

# LUNDIN PETROLEUM – PRESS RELEASE



Lundin Petroleum AB (publ)  
Hovslagargatan 5  
SE-111 48 Stockholm  
Tel: 08-440 54 50, Fax: 08-440 54 59, E-mail: info@lundin.ch

Organisationsnummer: 556610-8055

NASDAQ OMX Stockholm : LUPE  
Torontobörsen (TSX): LUP

Besök vår hemsida: www.lundin-petroleum.com

Stockholm 6 februari 2013

## BOKSLUTSRAPPORT 2012

### HÖJDPUNKTER

#### Tolvmånadersperioden som avslutades den 31 december 2012 (31 december 2011)

- Produktion om 35,7 Mboepd (33,3 Mboepd)
- Rörelseintäkter om 1 345,1 MUSD (1 269,5 MUSD)
- EBITDA om 1 144,1 MUSD (1 012,1 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 831,4 MUSD (676,2 MUSD)
- Resultat efter skatt om 103,9 MUSD (155,2 MUSD)
- Ny sjuårig, revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD undertecknades den 25 juni 2012
- PDO för Edvard Grieg- och Bøylafälten, Norge godkända
- Pre-unit avtal har slutits avseende Johan Sverdrupfältet
- Omfattande utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet
- Geitungen oljefyndighet uppskattas till mellan 140 och 270 MMboe utvinningsbara bruttoresurser lokaliserad norr om Johan Sverdrupfältet inom PL265<sup>1</sup>

#### Fjärde kvartalet som avslutades den 31 december 2012 (31 december 2011)

- Produktion om 35,9 Mboepd (34,7 Mboepd)
- EBITDA om 289,8 MUSD (244,8 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 237,4 MUSD (89,4 MUSD)
- Resultat efter skatt om -52,7 MUSD (-14,0 MUSD)
- Tembakau-1 gasfyndighet om 306 bcf på block PM307, offshore Peninsular Malaysia
- Nytt block PM319 tilldelat offshore Peninsular Malaysia
- Förvärv av en ytterligare licensandel om 20 procent i Brynhildfältet, offshore Norge

	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
Produktion i Mboepd, brutto	35,7	35,9	33,3	34,7
Rörelsens intäkter i MUSD	1 345,1	342,6	1 269,5	323,0
Periodens resultat i MUSD	103,9	-52,7	155,2	-14,0
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	108,2	-51,5	160,1	-12,5
Vinst/aktie i USD <sup>1</sup>	0,35	-0,16	0,51	-0,05
Vinst/aktie efter full utspädning i USD <sup>1</sup>	0,35	-0,16	0,51	-0,05
EBITDA i MUSD	1 144,1	289,8	1 012,1	244,8
Operativt kassaflöde i MUSD	831,4	237,4	676,2	89,4

<sup>1</sup> Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare

Lundin Petroleum är ett svenskt oberoende olje- och gasprospekterings och produktionsbolag med en välbalanserad portfölj av tillgångar i världsklass främst i Europa och Sydostasien. Bolaget är noterat vid NASDAQ OMX, Stockholm (ticker "LUPE") och vid Torontobörsen (TSX) (ticker "LUP"). Lundin Petroleum har 202 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.

<sup>1</sup> Uppskattning gjord av Statoil, operator för PL265

## **Kära aktieägare,**

2012 var ännu ett framgångsrikt år för vårt bolag. Vi har överträffat vår förväntade produktion ännu en gång och detta, tillsammans med låga produktionskostnader och betalda skatter har resulterat i ett rekordhög operativt kassaflöde om över 830 MUSD för året.

Sedan slutet på 2001 har vi ökat vår aktiekurs med över 50 gånger till ett nuvarande marknadsvärde som överstiger 8 miljarder USD. Detta har gjorts utan nytt kapitaltillskott förutom aktieoptioner till anställda. Vårt starka operativa kassaflöde tillsammans med en ny tillgänglig bankfacilitet om 2,5 miljarder USD innebär att vi kommer att ha möjlighet att expandera vår verksamhet utan ytterligare utspädning för våra aktieägare. Vi har förmågan att fyrdubbla vår existerande produktion till över 150 000 boepd under de kommande sju åren genom utbyggnad av våra existerande norska fyndigheter Brynhild, Bøyla, Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Denna produktionsökning kommer att innebära en betydande positiv inverkan på vårt framtida finansiella resultat. Samtidigt kommer vi att fortsätta att koncentrera oss på att öka vår resursbas genom ett omfattande prospekteringsprogram som främst fokuserar på Norge och Sydostasien.

## **Finansiellt resultat**

För tolv månadersperioden som avslutats den 31 december 2012 genererade vi ett rekordhög operativt kassaflöde om 831,4 MUSD och EBITDA om 1 144,1 MUSD vilket representerar ökningarna om 23 respektive 13 procent vid en jämförelse med föregående år. Vinsten för perioden var 103,9 MUSD och påverkades negativt av icke-kassaflödespåverkande kostnader för prospektering och nedskrivningar av tillgångar, vilka redovisades under fjärde kvartalet. Vår verksamhet består av framgångsrika prospekteringsborrningar såsom Johan Sverdrup där tillgången fortsätter att värderas i vår balansräkning baserat på historiska kostnader såväl som icke framgångsrika borrningar där kostnaderna kostnadsförs omgående. Vi har ökat prospekteringsbudgeten i takt med att vår verksamhet har vuxit, vilket sannolikt kommer att innebära att vår lönsamhet kommer att fortsätta att påverkas negativt av icke framgångsrika borrningar. Värdet av vår verksamhet kommer dock att fortsätta att drivas av vår förmåga att finna nya resurser genom vårt prospekteringsprogram – även om detta inte omedelbart kommer att visa sig i bolagets lönsamhet.

