60	113,57	116,11	117,63	115,38
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	703,2	211,0	872,2	295,4	1 155,5
– Genomsnittspris per boe	111,22	111,62	110,56	112,59	110,59
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	1,2	–	1,6	0,6	2,2
– Genomsnittspris per boe	100,65	–	106,89	88,81	103,87
Ryssland					
– Kvantitet i Mboe	756,2	246,4	867,2	290,2	1 138,4
– Genomsnittspris per boe	76,70	75,75	69,69	70,07	69,85
Tunisien					
– Kvantitet i Mboe	227,5	–	198,2	–	198,2
– Genomsnittspris per boe	108,09	–	125,12	–	125,12
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	7 898,8	2 459,1	7 749,5	2 649,1	10 390,3
– Genomsnittspris per boe	111,27	109,62	110,52	111,85	110,25
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	1 046,4	428,1	679,2	237,8	947,2
– Genomsnittspris per boe	61,42	60,34	61,22	59,43	61,14
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	534,8	176,7	538,7	171,4	722,8
– Genomsnittspris per boe	59,32	59,61	59,43	61,86	60,61
Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	224,7	62,5	270,7	111,8	387,7
– Genomsnittspris per boe	32,79	32,66	32,52	32,26	32,83
Summa försäljning gas och NGL					
– Kvantitet i Mboe	1 805,9	667,3	1 488,6	521,0	2 057,7
– Genomsnittspris per boe	57,24	57,55	55,36	54,39	54,50
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	9 704,7	3 126,4	9 238,1	3 170,1	12 448,0
– Genomsnittspris per boe	101,21	98,51	101,63	102,41	101,04

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

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 45 procent (36 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 109,97 USD per fat (110,28 USD per fat) och återstående 55 procent (64 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 49,78 USD per fat (46,56 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 20,3 MUSD (7,6 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderar 11,0 MUSD (- MUSD) före skatt, avseende en överenskommelse för att på nytt fastställa licensandelarna, vilken gjordes upp mellan parterna i blocken K4a, K4b/K5a och K5b, offshore Nederländerna samt 4,7 MUSD (3,5 MUSD) hänförliga till en kompensation avseende justering för kvalitetsskillnader från Viljefältets ägare till Alvhheim- och Volundfältets ägare. Justeringen för kvalitetsskillnader i Norge uppkommer eftersom alla tre fälten producerar till Alvhheim FPSO-

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

fartyget och oljan blandas för att producera Alvheimolja (Alvheim crude blend), vilken sedan säljs. I övriga rörelseintäkter ingår även tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna, inklusive förändringar i lager uppgick för rapporteringsperioden till 124,2 MUSD (146,2 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnaderna för rapporteringsperioden inkluderar en kreditering för lagerförändring om 13,9 MUSD jämfört med en kostnad om 13,1 MUSD för jämförelseperioden, vilket beskrivs nedan. Produktionskostnader och avskrivningar per fat oljeekvivalenter som producerats framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Utvinningskostnader	7,83	7,69	8,27	8,20	8,43
Tariff- och transportkostnader	2,15	2,19	1,97	1,67	1,88
Royalty och direkta skatter	4,00	3,55	4,41	4,53	4,31
Förändringar i lager/över- underuttag	-1,43	-6,55	1,47	0,89	1,08
Övrigt	0,18	0,18	0,19	0,18	0,18
Totala produktionskostnader	12,73	7,06	16,31	15,47	15,88
Avskrivningar ¹	14,14	14,92	13,54	13,71	13,59
Total kostnad per boe	26,87	21,98	29,85	29,18	29,47

¹ exkluderar återställningskostnader

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 76,4 MUSD, och till 74,1 MUSD för jämförelseperioden och inkluderar utvinningskostnader hänförliga till Gaupefältet, Norge, vilket startade produktion den 31 mars 2012. Utvinningskostnaderna för Oudnafältet, Tunisien uppgick till 8,5 MUSD för rapporteringsperioden och till 12,6 för jämförelseperioden till följd av ett produktionsstopp i mars 2012. Utvinningskostnad per fat var 5 procent lägre under rapporteringsperioden än för jämförelseperioden beroende på att produktionen var 9 procent högre.

Utvinningskostnaden per fat för det tredje kvartalet 2012 uppgick till 7,69 USD per fat och var väsentligt lägre än förväntat trots planerade arbetsåtgärder för borrhningen, vilka utfördes på Alvheimfältet, Norge. Ytterligare underhållsarbete, vilket var planerat för det tredje kvartalet har skjutits upp. Utvinningskostnaden per fat förväntas nu öka under det fjärde kvartalet 2012 beroende på uppskjutna arbetsåtgärder i Paris Basin, Frankrike och arbetsåtgärder på Alvheimfältet, Norge. Den genomsnittliga utvinningskostnaden per fat för året förväntas uppgå till 8,25 USD per fat, att jämföra med tidigare meddelade förväntningar om 8,60 USD per fat.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 21,0 MUSD i förhållande till 17,6 MUSD för jämförelseperioden. Kostnader hänförliga till Gaupefältet ingår i rapporteringsperioden.

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 rubelns växelkurs och tas ut på den ryska produktionsvolymen. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 23,16 USD (21,34 USD) per fat för den ryska produktionen. Exportskattesatsen på rysk olja justeras av den ryska staten varje månad och är beroende av det genomsnittliga priset som erhålls för Urals Blend den föregående månaden. Exportskatten baseras på volym exporterad olja från Ryssland och genomsnittet uppgick till 57,07 USD (57,78 USD) per fat för rapporteringsperioden.