## **Reserver och resurser**

Lundin Petroleums framgång har berott på vår förmåga att öka vår resursbas. Idag har vi nettoresurser, inklusive 2P reserver och 2C betingade resurser om över 1 miljard utvinningsbara fat. Dessa resurser är framför allt olja. Våra utvinningsbara 2P reserver vid slutet av år 2012 var 201,5 miljoner fat oljeekvivalenter. Även om förra årets reserversättningsgrad var lägre än tidigare års tror jag att alla håller med om att den kommer att förändras när betingade resurser från Johan Sverdrupfältet i Norge bokas som reserver. Det är ingen tvekan om att Johan Sverdrupfältet är kommersiellt men reserverna kommer inte att bokas innan undertecknadet av unitiseringsavtalet och inlämnandet av fältutbyggnadsplanen, båda planlagda till slutet av 2014.

Utvärderingsprogrammet för Johan Sverdrup pågår och kommer att fortsätta genom 2013 med ytterligare minst fyra utvärderingsborrningar. Johan Sverdrup är den största fyndigheten i Nordsjön sedan mitten av 1980-talet och täcker ett stort område. 12 utvärderingsborrningar, inklusive fyndighetsborrningen har redan genomförts eller är pågående och förberedelserna för en geologisk reservoarmodell för att inkorporera all insamlad data pågår. Statoil såsom arbetande operatör för utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet har beslutat att skjuta fram offentliggörandet av uppdaterade resurser till senare i år när utvärderingsprogrammet och en konceptuell utbyggnadsplan har slutförts.

## **Produktion**

Produktionen för 2012 var 35 700 boepd och var återigen i den övre delen av vår ursprungliga förväntade produktionsguidning om 32 000 – 38 000 boepd. Starkt resultat från Alvheim- och Volundfälten, offshore Norge kompenenserade mer än väl för den lägre än förväntade produktionen från Gaupefältet, offshore Norge och det tidiga produktionsstoppet från Oudnafältet, offshore Tunisien. Jag är nöjd över att vi konsekvent har mött vår förväntade produktion under senare år trots osäkerheter och risker i vår verksamhet.

Under 2013 förväntar vi oss att nettoproduktionen i genomsnitt kommer att vara mellan 33 000 boepd och 38 000 boepd för året och att vi kommer att avsluta året med över 40 000 boepd när Brynhildfältet når platåproduktion.

Vi upprepar vår förväntade produktion om över 70 000 boepd vid slutet av 2015 till följd av Edvard Griegs produktionsstart.

## **Utbyggnad**

Våra tre utbyggnadsprojekt i Norge fortskrider samtliga tillfredsställande.

Vi har utökat vår licensandel i Brynhildfältet till 90 procent. Brynhild är en återkoppling på havsbotten till Shell's Pierce FPSO-anläggning i Storbritannien med en förväntad platåproduktion, brutto, om 12 000 boepd. Maersk Guardianriggen som för närvarande genomför prospekteringsborrningar för oss kommer att påbörja de fyra utbyggnadsborrningarna på Brynhild under andra kvartalet 2013. Utbyggnadsprojektet Edvard Grieg fortskrider också tillfredsställande i takt med att vi går vidare i genomförandefasen. Det är mycket uppmuntrande att se de senaste fotografierna av Kværner Verdalen varvet på den norska västkusten där Edvard Grieg jacketen börjar anta form. Edvard Grieg projektet följer budget och tidsschema för produktionsstart 2015.

Vi står i begrepp att tilldela FEED kontrakt för utbyggnadsprojektet av Bertamfältet, offshore Malaysia och planerar fortfarande att besluta om fältutbyggnadsinvestering under 2013.

## Utvärdering

Fem nya utvärderingsborrningar genomfördes på Johan Sverdrup under 2012 av Lundin Petroleum och Statoil. Varje ny borring förser oss med viktig information inför utbyggnadsplanering såväl som förståelse för resursernas storlek. Resursuppskattningen är primärt influerad av djupomvandling, reservoarens tjocklek och kvalitet och antaganden om kontakten mellan olja och vatten. Ytterligare en borring pågår och Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare minst två utvärderingsborrningar i PL501 i år och Statoil kommer att genomföra två borrningar i PL265 och en i PL502.

Planen framöver är fortsatt för Statoil som arbetande operatör för Johan Sverdrup, att slutföra en konceptuell utbyggnadsplan i slutet av 2013 samt att lämna in en utbyggnadsplan i slutet av 2014.

## Prospektering

Vi är mycket spända på vårt prospekteringsprogram för 2013 som involverar 18 prospekteringsborrningar i Norge, Sydostasien, Frankrike och Nederländerna. Budgeten om över 460 miljoner USD kommer att vara den största i bolagets historia och kommer framför allt att fokusera på Norge som står för 75 procent av utgifterna.

I Norge kommer vi att koncentrera oss på tre prospekteringssteman:

1. Att finna ytterligare resurser i Utsira High området nära de existerande fyndigheterna Edvard Grieg och Johan Sverdrup
2. Att prospektera i Barents havområdet där vi tror att det finns utmärkt potential för ytterligare oljefyndigheter
3. Att upptäcka ett nytt kärnområde

Vi genomför sex prospekteringsborrningar i Utsira High området med stora förväntningar på strukturerna Luno II (PL359), Kopervik (PL625) och Torvastad (PL501), vilka samtliga har potential att resultera i betydande fyndigheter. I Barents hav fortsätter vi att öka vår areal i de pågående licensrundorna och är idag en av de största aktörerna i regionen. Vårt prospekteringsborrningsprogram kommer att fortsätta under 2013 med strukturen Gotha i PL492. Vi har förvärvat en stor areal i den norra delen av Norska havet med målsättning en jurahöjd utan tidigare gjord prospektering, i vilken vi kommer att genomföra en borring i en stor struktur under 2013 i PL330. Jag hoppas att detta kommer att resultera i att ett nytt område öppnas upp som innehåller ett antal potentiella strukturer i både PL330 och i angränsande licenser som vi har säkrat upp.

Vi fortsätter att göra goda framsteg med vårt prospekteringsprogram i Malaysia. Till följd av den framgångsrika utvärderingsborrningen av Bertamfyndigheten i PM307 har vi samlat in 3D seismik över samma geologiska trend som fyndigheten. Detta resulterade i gasfyndigheten Tembakau med 300 bcf under 2012, även den belägen i PM307. Jag tror att Tembakau, som är en betydande fyndighet nära existerande infrastruktur för gas, har potential att kommersialiseras. Det är tydligt att nyckeln till prospekteringsframgång i Malaysia är tillgång till modern 3-D seismik och vi planerar att fortsätta vår proaktiva prospektering i området under 2013.