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 dessa tidsskillnader och ett belopp om 13,9 MUSD har krediterats resultaträkningen under rapporteringsperioden, vilket kan jämföras med en kostnad om 13,1 MUSD för jämförelseperioden. Under rapporteringsperioden redovisades nettoförändring i underuttag om 17,7 MUSD på Alvheim-/Volundfältet, Norge där sålda volymer råolja var lägre än producerade volymer under rapporteringsperioden jämfört med ett överuttag om 14,0 MUSD, netto för jämförelseperioden. Gaupefältet var också i underuttagsposition under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en kreditering av utvinningskostnaderna om 9,8 MUSD (- MUSD). Gaupefältets kolväten bearbetas i värdplattformen Armada, för vilken Lundin Petroleum inte är operatör och det finns ett fördelningsavtal, genom vilket nya fält kompenserar existerande fält med producerade volymer, vilka härrör från den nya produktionsströmen. Underuttagspositionen kommer att återbetalas av existerande fält i framtida perioder. En lastning gjordes också i januari 2012 av lager från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilket medförde en produktionskostnad om 14,6 MUSD i rapporteringsperioden.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 137,9 MUSD (121,4 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 83 procent av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en kostnad per fat om 15,43 USD. Ökningen i avskrivningarna i förhållande till jämförelseperioden var till största delen ett resultat av produktionsstarten av Gaupefältet, Norge.

Återställningskostnader som redovisats över resultaträkningen uppgick till 3,5 MUSD (- MUSD) för rapporteringsperioden och representerar kostnader för att koppla ifrån FPSO:n från Oudnafältet, Tunisien utöver avsättningen för återställningskostnaderna för arbetet. i balansräkningen har reservering gjorts för kostnaderna för återställningen av borrhningarna på Oudnafältet, vilken kommer att utföras i det fjärde kvartalet, 2012.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 33,6 MUSD (80,2 MUSD) och beskrivs i not 4. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs dessa direkt i resultaträkningen som prospekteringskostnader. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Tiga Papan 5 borrningen i SB307/308, offshore Sabah, östra Malaysia pluggades igen och övergavs som ett torrt hål i juli 2012. Kostnaderna för borrningen och tillhörande licenskostnader som uppgick till 9,2 MUSD kostnadsfördes.

Under de första sex månaderna 2012 kostnadsfördes utgifter avseende Claptonborrningen i PL440S, Norge och Rangkasblocket, Indonesien.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick 26,4 MUSD (35,1 MUSD), vilka innehöll ej kassaflödespåverkande kostnader om 11,1 MUSD (18,1 MUSD) som är hänförliga till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Avsättningen för LTIP beräknas baserat på Lundin Petroleumaktiens börskurs på balansdagen. Det beräknade värdet av tilldelningen, enligt Black & Scholes värderingsmetod fördelas över den intjänade delen av de LTIP som är utestående, vilket inkluderar de LTIP som tjänats in under tidigare perioder och förändringen i avsättningen redovisas över resultaträkningen. Lundin Petroleumaktiens börskurs sjönk under de första sex månaderna 2012 och upplösningen av en del av avsättningen som redovisats per den 31 december 2011 resulterade i en kreditering i resultaträkningen för rapporteringsperioden som avslutades den 30 juni 2012. Börskursen steg med cirka 24 procent mellan den 30 juni och den 30 september 2012, vilket resulterade i en ökning av avsättningen för LTIP per balansdagen och en motsvarande kostnad i resultaträkningen för det tredje kvartalet, 2012. Lundin Petroleum har kompenserat exponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 16,8 MUSD (39,2 MUSD) och beskrivs i not 6.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 2,5 MUSD (3,3 MUSD). Ränteintäkter för jämförelseperioden innehåller ett belopp om 1,5 MUSD intjänade på ett lån till förmån för Etrion Corporation. Lånet till Etrion återbetalades under det andra kvartalet 2011.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 0,7 MUSD (2,7 MUSD) netto. US dollarn försvagades gentemot Euron och den norska kronan under det tredje kvartalet 2012 och medförde en valutakursförlust, netto om 8,1 MUSD som kompenserar fullt ut valutakursvinströrelserna på de koncerninterna lånemellanhavanden och på saldon som utgör rörelsekapital för perioden fram till 30 juni 2012. Denna förlust kompenserades delvis av en valutakursvinst om 2,9 MUSD (- MUSD) på valutakurssäkringar som reglerats under det tredje kvartalet 2012.

Vinst vid konsolidering av ett dotterbolag om 13,4 MUSD (- MUSD) har redovisats under det tredje kvartalet 2012 och är hänförligt till redovisningen av konsolideringen av Ikdam Production SA (IPSA) till följd av förvärvet av de utestående 60 procent av bolagets aktier i slutet av augusti 2012. Lundin Petroleum ägde redan 40 procent av IPSA:s aktier, vilka förvärvades som del i förvärvet av Coparex 2002. Vid tiden för förvärvet av Coparex tilldelades aktierna i IPSA inget värde och en avsättning gjordes mot koncernens lån till IPSA. Till följd av förvärvet av återstående 60 procent har en uppskrivning av det bokförda värdet av det initiala 40-procentiga innehavet, baserat på det verkliga värdet av tillgångar och skulder i bolaget vid slutet av augusti 2012, redovisats och avsättningen som gjordes mot det initiala lånet har lösts upp.

Ett belopp om 30,0 MUSD hänförliga till vinsten vid försäljningen av aktier i Africa Oil Corporation ingår i finansiella intäkter för jämförelseperioden.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 38,1 MUSD (16,2 MUSD) och beskrivs i not 7.

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. Under rapporteringsperioden har 3,8 MUSD (3,4 MUSD) redovisats i resultaträkningen.

Avskrivningarna av aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 4,6 MUSD (1,7 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av den tidigare kreditfaciliteten över den facilitetens utnyttjandeperiod. Lundin Petroleum har ordnat en ny kreditfacilitet om 2,5 miljarder USD, vilken skrevs under den 25 juni 2012, och de aktiverade avgifterna hänförliga till denna facilitet skrivs av allt eftersom krediten fortlöper.

Engagemangavgifter för lånefaciliteten uppgick till 5,6 MUSD (0,8 MUSD) för rapporteringsperioden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till engagemangavgifter på den del av den nya faciliteten som ingicks i juni 2012 om 2,5 miljarder USD som inte utnyttjats.

Lundin Petroleum äger 50 miljoner aktier i ShaMaran Petroleum, vilka anskaffades under 2009 i en ej kassaflödespåverkande transaktion. Investeringen redovisades till det verkliga värdet för aktierna vid datumet för förvärvet och i enlighet med redovisningsregler har förändringar i det verkliga värdet redovisats i koncernens rapport över totalresultat. I januari 2012 meddelade ShaMaran Petroleum att bolaget hade återlämnat dess licensandelar i de produktionsdelningskontrakt, för vilka bolaget var operatör och därmed har nedgången i det verkliga värdet av aktierna i ShaMaran Petroleum som innehas av Lundin Petroleum bedömts vara permanent. Som ett resultat av den permanenta nedgången i det verkliga värdet av aktierna har den ackumulerade förlusten om 18,6 MUSD som redovisats i övrigt totalresultat omklassificerats från eget kapital och har

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

kostnadsförts i resultaträkningen under det första kvartalet 2012. Den värdeökning som uppkommit efter nedskrivningen har redovisats i övrigt total resultat.

Skatt

Skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 499,0 MUSD (417,3 MUSD) och beskrivs i not 8.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 284,4 MUSD (213,5 MUSD), av vilken 262,6 MUSD (185,7 MUSD) är hänförlig till Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge för rapporteringsperioden beräknas genom att använda det faktiska, uppnådda resultatet och utbyggnads- och prospekteringsutgifter som uppkommit under rapporteringsperioden.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 214,7 MUSD (203,7 MUSD) och uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar. Av den uppskjutna skattekostnaden är 211,0 MUSD (194,0 MUSD) hänförliga 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 76 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 effektiva skattesatsen med en 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 nedskrivningen av ShaMaranaktierna, kostnadsförda prospekteringsutgifter i Malaysia och vissa administrationskostnader samt ett lägre skatteavdrag avseende prospekteringskostnader hänförliga till Rangkasblocket, Indonesien. Den finansiella intäkt som redovisats i och med konsolideringen av Ikdam Production SA medför inte någon skattekostnad.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -3,1 MUSD (-3,4 MUSD) och är främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

BALANSRÄKNINGEN

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 2 825,7 MUSD (2 329,3 MUSD) och finns beskrivna i not 9.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter i MUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Norge	235,9	101,2	156,0	63,9	186,8
Frankrike	26,3	5,7	20,7	11,3	30,9
Nederländerna	6,8	2,0	2,4	1,2	4,1
Indonesien	0,0	0,0	4,1	0,0	6,4
Ryssland	5,7	1,7	3,5	0,8	4,2
	274,7	110,6	186,7	77,2	232,4

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 235,9 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. Under jämförelseperioden har 156,0 MUSD förbrukats på utbyggnaden av Gaupe- och Alvheimfälten. Under rapporteringsperioden har 26,3 MUSD redovisats i Frankrike, främst på Grandvillefältets utbyggnad.

Prospekterings- och uvärderingsutgifter i MUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Norge	210,2	99,1	237,0	84,7	288,6
Frankrike	4,1	3,1	1,0	0,5	1,7
Indonesien	13,4	6,7	12,0	5,6	16,4
Ryssland	1,8	-1,2	6,9	2,4	10,0
Malaysia	60,3	48,7	60,3	33,9	98,7
Kongo (Brazzaville)	1,8	0,4	7,6	4,9	19,0
Övriga	2,5	1,6	2,4	1,8	3,1
	294,1	158,4	327,0	133,8	437,5

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsborrningar redovisats till ett belopp om 210,2 MUSD i Norge, avseende huvudsakligen utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet och prospekteringsborrning på Claptonstrukturen i PL440S, Albertstrukturen i PL519 och Salinasstrukturen i PL533. I jämförelseperioden redovisades 237,0 MUSD i Norge avseende utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet och fyra prospekteringsborrningar. 60,3 MUSD (60,3 MUSD) redovisades i Malaysia avseende prospekteringsborrning på Tiga Papan 5, Berangan-1 och Merawan Batu-1. Tre prospekteringsborrningar utfördes i Malaysia under jämförelseperioden.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 44,5 MUSD (16,1 MUSD) och avser kontorsinventarier, fastigheter samt Ikdam FPSO:n, vilken har konsoliderats för första gången i augusti 2012.

Finansiella tillgångar uppgick till 95,6 MUSD (46,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Övriga aktier och andelar uppgick till 22,6 MUSD (17,8 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde.

Aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 48,9 MUSD (2,5 MUSD) och är hänförliga till den nya sjuåriga, kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD som skrevs under i juni 2012. De aktiverade avgifterna kommer att skrivas av över facilitetens förväntade löptid. Beloppet för jämförelseperioden är hänförligt till den gamla kreditfaciliteten, vilken kostnadsfördes i sin helhet under rapporteringsperioden.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 266,4 MUSD (224,4 MUSD) och beskrivs i not 11.

Lager uppgick till 19,4 MUSD (31,6 MUSD) och inkluderade både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Minskningen i förhållande till den 31 december 2011 är hänförlig till en lastning av kolvätelagret på Oudnafältet, Tunisien under rapporteringsperioden.

Övriga tillgångar uppgick till 53,6 MUSD (21,2 MUSD) och innehöll ett belopp om 47,4 MUSD (11,2 MUSD) avseende en andel i PL148 Brynhild, Norge, där Lundin Petroleum står för utgifterna, under villkoren i ett försäljningsavtal med Talisman Energy, säljaren av innehavet. Beloppet kommer att föras över till olje- och gastillgångar när transaktionen är slutförd.

Likvida medel uppgick till 156,9 MUSD (73,6 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav och innehåller ett belopp om 57,0 MUSD för preliminärskattebetalningar i Norge, vilka förföll till betalning den 1 oktober 2012.

Långfristiga skulder

Den långfristiga delen av avsättningar uppgick till 1 272,7 MUSD (988,0 MUSD) och framgår av not 12.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 141,5 MUSD (119,3 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Ökningen i förhållande till den 31 december 2011 beror främst på en minskning av diskonteringsfaktorn som använts för att beräkna det diskonterade värdet av återställningsåtagandena.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 1 058,1 MUSD (803,5 MUSD) och är hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program uppgick till 68,2 MUSD (58,1 MUSD).