## Oljemarknaden och Lundin Petroleum

Marknaderna har startat 2013 med ökande oljepriser. Det finns en ökande insikt om att världsekonomin sakta är på väg att återhämta sig, vilket kommer att resultera i ökad efterfrågan på olja om det fortsätter. Kina är den största tillväxtmarknaden för olja och i och med att dess tillväxttakt ser ut att plana ut tror jag att vi kan förvänta oss att detta kommer att ytterligare stödja efterfrågan. Det geopolitiska klimatet är fortsatt ett problem med ökande instabilitet i Nordafrika och få tecken på förbättring i Mellanöstern. Detta kommer att sätta större press på prognosen för oljeutbudet, vilken jag redan tror är överskattad. Okonventionell oljeproduktion i Nordamerika ökar visserligen men jag tror att det ökade utbudet lätt kommer att sugas upp genom ökande efterfrågan från utvecklingsländer och utbudet minskar från mogna produktionsområden. Jag tror därför att oljepriset kommer att stå fast.

Det finns ingen ny information att rapportera beträffande anklagelserna gällande vår historiska verksamhet i Sudan och Etiopien. Vi har och kommer att fortsätta att assistera den svenska åklagaren med vad som krävs när det gäller hans undersökning.

Beträffande vårt fortsatta engagemang för Corporate Social Responsibility har vi ånyo bekräftat vårt engagemang för transparens genom att bli ett stödjande bolag av EITI (Extractiv Industries Transparency Initiative). Som ett EITI-stödjande bolag kommer Lundin Petroleum att fortsätta att rapportera i enlighet med EITIs krav i Norge och kommer att förespråka transparens särskilt inom olje- och gasbranschen och bidra i kampen mot korruption.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall  
Koncernchef och VD

Stockholm den 6 februari 2013

## VERKSAMHETEN

### Produktion

Produktion för tolv månaders perioden som avslutades den 31 december 2012 (rapporteringsperioden) uppgick till 35,7 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) och omfattade nedanstående:

<b>Produktion</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
i Mboepd				
<b>Olja</b>				
Norge	23,3	22,9	21,1	22,3
Frankrike	2,8	2,8	3,1	3,0
Ryssland	2,7	2,5	3,1	3,0
Tunisien	0,1	–	0,7	0,6
<b>Summa produktion olja</b>	<b>28,9</b>	<b>28,2</b>	28,0	28,9
<b>Gas</b>				
Norge	3,9	4,3	2,1	2,4
Nederländerna	1,9	1,8	2,0	2,0
Indonesien	1,0	1,6	1,2	1,4
<b>Summa produktion gas</b>	<b>6,8</b>	<b>7,7</b>	5,3	5,8
<b>Summa produktion</b>				
<b>Kvantitet i Mboe</b>	<b>13 050,4</b>	<b>3 300,8</b>	12 151,5	3 188,2
<b>Kvantitet i Mboepd</b>	<b>35,7</b>	<b>35,9</b>	33,3	34,7

## EUROPA

### Norge

### Produktion

i Mboepd	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)	<b>1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader</b>	<b>1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader</b>
Alvheim	15%	11,8	11,9
Volund	35%	13,1	12,5
Gaupe	40%	2,3	2,8
		<b>27,2</b>	<b>27,2</b>

Lundin Petroleum's produktion i Norge för rapporteringsperioden var 27 200 fat oljeekvivalenter per dag (boepd).

Produktionen från Alvheimfältet under rapporteringsperioden översteg förväntningarna på grund av utmärkt drifttid på FPSO:n om över 95 procent och av att det för andra kvartalet planerade driftstoppet av SAGE-systemet ställdes in. En utbyggnadsborrning på Alvheim genomfördes under första halvåret 2012 och återkopplades och sattes i produktion i oktober 2012. I januari 2013 tilldelades Alvheimpartnerna ytterligare areal norr om Alvheimfältet genom 2012 års APA licensrunda. Arbetsprogrammet för den nya arealen innefattar ombearbetad 3D-seismik med målsättning att identifiera nya, potentiella, borrbara strukturer i Alvheimområdet. Produktionskostnaderna för Alvheimfältet under rapporteringsperioden var under 5 USD per fat exklusive ett antal planerade underhållsarbeten av borrningar under tredje kvartalet 2012.

Volundfältets produktion under rapporteringsperioden översteg förväntningarna på grund av bättre reservoarprestanda och Alvheim FPSO:ns drifttid. Ytterligare en utbyggnadsborrning för Volund har genomförts och förväntad produktionsstart kommer att ske under första kvartalet 2013. Produktionskostnaderna för Volundfältet under rapporteringsperioden var under 2 USD per fat på grund av lägre produktionskostnader än förväntat och högre produktion än förväntat.

Produktionsstart från Gaupefältet i PL292 skedde den 31 mars 2012. Produktion från Gaupefältet har varit under förväntan sen produktionsstart. Tekniska analyser indikerar att de två produktionsborrningarna är kopplade till lägre kolväteolymer än vad som förväntats innan produktionsstart. Som ett resultat har reserverna minskat baserat på det konservativa antagandet att inga ytterligare produktionsborrningar kommer att genomföras.

## Utbyggnad

Det norska stortinget godkände utbyggnadsplanen för Edvard Grieg (l.a. 50%) i juni 2012. Utbyggnadsplanen omfattar åtgärder för den samordnade utbyggandslösningen för Edvard Griegfältet med det närliggande Ivar Aasenfältet (tidigare Draupne) i PL001B med Det norske oljeselskap ASA som operatör. En utbyggnadsplan för Ivar Aasenfältet lämnades in i december 2012.

Edvard Griegfältet uppskattas innehålla 186 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) av bruttoreserver med förväntad produktionsstart i slutet av 2015 och förväntad toppproduktion, brutto, om cirka 100,0 Mboepd. Bruttoinvesteringen för Edvard Griegfältets utbyggnad uppskattas till fyra 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 till Rowan Companies för en jack-up rigg för att genomföra utbyggnadsborrningarna. Saipem har tilldelats kontraktet för den marina installationen. Utbyggnaden avancerar väl och konstruktionsarbete av jacketen pågår. Under 2013 kommer konstruktions- och projekteringsarbete av jacket, processdäck och pipelines för export att pågå. Vidare är en utvärderingsborrning planerad att genomföras i sydöstra delen av Edvard Greigreservoaren under 2013 med målsättning att finna ytterligare resurser.

Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet i PL148 (l.a. 90%) godkändes av det norska olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet innehåller bruttoreserver om 23,1 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, för vilken Shell är operatör. Utbyggnaden fortskrider väl beträffande projektering och konstruktionsarbete och jack-up riggen Maersk Guardian kommer att påbörja utbyggnadsborrningar under andra kvartalet 2013. I december 2012 meddelade Lundin Petroleum att en transaktion har slutförts med Talisman Energy om att förvärva ytterligare en licensandel om 20 procent i PL148 vilket innebär att Lundin Petroleums licensandel i fältet blir 90 procent.

En utbyggnadsplan för Bøylafältet i PL340 (l.a. 15%) lämnades in i juni 2012 och godkändes av norska olje- och energidepartementet i oktober 2012. Bøylafältet innehåller bruttoreserver om 21 MMboe och kommer att byggas ut som en 28 km lång återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n. Produktionsstart för Bøylafältet förväntas under fjärde kvartalet 2014 till en plåtproduktion, om 19,0 Mboepd, brutto.

## Utvärdering

Lundin Petroleum upptäckte Avalsnesfältet i PL501 (l.a. 40%) under 2010. Statoil upptäckte fyndigheten Aldous Major South i den angränsande PL265 (l.a. 10%) 2011. 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 definiera de utvinningsbara resurserna samt bistå strategin för utbyggnadsplaneringen.

Under rapporteringsperioden har fyra utvärderingsborrningar och två sido-spårsborrningar genomförts i PL501 och ytterligare två utvärderingsborrningar i PL265 har också slutförts.

I januari 2012 slutfördes en tredje utvärderingsborrning, 16/5-2S, belägen i PL501. Målsättningen för borrningen var att avgränsa den södra delen av fyndigheten Johan Sverdrup i PL501. Även om borrningen påträffade god sandstensreservoar från juraålder låg den djupare än förväntat, vilket resulterade i att reservoaren påträffades under kontakten mellan olja och vatten.

I mars 2012 slutfördes ytterligare en utvärderingsborrning, 16/2-11, i PL501, vilken påträffade en bruttokolonn om 54 meter i sandstensreservoar från övre och mellersta jura utan att kontakten mellan olja och vatten kunde fastställas. Reservoaren påträffades vid förväntat djup. En sido-spårsborrning slutfördes med framgång och påträffade en oljekolonn om 35 meter, brutto, vilket bekräftade liknande utmärkt reservoartjocklek och kvalitet.

I det tredje kvartalet 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrningen 16/2-13S på den nordöstra delen av Johan Sverdrupfyndigheten samt en sido-spårsborrning 16/2-13A. Resultatet från borrningarna var utmärkta beträffande reservoarkvalitet och tjocklek, vilket validerar den geologiska modellen och bekräftar en djupare kontakt mellan olja och vatten på denna plats. Borrning 16/2-13S påträffade en oljekolonn om 25 meter, brutto, i sandstensreservoar från övre och mellersta jura utan att kontakten mellan olja och vatten kunnat fastställas. Sido-spårsborrningen 16/2-13A påträffade en reservoarkolonn, brutto, om cirka 22 meter av vilka 12 meter var ovanför kontakten mellan olja och vatten. Kontakten mellan olja och vatten fastställdes till cirka 1 925 meter under havsytan vilket är cirka tre meter djupare än vad som tidigare observerats vid borrningar i PL501.

I december 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrning 16/2-16 i den nordöstra delen av fyndigheten. Borrningen påträffade totalt 15 meter av sand i en 60 meters jurasekvens. Kontakten mellan olja och vatten påträffades vid samma djup som vid 16/2-13A åt öster, 1 925 meter under havsytan, vilket resulterar i en oljeförande reservoarkolonn vid denna plats om cirka en meter. Ytterligare en sido-spårsborrning, 16/2-16AT2, genomfördes väster om borrningen 16/2-16, cirka 1 000 meter åt sidan. Sidospårsborrningen som med framgång slutfördes i januari 2013 påträffade en oljekolonn om 30 meter, brutto, med till stor del utmärkta reservoarkvaliteter inom jurareservoarens sekvens. Olja påträffades vid samma djup som vid 16/2-10 i PL265, vilket är den djupaste kontakten mellan olja och vatten som hittills påträffats i Johan Sverdrup.

Utvärderingsborrningen 16/3-5 i den sydöstra delen av Johan Sverdrup i PL501 pågår för närvarande och resultat förväntas under första kvartalet 2013.

I november 2012, meddelade Statoil att utvärderingsborrning 16/2-14 på Johan Sverdrup i PL265 med framgång slutfördes. Borrningen 16/2-14 genomfördes i nordvästra segmentet av Johan Sverdrup, cirka 6 km nordväst om fyndighetsborrningen 16/2-6 som genomfördes av Lundin Petroleum. Borrningen 16/2-14 påträffade en cirka 30 meter reservoarsekvens saturerad av olja. Borrningen bekräftade god reservoarkvalitet vid denna plats.

I början av januari 2013 meddelade det norska oljedirektoratet att utvärderingsborrningen 16/2-15 som genomfördes i den sydvästra delen av Johan Sverdrup i PL265 med framgång har avslutats. Borrningen genomfördes 5 km sydost om fyndighetsborrningen 16/2-6 och påträffade en oljekolonn, brutto, om 30 meter av vilka 20 meter innehöll utmärkt reservoarkvaliteter.

Det är sannolikt att åtminstone ytterligare två utvärderingsborrningar kommer att genomföras i både PL501 och PL265 under 2013.

Lundin Petroleum, har som operatör för PL501, 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 en tidtabell för Johan Sverdrupfältet med val av utbyggnadskoncept under det fjärde kvartalet 2013, inlämnande av utbyggnadsplan under det fjärde kvartalet 2014 och produktionsstart i slutet av 2018.