Banklån uppgick till 321,1 MUSD (207,0 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 22,1 MUSD (21,8 MUSD) och är till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, till vilket en enhet utan bestämmande inflytande har bidragit med finansiering i förhållande till LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Övriga kortfristiga skulder uppgick till 481,4 MUSD (390,6 MUSD) och beskrivs i not 13.

Skatteskulder uppgick till 231,2 MUSD (240,1 MUSD), av vilka 220,9 MUSD (223,0 MUSD) är hänförliga till Norge.

Skuld gentemot joint venture partners uppgick till 188,4 MUSD (88,4 MUSD) och är hänförlig till den höga borrnings- och utbyggnadsaktivitetsnivån i Norge.

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -58,3 MSEK (-96,5 MSEK) för rapporteringsperioden.

Rörelsens intäkter innehåller serviceintäkter som erhållits från koncernbolag. I resultatet ingår administrationskostnader om 77,5 MSEK (112,0 MSEK) och räntekostnader om 25,8 MSEK (18,3 MSEK). Administrationskostnaderna under rapporteringsperioden påverkas av ökningen i avsättningen för koncernens LTIP till följd av en högre börskurs på Lundin Petroleumaktien per balansdagen. Jämförelseperioden innehåller finansiella intäkter om 4,5 MSEK för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum.

NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER

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

Koncernen erhöll 0,3 MUSD (0,5 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster och - MUSD (0,7 MUSD) i ersättning för stöd för vissa finansiella åtaganden.

Koncernen betalade 0,6 MUSD (0,6 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

LIKVIDITET

Lundin Petroleum hade en säkrad revolverande "borrowing base" facilitet på 850 MUSD, med en sjuårig löptid till 2014. Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en ny sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Faciliteten är med en grupp om 25 banker, vilken inkluderar flera av de banker som givit faciliteten om 850 MUSD. Kredit faciliteten om 2,5 miljarder USD är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genereras av vissa producerande fält till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Aktierna i vissa koncernbolag och dess bankkonton har ställts som säkerhet för faciliteten.

Den nya faciliteten har upprättats för att finansiera Lundin Petroleums pågående utgifter för prospektering och utbyggnadskostnader, i synnerhet i Norge.

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, för vilka Lundin Petroleum är operatör. Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden hänförliga till dessa PSC:s uppgående till 61,4 MUSD. Utöver detta har bankgarantier ställts ut avseende arbetsåtaganden i Indonesien uppgående till 2,4 MUSD.

Under det andra kvartalet 2012, återköpte Lundin Petroleum 485 647 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 128 SEK per aktie.

HÄNDELSE EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

I oktober 2012 slutförde Lundin Petroleum borrhningen på Merawan Batu-1 på block PM308B, Malaysia. Borrhningen var icke framgångsrik och tillhörande kostnader kommer att kostnadsföras i det fjärde kvartalet 2012.

Resultaten av ytterligare två prospekteringsborrningar som genomfördes under det tredje kvartalet meddelades i oktober 2012. I PL533, Barents hav, Norge där Lundin Petroleum innehar en 20-procentig licensandel gjordes en gas-/kondensatfyndighet om 29 till 41 Mmboe utvinningsbara reserver, brutto. Kostnader hänförliga till borrhningen kommer fortsatt att aktiveras medan Lundin Petroleum ytterligare utvärderar resultaten från borrhningen och bedömer huruvida fyndigheten är kommersiell.

Prospekteringsborrningen för Albertstrukturen påträffade olja men i ej kommersiella volymer. Utgifterna hänförliga till borrhningen kommer att kostnadsföras i det fjärde kvartalet 2012.

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.

I enlighet med det bemyndigande som årsstämman den 10 maj 2012 gav till styrelsen, återköpte Lundin Petroleum 485 647 egna aktier under det andra kvartalet 2012. Per den 30 september 2012 innehade Lundin Petroleum 7 368 285 egna aktier.

ERSÄTTNINGAR

Lundin Petroleums ersättningsprinciper redovisas i bolagets årsredovisning 2011.

Unit bonus program

Under 2008 införde Lundin Petroleum ett långfristigt incitamentsprogram (LTIP) bestående av ett unit bonus program med en årlig tilldelning av units som vid inlösen leder till en kontantutbetalning. LTIP betalas ut under en treårsperiod, varmed den initiala tilldelningen kommer att tjänas in i tre trancher: en tredjedel efter ett år, en tredjedel efter två år och den slutliga tredjedelen efter tre år. Den kontanta utbetalningen är villkorad av att innehavaren av units är anställd i koncernen vid datumet för utbetalningen. 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.

Ett LTIP program som följer samma principer som 2008 års LTIP har införts årligen för andra anställda än den verkställande ledningen.

Antalet utställda units som ingår i 2010, 2011 och 2012 års LTIP program per den 30 september 2012 var 210 094 respektive 251 559 och 361 158.

Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleums aktieägare införandet av ett LTIP för den verkställande ledningen (vilken innefattar Koncernchef och VD, Chief Operating Officer, Chief Financial Officer och Senior Vice President Operations), vilken innefattar en tilldelning av syntetiska optioner som kan lösas in fem år efter utställandet. Inlösen av optionerna berättigar mottagaren till att erhålla en kontant betalning baserad på ökningen i marknadsvärdet på aktierna. Utbetalningen av tilldelningen under dessa syntetiska optioner skall inträffa i två lika stora trancher: (i) den första på dagen som inträffar omedelbart efter femårsdagen av tilldelningen och (ii) den andra på dagen som inträffar ett år efter den första utbetalningen.

FINANSIELL RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2012

LTIP för den verkställande ledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK. Inlösendatum för de syntetiska optionerna 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 de syntetiska optionerna är inte berättigade att erhålla nya tilldelningar i enlighet med unit bonus programmet så länge de syntetiska optionerna är utestående.