### **Prospektering**

Under rapporteringsperioden slutfördes totalt fem prospekteringsborrningar i Norge.

I juni 2012, slutfördes prospekteringsborrningen 2/8-18S med målsättning den potentiella strukturen Clapton i PL440s (i.a. 18%) av operatör Faroe Petroleum. Borrningen, som är belägen i södra Nordsjön, påträffade inga kolväten. Borrningen genomfördes till ett djup om 2 619 meter under havsytan och pluggades igen och övergavs.

I augusti 2012, slutfördes prospekteringsborrningen 16/2-12 med målsättning strukturen Geitungen i PL265 (i.a. 10%) med framgång som en oljefyndighet. Borrningen som var belägen norr om Johan Sverdrupfyndigheten och söder om 16/2-9S Aldous Major Northfyndigheten, har bekräftat en oljekolonn, brutto om 35 meter i sandstensreservoar av hög kvalitet från juråldern. Olja bekräftades i grundsten. Insamling av data från borrningen inklusive borrhävar, loggar och vätskeprover indikerar att strukturen Geitungen är i kommunikation med Johan Sverdrupfyndigheten som Lundin Norway upptäckte 2010. Preliminära beräkningar för storleken av fyndigheten Geitungen ligger mellan 140 och 270 miljoner fat utvinningsbar olja, brutto<sup>1</sup>. Geitungen kommer att byggas ut som en del av Johan Sverdruputbyggnaden.

I oktober 2012, meddelade Lundin Petroleum resultatet för Albertborrningen i PL519 (i.a. 40%). Den huvudsakliga målsättningen för borrningen 6201/11-3 var att testa sandstensreservoar från krita och triasåldern från en struktur med multipla mål. Borrningen påträffade olja i en tunn reservoarsekvens från krita vid förväntad nivå för den preliminära målsättningen. Den tunna tjockleken och osäkra distributionen av reservoaren ger inte grund för resursuppskattning vid denna tidpunkt och är därför inte bedömd kommersiell för närvarande. Ytterligare potential existerar i Albertstrukturen om tjockare sektion av krita-reservoar i denna stora struktur kan identifieras. Den sekundära reservoaren trias var tight utan rörliga kolväten. En mindre kolonn av rörliga kolväten påträffades också i ett sekundärt mål i Paleocene. Ytterligare prospekteringsaktiviteter är planerade i detta område i början av 2014 med borrningen av strukturen Storm i PL555 där Lundin Petroleum har en licensandel om 60 procent och är operatör.

I oktober 2012, meddelade Lundin Petroleum att prospekteringsborrningen 7220/10-1 i PL533 (i.a. 20%) har funnit gas/kondensat i Salinastrukturen belägen på den västra flanken av Loppahöjden i Barents hav. Borrningen har bekräftat två gaskolonner i sandsten från krita- och juråldern. Datainsamling från borrningen, inklusive borrhävar, loggar och vätskeprover har bekräftat god reservoarkvalitet i sandsten. Preliminära beräkningar som genomförts av det norska petroleumdirektoratet, ger ett intervall om mellan 174 och 246 miljarder kubik fot (bcf) (29 och 41 MMboe) brutto av utvinningsbar gas/kondensat. Ytterligare potentiella resurser existerar i förkastningsegment i anslutning till Salinastrukturen.

I november 2012, slutförde Lundin Petroleum med framgång prospekteringsborrningen 7120/6-3 S i PL490 (i.a. 50%) i Barents hav. Borrningen var belägen 10 km nordväst om Snøhvitfältet med målsättning de på varandra staplade reservoaren Snurrad och Juksa i sen krita- och tidig jurareservoar. Preliminära analyser av borrhävar från en sektion av reservoaren indikerar tunn oljeförande sand i en åtta- till nio meters zon vid toppen av en 25 meters sen kritasandssekvens. Ingen reservoar upptäcktes i Snurrevad på juranivå. Den tunna oljeförande sanden i Juksafyndigheten är sannolikt inte kommersiell även om det är uppmuntrande att borrningen påträffat oljeförande sand istället för gas.

Lundin Petroleum meddelade i juli 2012 att man har ingått ett utfarmningsavtal för att minska innehavet 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 har förvärvat 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, där Lundin Petroleum behåller 40 procent. Licensen är

<sup>1</sup>Uppskattad av Statoil, operatör för PL265

belägen i Nordsjön. De norska myndigheterna har godkänt dessa utfarmningsavtal. I januari 2012 tilldelades Lundin Petroleum tio prospekteringslicenser i 2011 års licensrunda APA, av vilka Lundin Petroleum är operatör för fyra. I januari 2013 tilldelades Lundin Petroleum ytterligare sju licenser i 2012 års licensrunda APA av vilka Lundin Petroleum är operatör för två. Fyra av de sju licenserna finns i Nordsjön, två i Norska havet och en i Barents hav. Lundin Petroleum har lämnat in ett flertal licensansökningar för den 22:a licensrundan i Norge och tilldelning förväntas att offentliggöras av energidepartementet under första halvåret 2013.

Lundin Petroleums prospekteringsprogram i Norge för 2013 kommer att omfatta 10 prospekteringsborrningar med ett fortsatt fokus på Utsira Highområdet med sex prospekteringsborrningar med liknande geologiska koncept som Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Vidare kommer två borrningar att genomföras i södra Nordsjön av vilka en pågår för närvarande, en borrning kommer att genomföras i Barents hav och en kommer att genomföras i PL330 (I.a. 30%) i Norska havet. Riggarna har säkrats för samtliga prospekteringsborrningar under 2013.

## Frankrike

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

Utbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin, slutfördes till största del under rapporteringsperioden med produktionsstart av utbyggnadsborrningarna under fjärde kvartalet 2012.