Lundin Petroleum 160,10 SEK. Avsättningen för LTIP uppgick till 61,4 MUSD per den 30 september 2012 och marknadsvärdet på aktierna per den 30 september 2012 var 168,6 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Denna delårsrapport 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 2011.

Moderbolagets finansiella rapporter har upprättats i enlighet med redovisningsprinciper antagna i Sverige och är i enlighet med RFR 2 redovisning för juridiska personer, 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.

RISKER OCH RISKHANTERING

Målsättningen med hanteringen av verksamhetsrisker är att fortlöpande identifiera, förstå och hantera hot och möjligheter inom verksamheten. Denna målsättning uppnås genom att skapa ett mandat och ett engagemang för riskhantering på alla nivåer i verksamheten. Med denna modell hanterar bolaget aktivt risker som en integrerad och ständigt återkommande del av bolagets beslutsprocesser och avser att säkerställa att alla risker identifieras, erkänns, förstås och kommuniceras med god framförhållning. Förmågan att hantera och minska dessa risker utgör en avgörande faktor för att säkerställa att bolagets verksamhetsmål uppnås. Prospektering, utbyggnad och produktion av olja och gas medför dock höga operativa och finansiella risker som, även en kombination av erfarenhet, kunskap och noggrann utvärdering, inte kan eliminera fullt ut eller som ligger utanför bolagets kontroll.

En detaljerad analys av Lundin Petroleums strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleums årsredovisning 2011.

Derivatinstrument

Under det andra kvartalet 2012 ingick koncernen valutasäkringskontrakt som fastställer växelkursen mellan USD och NOK för att möta operativa åtaganden och krav avseende skatter i NOK, vilket sammanfattas i nedanstående tabell. Enligt IAS 39, behandlas dessa säkringar som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet redovisas i övrigt totalresultat. Per den 30 september 2012 har en kortfristig tillgång, uppgående till 13,0 MUSD (- MUSD) redovisats, vilken representerar den kortfristiga delen av det verkliga värdet av de utestående valutasäkringskontrakten. Dessutom har en finansiell tillgång om 0,9 MUSD (- MUSD) redovisats per den 30 september 2012, vilken representerar den långfristiga delen av det verkliga värdet av utestående valutasäkringskontrakt.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	likvidperiod
1 580,7 MNOK	261,6 MUSD	6,04 NOK: 1 USD	1 jun 2012 – 20 dec 2012
670,7 MNOK	110,4 MUSD	6,07 NOK: 1 USD	2 jan 2013 – 20 dec 2013

VALUTAKURSER

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

	30 sep 2012		30 sep 2011		31 dec 2011	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,8613	5,6995	5,5498	5,8417	5,5998	5,9927
1 USD motsvarar Euro	0,7802	0,7734	0,7111	0,7406	0,7185	0,7729
1 USD motsvarar Rubel	31,0502	31,0441	28,7857	32,1040	29,3738	32,2784
1 USD motsvarar SEK	6,8146	6,5350	6,4047	6,8563	6,4867	6,8877

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Rörelsens intäkter						
Försäljning av olja och gas	1	982 232	307 975	938 881	324 637	1 257 691
Övriga rörelseintäkter		20 310	14 489	7 631	2 907	11 824
		1 002 542	322 464	946 512	327 544	1 269 515
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-124 231	-23 741	-146 169	-48 247	-193 104
Avskrivningar och återställningskostnader	3	-141 393	-53 738	-121 381	-42 747	-165 138
Prospekteringskostnader	4	-33 560	-10 617	-80 227	-64 041	-140 027
Bruttoresultat		703 358	234 368	598 735	172 509	771 246
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-26 386	-25 838	-35 119	-17 976	-67 022
Rörelseresultat	5	676 972	208 530	563 616	154 533	704 224
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	6	16 755	9 125	39 150	4 105	46 455
Finansiella kostnader	7	-38 094	-10 030	-16 232	7 984	-21 022
		-21 339	-905	22 918	12 089	25 433
Resultat före skatt		655 633	207 625	586 534	166 622	729 657
Inkomstskatt	8	-499 040	-162 744	-417 255	-127 687	-574 413
Periodens resultat		156 593	44 881	169 279	38 935	155 244
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:						
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-3 113	-1 006	-3 358	-554	-4 893
Periodens resultat		156 593	44 881	169 279	38 935	155 244
Resultat per aktie – USD ¹		0,51	0,15	0,56	0,13	0,51
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹		0,51	0,15	0,56	0,13	0,51

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Periodens resultat	156 593	44 881	169 279	38 935	155 244
Övrigt totalresultat					
Valutaomräkningsdifferens	36 179	45 335	-12 332	-86 788	-37 525
Kassaflödessäkring	14 001	11 340	5 263	1 628	6 971
Investeringar som kan säljas	19 037	13 540	-48 627	-17 569	-50 210
Skatt på totalresultat	-3 500	-2 835	-1 316	-407	-1 743
Övrigt totalresultat efter skatt	65 717	67 380	-57 012	-103 136	-82 507
Totalresultat	222 310	112 261	112 267	-64 201	72 737
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	223 595	110 686	118 198	-56 457	80 466
Innehav utan bestämmande inflytande	-1 285	1 575	-5 931	-7 744	-7 729
	222 310	112 261	112 267	-64 201	72 737

KONCERNENS BALANSRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	30 september 2012	31 december 2011
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	9	2 825 662	2 329 270
Övriga materiella anläggningstillgångar		44 546	16 084
Finansiella tillgångar	10	95 573	46 586
Summa anläggningstillgångar		2 965 781	2 391 940
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	11	266 435	224 407
Likvida medel		156 918	73 597
Summa omsättningstillgångar		423 353	298 004
SUMMA TILLGÅNGAR		3 389 134	2 689 944
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 215 767	1 000 882
Innehav utan bestämmande inflytande		68 116	69 424
Totalt eget kapital		1 283 883	1 070 306
Långfristiga skulder			
Avsättningar	12	1 272 730	987 993
Banklån		321 310	207 000
Övriga långfristiga skulder		22 077	21 830
Summa långfristiga skulder		1 616 117	1 216 823
Kortfristiga skulder			
Övriga kortfristiga skulder	13	481 411	390 600
Avsättningar	12	7 723	12 215
Summa kortfristiga skulder		489 134	402 815
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		3 389 134	2 689 944