Två prospekteringsborrningar genomfördes under rapporteringsperioden. Prospekteringsborrningen Amaltheus i Paris Basin i Val des Maraiskoncessionen (I.a. 100%) slutfördes med framgång under fjärde kvartalet 2012 och resulterade i en oljefyndighet. Borrningen är under långsiktig produktionstest. En andra prospekteringsborrning med målsättning strukturen Contault i Paris Basin, i Est Champagnekoncessionen (I.a. 100%) slutfördes under fjärde kvartalet 2012 som ett torrt hål. Lundin Petroleum genomför en borrning i Paris Basin under 2013. Hoplites-1 borrningen kommer att genomföras på Est Champagnekoncessionen (I.a. 100%) med målsättning strukturen Nettancourt.

## Nederländerna

Gasproduktionen, netto, för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 1,9 Mboepd för rapporteringsperioden. Utbyggnadsborrningar på existerande tillgångar pågår för att optimera utvinningen. Prospekteringsborrningen Vinkega-2 i Gorredijkkoncessionen (I.a. 7,75%) resulterade i en gasfyndighet under tredje kvartalet 2012 och produktionsstart förväntas ske under första kvartalet 2013.

Lundin Petroleum deltar i två prospekteringsborrningar i Nederländerna, onshore, under 2013.

## Irland

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

## SYDOSTASIEN

### Indonesien

#### Lematang (södra Sumatra)

Lundin Petroleums nettoproduktion från gasfältet Singa (I.a. 25,9%) uppgick under rapporteringsperioden till 1,0 Mboepd. Produktionen under rapporteringsperioden har påverkats av underhåll av borrningar, vilket avslutades i september 2012. Produktionen under det fjärde kvartalet var i genomsnitt 1,6 Mboepd.

#### Baronang/Cakalang (Natuna Sea)

Prospekteringsborrningar på Baronangblocket (I.a. 100%) kommer att påbörjas under 2013.

#### South Sokang (Natuna Sea)

Ett 3D-seismik program planeras att slutföras under 2013 på South Sokang (I.a. 60%).

#### Gurita (Natuna Sea)

Insamling av 3D-seismik på mer än 950 km<sup>2</sup> har slutförts under 2012 på Guritablocket (I.a. 100%) och en prospekteringsborrning kommer att genomföras under 2013.

### Malaysia

#### East Malaysia, offshore Sabah

Lundin Petroleum innehar två licenser offshore Sabah i östra Malaysia.

SB303 (I.a. 75%) innefattar gasfyndigheterna Tarap, Cempulut och Titik Terang med uppskattade betingade bruttoresurser om mer än 270 bcf. Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av dessa gasfyndigheter mest sannolikt genom en klusterutbyggnad.

I september 2012 avslutades prospekteringsborrningen Berangan-1 i SB303 med framgång som en gasfyndighet. Borrningen penetrerade en gaskolonn över 165 meter, brutto, i sandstensreservoaren från mellersta Miocene 10 km sydost om gasfyndigheten Tarap som Lundin Petroleum gjorde 2011 och 15 km söder om gasfyndigheten Cempulut som också gjordes 2011. Det är sannolikt att Beranganfyndigheten kommer att inkluderas i en klusterutbyggnad för de andra gasfyndigheterna i SB303.

I juli 2012 pluggades borrningen Tiga Papan 5 i SB307/308 (i.a. 42.5%) med målsättning sandstensreservoar från mellersta Miocene åldern från Tiga Papan Unit igen som ett torrt hål.

En prospekteringsborrning kommer att genomföras offshore Sabah i 2013.

#### *Offshore Malaysiska halvön*

Lundin Petroleum innehar fyra licenser offshore Malaysiska halvön.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307. Insamling av 2 100 km<sup>2</sup> 3D seismik slutfördes 2011. I januari 2012 slutfördes utvärderingsborrningen Bertam-2 med framgång och bekräftade förlängning och kvalitet av oljesandstensreservoaren K10. Konceptuella utbyggnadsstudier är till största del slutförda beträffande en potentiell utbyggnad av Bertamfältet och beslut kommer att tas under 2013. I november 2012 meddelade Lundin Petroleum att borrningen Tembakau-1 i block PM307 resulterat i en gasfyndighet. Tembakau-1 borrningen genomfördes till ett djup om 1 565 meter och påträffade ett flertal på varandra staplade geologiska gasreservoarer på Mioconenivå. Det oljeförande sandlagret, netto, utgjorde 60 meter utav fem sandintervall av hög kvalitet. Givet den relativa närheten till existerande gasinfrastruktur tillsammans med förväntad stark efterfrågan av gas på den Malaysiska halvön finns förutsättningarna för en kommersiell utbyggnad och ytterligare studier inklusive uppskattade utvinningsbara resurser, kommer att genomföras för att utvärdera denna fyndighets kommersialitet. Tembakaufyndigheten uppskattas innehålla betingade bruttoresurser gas om 306 bcf (51 MMboe). För närvarande pågår insamling av 3D seismik över den norra delen av Block PM307. Insamling av 3-D seimik sträcker sig även in i det nyligen tilldelade blocket PM319 (i.a. 75%).

Block PM308A (i.a. 35%) innefattar oljefyndigheterna Janglau och Rhu. Ytterligare en prospekteringsborrning med målsättning strukturen Ara i Block PM308A genomförs för närvarande. Borrningen har som målsättning sandstensreservoar från Oligocene (intra-rift) vilken upptäcktes genom prospekteringsborrningen Janglau genomförd 2011. Insamling av 1 450 km<sup>2</sup> av ny 3D seismik i PM308A slutfördes under rapporteringsperioden.

I Block PM308B (i.a. 75%) slutfördes prospekteringsborrningen Merawan Batu-1 i oktober 2012 och pluggades igen som ett tort hål.

I december 2012 meddelade Lundin Petroleum tilldelningen av ett nytt block, offshore Malaysiska halvön. Lundin Petroleum är operatör för Block PM319 med en licensandel om 85 procent och Petronas innehar en licensandel om 15 procent. Blocket omfattar ett område om cirka 8 400 km<sup>2</sup> och är belägen väster om block PM307 där Lundin Petroleum och Petronas har haft framgång under 2012 med utvärderingsborrningen av oljefältet Bertam och gasfyndigheten Tembakau-1. Området har en mycket begränsad 3D täckning och arbetsprogrammet omfattar en fullständig undersökning (tensor gravity survey), 550 km<sup>2</sup> av 3D seismik och en prospekteringsborrning.