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Kassaflöde från verksamheten						
Periodens resultat		156 593	44 881	169 279	38 935	155 244
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	14	706 324	255 936	623 200	238 855	915 174
Erhållen ränta		1 255	527	1 416	326	1 457
Betald ränta		-5 619	-2 369	-3 932	454	-1 597
Betald skatt		-307 247	-206 441	-64 323	-19 655	-183 870
Förändringar i rörelsekapital		69 911	190 894	37 485	-55 635	10 528
Summa kassaflöde från verksamheten		621 217	283 428	763 125	203 280	896 936
Kassaflöde från investeringar						
Investering i olje- och gastillgångar		-567 174	-268 197	-513 727	-210 979	-670 032
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-4 796	-3 380	-3 113	-1 042	-3 786
Investering i dotterbolag		-11 000	-11 000	-	-	-
Förändring i övriga finansiella anläggningstillgångar		-	-	-10 260	724	1 908
Försäljning av övriga aktier och andelar		-	-	53 938	-	53 938
Betalda återställningskostnader		-8 734	-6 245	-	-	-
Övriga betalningar		-2 886	-2 841	-875	36	-1 168
Summa kassaflöde från investeringar		-594 590	-291 663	-474 037	-211 261	-619 140
Kassaflöde från finansiering						
Förändring av långfristiga fordringar		114 557	121 573	-238 622	66 091	-252 238
Betalda finansieringsavgifter		-48 780	-48 271	-	-	-
Köp av egna aktier		-8 710	-	-	-	-
Betald utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-23	-	-212	-	-212
Summa kassaflöde från finansiering		57 044	73 302	-238 834	66 091	-252 450
Förändring av likvida medel		83 671	65 067	50 254	58 110	25 346
Likvida medel vid periodens början		73 597	90 641	48 703	38 127	48 703
Likvida medel från konsolidering av dotterbolag		815	815	-	-	-
Valutakursdifferenser i likvida medel		-1 165	395	-882	1 838	-452
Likvida medel vid periodens slut		156 918	156 918	98 075	98 075	73 597

KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL

Belopp i TUSD	Aktiekapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Periodens resultat	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2011	463	417 430	-9 352	511 875	77 365	997 781
Överföring av föregående års resultat	-	-	511 875	-511 875	-	-
Totalresultat	-	-54 439	-	172 637	-5 931	112 267
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-	-	-212	-212
Summa transaktioner med ägare	-	-	-	-	-212	-212
Balans per den 30 september 2011	463	362 991	502 523	172 637	71 222	1 109 836
Totalresultat	-	-25 232	-	-12 500	-1 798	-39 530
Balans per den 31 december 2011	463	337 759	502 523	160 137	69 424	1 070 306
Överföring av föregående års resultat	-	-	160 137	-160 137	-	-
Totalresultat	-	63 889	-	159 706	-1 285	222 310
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-	-	-23	-23
Köp av egna aktier	-	-8 710	-	-	-	-8 710
Summa transaktioner med ägare	-	-8 710	-	-	-23	-8 733
Balans per den 30 september 2012	463	392 938	662 660	159 706	68 116	1 283 883

Not 1. Försäljning av olja och gas, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Försäljning av:					
Olja					
Norge	717 947	227 340	674 641	242 652	911 072
Frankrike	78 211	23 553	96 430	33 256	127 789
Nederländerna	117	–	174	59	231
Ryssland	58 000	18 667	60 437	20 333	79 515
Tunisien	24 597	12	24 795	–	24 795
	878 872	269 572	856 477	296 300	1 143 402
Kondensat					
Nederländerna	730	273	971	363	1 314
Gas					
Norge	64 272	25 827	41 580	14 130	57 909
Nederländerna	30 992	10 262	31 048	10 239	42 496
Indonesien	7 367	2 041	8 805	3 605	12 570
	102 630	38 130	81 433	27 974	112 975
	982 232	307 975	938 881	324 637	1 257 691

Not 2. Produktionskostnader, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Utvinningskostnader	76 368	25 858	74 138	25 559	102 476
Tariff- och transportkostnader	21 003	7 359	17 635	5 220	22 863
Direkta produktionsskatter	39 013	11 949	39 547	14 119	52 390
Förändring i lager/över- och under uttag	-13 921	-22 041	13 146	2 780	13 129
Övriga	1 768	616	1 703	569	2 246
	124 231	23 741	146 169	48 247	193 104

Not 3. Avskrivningar och återställningskostnader, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Avskrivningar					
Norge	114 515	42 643	95 389	33 761	130 011
Frankrike	8 714	2 819	9 118	3 126	12 174
Nederländerna	7 938	2 609	8 954	2 767	11 939
Indonesien	3 387	1 066	4 318	1 896	6 250
Ryssland	3 297	1 059	3 602	1 197	4 764
	137 851	50 196	121 381	42 747	165 138
Återställningskostnader					
Tunisien	3 542	3 542	–	–	–
	3 542	3 542	–	–	–
	141 393	53 738	121 381	42 747	165 138

KONCERNENS NOTER

Not 4. Prospekteringskostnader, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Norge	13 681	720	66 727	52 177	74 060
Indonesien	7 100	94	566	193	967
Malaysia	9 181	9 181	11 015	10 747	11 015
Kongo (Brazzaville)	1 754	332	–	–	51 263
Övriga	1 844	290	1 919	924	2 722
	33 560	10 617	80 227	64 041	140 027

Not 5. Rörelseresultat, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Rörelseresultat					
Norge	639 212	212 938	507 536	153 540	703 711
Frankrike	52 207	15 968	65 446	22 276	85 334
Nederländerna	25 538	15 935	14 082	4 489	18 868
Indonesien	-7 488	51	435	495	168
Ryssland	4 773	2 721	6 524	1 712	7 715
Tunisien	-2 007	-4 360	13 673	-70	13 476
Malaysia	-10 801	-9 388	-11 010	-11 010	-11 010
Kongo (Brazzaville)	-1 754	-332	-10	–	-51 273
Övriga	-22 708	-25 003	-33 060	-16 899	-62 765
	676 972	208 530	563 616	154 533	704 224