Två prospekteringsborrningar offshore Malaysiska halvön kommer att genomföras under 2013.

#### **RYSSLAND**

Lundin Petroleum's nettoproduktion från Ryssland för rapporteringsperioden var 2,7 Mboepd från tillgångar onshore belägna i Komi Republiken. Produktionen var lägre än förväntat under rapporteringsperioden och som en konsekvens har de återstående reserverna, per den 31 december 2012, reducerats.

I Lagansky blocket (i.a. 70%) i norra delen av Kaspien gjordes en betydande oljefyndighet på Morskayafyndigheten 2008. Fyndigheten är att anses som strategisk av den ryska staten under Foreign Strategic Investment Law (FSIL), på grund av dess belägenhet offshore Kaspien. Som ett resultat krävs ett 50-procentigt ägande av ett statligt/statsägt bolag innan utvärdering och utbyggnad. Diskussioner fortsätter med tredjepart för att möta kraven från FSIL.

#### **AFRIKA**

##### **Tunisien**

Produktionen från Oudnafältet (i.a. 40%) för det första kvartalet 2012 var 0,4 Mboepd och för rapporteringsperioden 0,1 Mboepd. Till följd av stormskador på en röranläggning i mars 2012, stängdes Oudnafältet ner. En utvärdering av olika reparationslösningar av röranläggningen genomfördes och det bedömdes vara oekonomiskt att reparera. Under 2012 kopplades Ikdam FPSO:n bort från Oudnafältet och borrningen övergavs permanent. Under rapporteringsperioden har Lundin Petroleum ökat ägarandelen i Ikdam FPSO:n till 100 procent och kommer nu att söka nya möjligheter för fartyget.

##### **Congo (Brazzaville)**

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



## FINANSIELL ÖVERSIKT

### Resultat

Resultatet för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2012 (rapporteringsperioden) uppgick till 103,9 MUSD (155,2 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 108,2 MUSD (160,1 MUSD), motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,35 USD (0,51 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 144,1 MUSD (1 012,1 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 3,68 USD (3,25 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 831,4 MUSD (676,2 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 2,68 USD (2,17 USD).

### Koncernförändringar

Den 27 augusti 2012 förvärvade Lundin Petroleum ytterligare 60 procent kapital i Ikdam Production SA, ett bolag som äger Ikdam FPSO:n, vilket tar upp dess ägande till 100 procent. Ikdam Production SA:s finansiella resultat har konsoliderats i koncernens finansiella rapporter från och med slutet av augusti 2012.

### Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 1 319,5 MUSD (1 257,7 MUSD) och beskrivs i not 1. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 100,89 USD (101,04 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 111,67 USD (111,26 USD) per fat. Alnheim- och Volundfältens laster med råolja som såldes under rapporteringsperioden prissattes i genomsnitt till 3,53 USD (3,87 USD) per fat utöver Dated Brent för varje last.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

<b>Försäljning</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	<b>1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader</b>	<b>1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader</b>
Genomsnittspris per boe i USD				
<b>Försäljning olja</b>				
<b>Norge</b>				
– Kvantitet i Mboe	8 270,1	2 059,4	7 896,0	2 085,7
– Genomsnittspris per boe	115,29	114,35	115,38	113,36
<b>Frankrike</b>				
– Kvantitet i Mboe	1 041,1	337,9	1 155,5	283,3
– Genomsnittspris per boe	110,44	108,79	110,59	110,68
<b>Nederländerna</b>				
– Kvantitet i Mboe	1,7	0,5	2,2	0,6
– Genomsnittspris per boe	100,09	101,45	103,87	95,74
<b>Ryssland</b>				
– Kvantitet i Mboe	981,6	225,4	1 138,4	271,2
– Genomsnittspris per boe	77,23	79,00	69,85	70,34
<b>Tunisien</b>				
– Kvantitet i Mboe	227,5	–	198,2	–
– Genomsnittspris per boe	108,14	–	125,12	–
<b>Summa försäljning olja</b>				
– Kvantitet i Mboe	<b>10 522,0</b>	<b>2 623,2</b>	10 390,3	2 640,8
– Genomsnittspris per boe	<b>110,90</b>	<b>109,80</b>	110,25	109,46
<b>Försäljning gas och NGL</b>				
<b>Norge</b>				
– Kvantitet i Mboe	1 513,9	467,5	947,2	268,0
– Genomsnittspris per boe	64,18	70,35	61,14	60,94
<b>Nederländerna</b>				
– Kvantitet i Mboe	704,2	169,4	722,8	184,1
– Genomsnittspris per boe	60,18	62,92	60,61	64,04
<b>Indonesien</b>				
– Kvantitet i Mboe	338,1	113,4	387,7	117,0
– Genomsnittspris per boe	32,43	31,73	32,43	32,19
<b>Summa försäljning gas och NGL</b>				
– Kvantitet i Mboe	<b>2 556,2</b>	<b>750,3</b>	2 057,7	569,1
– Genomsnittspris per boe	<b>59,69</b>	<b>65,59</b>	54,50	52,26
<b>Summa försäljning</b>				
– Kvantitet i Mboe	<b>13 078,2</b>	<b>3 373,5</b>	12 448,0	3 209,9
– Genomsnittspris per boe	<b>100,89</b>	<b>99,97</b>	101,04	99,32

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 royaltybetalningar 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 (37 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 109,93 USD per fat (109,92 USD per fat) och återstående 55 procent (63 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 49,98 USD per fat (46,45 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 25,7 MUSD (11,8 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 6,5 MUSD (5,8 MUSD) hänförliga till en kompensation avseende justering för kvalitetsskillnader från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältets ägare i Norge. Justeringen för kvalitetsskillnader i Norge uppkommer eftersom alla tre fälten producerar till Alvheim FPSO-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 172,5 MUSD (193,1 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnaderna för rapporteringsperioden inkluderar en kreditering för lagerförändring om 15,9 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.