Not 6. Finansiella intäkter, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Ränteintäkter	2 505	940	3 323	736	4 138
Valutakursvinster, netto	681	-5 224	2 654	2 654	8 945
Försäkringsintäkter	–	–	1 734	8	1 734
Garanti-intäkter	–	–	704	215	998
Vinst vid försäljning av aktier	–	–	29 974	–	29 974
Vinst vid konsolidering av dotterbolag	13 409	13 409	–	–	–
Övriga	160	–	761	492	666
	16 755	9 125	39 150	4 105	46 455

Not 7. Finansiella kostnader, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Räntekostnader	4 790	1 604	4 297	1 457	5 390
Valutakursförluster, netto	–	–	–	-13 365	–
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	198	–	5 234	1 800	6 995
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	3 762	1 266	3 403	1 144	4 494
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	4 584	2 072	1 722	520	2 181
Engagemangsvgifter för lånefacilitet	5 648	4 970	801	363	1 005
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	–	–	–	–
Övriga	481	118	775	97	957
	38 094	10 030	16 232	-7 984	21 022

Not 8. Inkomstskatter, TUSD	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Aktuell skatt	284 354	80 329	213 509	82 804	400 210
Uppskjuten skatt	214 686	82 415	203 746	44 883	174 203
	499 040	162 744	417 255	127 687	574 413

Not 9. Olje- och gastillgångar, TUSD	30 sep 2012	31 dec 2011
Norge	1 677 514	1 269 746
Frankrike	195 988	172 467
Nederländerna	46 365	43 739
Indonesien	95 682	93 610
Ryssland	625 282	615 015
Malaysia	179 978	129 830
Övriga	4 853	4 863
	2 825 662	2 329 270

Not 10. Finansiella tillgångar, TUSD	30 sep 2012	31 dec 2011
Övriga aktier och andelar	22 562	17 775
Aktiverade finansieringsavgifter	48 896	2 506
Obligationer	9 483	9 588
Derivatinstrument	876	-
Uppskjutna skattefordringar	12 380	15 345
Övriga	1 376	1 372
	95 573	46 586

Not 11. Fordringar och lager, TUSD	30 sep 2012	31 dec 2011
Lager	19 435	31 589
Kundfordringar	134 816	144 954
Underuttag	22 418	1 851
Bolagsskatt	2 950	-
Fordringar på Joint venture partners	13 339	20 252
Derivatinstrument	12 959	-
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	6 918	4 522
Övriga	53 600	21 239
	266 435	224 407

KONCERNENS NOTER

Not 12. Avsättningar, TUSD

	30 sep 2012	31 dec 2011
Långfristiga:		
Återställningskostnader	141 453	119 341
Uppskjuten skatteskuld	1 058 059	803 493
Långfristiga incitamentsprogram	68 220	58 079
Pension	1 513	1 460
Övriga	3 485	5 620
	1 272 730	987 993
Kortfristiga:		
Långfristiga incitamentsprogram	7 723	12 215
	7 723	12 215
	1 280 453	1 000 208

Not 13. Övriga kortfristiga skulder, TUSD

	30 sep 2012	31 dec 2011
Leverantörsskulder	23 309	16 546
Överuttag	928	7 670
Skatteskulder	231 182	240 052
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	25 949	16 227
Skuld gentemot Joint venture partners	188 418	88 417
Derivatinstrument	–	168
Övriga	11 625	21 520
	481 411	390 600

Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster TUSD

	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Prospekteringskostnader	33 560	10 617	80 227	64 041	140 027
Avskrivningar och nedskrivningar	140 207	50 943	123 468	43 410	167 812
Aktuell skatt	284 354	80 329	213 509	82 804	400 210
Uppskjuten skatt	214 686	82 415	203 746	44 883	174 203
Vinst från försäljning av aktier	–	–	-29 974	–	-29 974
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	–	–	–	–
Långfristiga incitamentsprogram	14 198	27 886	28 264	16 934	63 443
Övriga	688	3 746	3 960	-13 217	-547
	706 324	255 936	623 200	238 855	915 174

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Rörelsens intäkter					
Övriga rörelseintäkter	44 042	22 732	29 045	15 912	42 644
Bruttoresultat	44 042	22 732	29 045	15 912	42 644
Administrationskostnader	-77 528	-82 420	-111 951	-59 093	-206 108
Rörelseresultat	-33 486	-59 688	-82 906	-43 181	-163 464
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	951	348	4 683	1 798	6 560
Finansiella kostnader	-25 753	-8 655	-18 314	-6 483	-25 495
	-24 802	-8 307	-13 631	-4 685	-18 935
Resultat före skatt	-58 288	-67 995	-96 537	-47 866	-182 399
Skatt	-	-	-	-	-
Periodens resultat	-58 288	-67 995	-96 537	-47 866	-182 399

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Periodens resultat	-58 288	-67 995	-96 537	-47 866	-182 399
Övrigt totalresultat	-	-	-	-	-
Totalresultat	-58 288	-67 995	-96 537	-47 866	-182 399
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-58 288	-67 995	-96 537	-47 866	-182 399
	-58 288	-67 995	-96 537	-47 866	-182 399

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	30 september 2012	31 december 2011
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Finansiella tillgångar	7 871 947	7 871 947
Summa anläggningstillgångar	7 871 947	7 871 947
Omsättningstillgångar		
Fordringar	17 673	8 954
Likvida medel	6 985	3 849
Summa omsättningstillgångar	24 658	12 803
SUMMA TILLGÅNGAR	7 896 605	7 884 750
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 049 264	7 169 977
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag	806 219	673 988
Summa långfristiga skulder	842 622	710 391
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	4 719	4 382
Summa kortfristiga skulder	4 719	4 382
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 896 605	7 884 750

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-58 288	-67 995	-96 537	-47 866	-182 399
Ej kassaflödespåverkande poster	85 542	86 145	-5 019	-6 271	207 811
Förändringar i rörelsekapital	-8 361	-4 146	5 301	18 636	-12 492
Summa kassaflöde från verksamheten	18 893	14 004	-96 255	-35 501	12 920
Kassaflöde från investeringar					
	-	-	-	-	-
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	-15 579	-22 057	90 371	33 078	-15 702
Summa kassaflöde från finansiering	-15 579	-22 057	90 371	33 078	-15 702
Förändring av likvida medel	3 314	-8 053	-5 884	-2 423	-2 782
Likvida medel vid periodens början	3 849	15 192	6 735	3 302	6 735
Valutakursförändring i likvida medel	-178	-154	43	15	-104
Likvida medel vid periodens slut	6 985	6 985	894	894	3 849

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 2011	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	-	-	-	-	-96 537	-96 537
Balans per den 30 september 2011	3 179	861 306	2 551 805	3 936 086	-96 537	7 255 839
Totalresultat	-	-	-	-	-85 862	-85 862
Balans per den 31 december 2011	3 179	861 306	2 551 805	3 936 086	-182 399	7 169 977
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-182 399	182 399	-
Totalresultat	-	-	-	-	-58 288	-58 288
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	-	-	-62 425	-	-	-62 425
Summa transaktioner med ägare	-	-	-62 425	-	-	-62 425
Balans per den 30 september 2012	3 179	861 306	2 489 380	3 753 687	-58 288	7 049 264

Finansiell data (TUSD)	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Rörelseresultat	1 002 542	322 464	946 512	327 544	1 269 515
EBITDA	854 282	273 632	767 311	261 984	1 012 063
Periodens resultat	156 593	44 881	169 279	38 935	155 244
Operativt kassaflöde	593 957	218 394	586 834	196 493	676 201

Nyckeltal, aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,91	3,91	3,34	3,34	3,22
Operativt kassaflöde per aktie	1,91	0,70	1,89	0,63	2,17
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,00	0,91	2,45	0,65	2,88
Resultat per aktie	0,51	0,15	0,56	0,13	0,51
Resultat per aktie efter full utspädning	0,51	0,15	0,56	0,13	0,51
EBITDA per aktie efter full utspädning	2,75	0,88	2,47	0,84	3,25
Utdelning per aktie	-	-	-	-	-
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	310 542 295	310 542 295	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	310 735 227	310 441 462	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	310 735 227	310 441 462	311 027 942	311 027 942	311 027 942

Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	160,10	160,10	117,60	117,60	169,20
Börskurs vid periodens slut (CDN)	23,50	23,50	17,00	17,00	24,54

Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%)	13	4	16	4	15
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	45	15	41	10	53
Netto skuldsättningsgrad (%)	15	15	14	14	15
Soliditet (%)	38	38	42	42	40
Andel riskbärande kapital (%)	69	69	73	73	69
Räntetäckningsgrad	132	134	62	47	59
Operativt kassaflöde/räntekostnader	119	136	62	60	55
Direktavkastning	-	-	-	-	-

FINANSIELLA NYCKELTAL

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 hänförlig till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie efter full utspädning: Koncernens vinst efter skatt hänförlig 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.

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 31 oktober 2012

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari-december 2012) kommer att publiceras den 6 februari 2013.
- Tremånadersperioden (januari-mars 2013) kommer att publiceras den 7 maj 2013.
- Sexmånadersperioden (januari-juni 2013) kommer att publiceras den 7 augusti 2013.
- Niomånadersperioden (januari-september 2013) kommer att publiceras den 6 november 2013.

Årsstämman kommer att hållas den 8 maj 2013 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Teitur Poulsen
VP Corporate Planning & Investor Relations
Tel: + 41 22 595 10 00

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

Denna information har offentliggjorts i enlighet med lagen om värdepappersmarknaden (SFS 2007:528) och/eller lagen om handel med finansiella instrument (SFS 1991:980).

FRAMÅTRIKTADE UTTALANDEN

Vissa uttalanden samt viss informationen i detta meddelande utgör "framåtriktad information" (enligt tillämplig 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/eller resurser, framtida produktionsnivåer, framtida investeringar och fördelningen av dessa på prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter, framtida borrhningar samt andra prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av kvantiteter 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 eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "anticipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "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 informationen 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 utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimater, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. 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 är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

RESERVER OCH RESURSER

Om inte annat anges är Lundin Petroleum's reserv- och resursestimat per den 31 december 2011 och har förberetts och reviderats i enlighet med National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101") och Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook ("COGE Handbook"). Om inte annat anges avser alla häri redovisade reservestimater "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver och resurser i bolagets årsredovisning.

BETINGADE 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 teknik eller teknik som är under utveckling, men som inte är att anse som kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser. Betingelser kan inkludera faktorer såsom ekonomiska, legala, miljö-, politiska och regulatoriska frågor eller avsaknad av efterfrågan. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de betingade resurserna.

PROSPEKTERINGSRESURSER

Prospekteringsbara resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från icke-upptäckta ansamlingar genom framtida utbyggnadsprojekt. Det finns en osäkerhet avseende upptäckten och utbyggnaden av prospekteringsbara resurser. Det är inte säkert att någon del av de prospekteringsbara resurserna kommer att upptäckas. Om de upptäcks är det inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de prospekteringsbara resurserna.

BOEs

BOEs kan vara missledande, särskilt om det används isolerat. Konverteringsförhållandet för en BOE om 6Mcf:1Bbl är baserat på en konverteringsmetod för energilivslängd som är främst tillämplig vid brännaren och representerar inte ett likvärdigt värde vid borrhuvudet.

Huvudkontor

Lundin Petroleum AB (publ)
Hovslagargatan 5
SE-111 48 Stockholm
Sverige
Telefon: 46-8-440 54 50
Telefax: 46-8-440 54 59
E-mail: info@lundin.ch



www.lundin-petroleum.com