<b>Produktionskostnader och avskrivningar</b> i USD per boe	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
Utvinningskostnader	8,09	8,86	8,43	8,89
Tariff- och transportkostnader	2,27	2,63	1,88	1,64
Royalty och direkta skatter	3,93	3,73	4,31	4,03
Förändringar i lager/över- underuttag	-1,22	-0,61	1,08	-0,01
Övrigt	0,14	-	0,18	0,17
<b>Totala produktionskostnader</b>	<b>13,21</b>	<b>14,61</b>	15,88	14,72
Avskrivningar	14,26	14,64	13,59	13,72
<b>Total kostnad per boe</b>	<b>27,47</b>	<b>29,25</b>	29,47	28,44

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 105,6 MUSD, och till 102,5 MUSD för jämförelseperioden och inkluderar utvinningskostnader om 12,0 MUSD hänförliga till Gaupefältet, Norge, vilket startade produktion den 31 mars 2012. Utvinningskostnaderna för Oudnafältet, Tunisien uppgick till 8,6 MUSD för rapporteringsperioden och till 17,0 för jämförelseperioden till följd av ett produktionsstopp i mars 2012. Utvinningskostnaden per fat var lägre under rapporteringsperioden än för jämförelseperioden beroende främst på att produktionen var högre.

Utvinningskostnaden per fat för det fjärde kvartalet 2012 uppgick till 8,86 USD per fat och var högre än tidigare kvartal under 2012 beroende på en planerad kampanj av arbetsåtgärder på fält i Paris Basin, Frankrike. Den genomsnittliga utvinningskostnaden per fat för året uppgick till 8,09 USD per fat, vilket är i linje med tidigare förväntningar om 8,25 USD per fat som meddelade vid slutet av det tredje kvartalet.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 29,7 MUSD i förhållande till 22,9 MUSD för jämförelseperioden. Kostnader hänförliga till Gaupefältet ingår i rapporteringsperioden till ett belopp om 7,4 MUSD.

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 rubelns växelkurs. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 22,92 USD (21,21 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 57,08 USD (57,52 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 15,9 MUSD har krediterats resultaträkningen under rapporteringsperioden, vilket kan jämföras med en kostnad om 13,1 MUSD för jämförelseperioden. Under rapporteringsperioden redovisades en nettoförändring i underuttag om 18,5 MUSD på Alvheim-/Volundfälten, Norge där sålda volymer råolja var lägre under rapporteringsperioden jämfört med ett överuttag om 18,7 MUSD, netto för jämförelseperioden. Dessutom var Gaupefältet i underuttagsposition under rapporteringsperioden vilket resulterade i en kreditering av utvinningskostnaderna om 12,9 MUSD (- MUSD). Gaupefältets kolväten bearbetas i värdepattformen 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 produktionsströmmen. Underuttagspositionen kommer att återbetalas av existerande fält i kommande perioder. Lastning av lager gjordes också från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilket medförde en produktionskostnad om 14,6 MUSD (-6,2 MUSD) i rapporteringsperioden.

### Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 186,2 MUSD (165,1 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 83 procent av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en kostnad per fat om 15,54 USD. Ökningen i avskrivningar i förhållande till jämförelseperioden är till största delen ett resultat av att Gaupefältet, Norge räknas med.

Återställningskostnader som redovisats över resultaträkningen uppgick till 5,3 MUSD (- MUSD) för rapporteringsperioden och representerar kostnader för återställning av Oudnafältet, Tunisien utöver den avsättning som gjorts för arbetet. Återställningsarbetet av Oudnafältet var tillfullo avslutat under 2012.

### **Prospekteringskostnader**

Prospekteringskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 168,5 MUSD (140,0 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. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

I Norge kostnadsfördes, under det fjärde kvartalet 2012 utgifterna avseende Albertborrningen på PL519 och Juksaborrningen med tillhörande lisenskostnader på PL490 till belopp om 36,6 MUSD och 50,1 MUSD vardera. I Malaysia kostnadsfördes utgifter om 36,1 MUSD avseende Merawan Batustrukturen och tillhörande licenskostnader på PM308B. Övriga prospekteringsutgifter om 12,1 MUSD har också kostnadsförts under kvartalet.

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

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

### **Nedskrivningar**

Nedskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 237,5 MUSD (- MUSD) och beskrivs i not 5. Till följd av dålig prestanda sedan produktionsstarten av Gaupefältet, Norge har reserverna reducerats baserat på det konservativa antagandet att inga ytterligare produktionsborrningar kommer att göras, vilket resulterat i en nedskrivning om 205,8 MUSD. Dessutom har dålig prestanda från de ryska onshore tillgångarna lett till en nedskrivning om 31,7 MUSD.

### **Administrationskostnader och avskrivningar**

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick 31,7 MUSD (67,0 MUSD), vilka innehöll ej kassaflödespåverkande kostnader om 9,1 MUSD (44,9 MUSD), hänförliga till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Avsättningen för LTIP beräknas baserat på Lundin Petroleum's aktiekurs 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 Petroleum's aktiekurs 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. Aktiekursen 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. Under det fjärde kvartalet 2012 har aktiekursen sjunkit med ungefär 7 procent per den 31 december 2012 jämfört med den 30 september 2012. Lundin Petroleum har kompenserat exponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

Avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 3,1 MUSD (2,6 MUSD).

### **Finansiella intäkter**

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 27,2 MUSD (46,5 MUSD) och beskrivs i not 7.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 5,1 MUSD (4,1 MUSD). Ränteintäkter för det fjärde kvartalet innehåller ett belopp om 1,3 MUSD hänförliga till Brynhildtransaktionen med Talisman Energy.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 6,2 MUSD (8,9 MUSD) netto. Under rapporteringsperioden redovisades en valutakursförlust om 5,5 MUSD (-8,9 MUSD) på de koncerninterna lånemellanhavanden som inte är i US Dollar och på saldon som utgör rörelsekapital och denna förlust komparerades av en realiserad valutakursvinst om 11,7 MUSD (- MUSD) på valutakurssäkringar.

En vinst vid konsolidering av ett dotterbolag m 13,4 MUSD (- MUSD) redovisades 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 innehade 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 48,5 MUSD (21,0 MUSD) och beskrivs i not 8.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 6,8 MUSD (5,4 MUSD). Dessutom har ett belopp om 3,4 MUSD (1,4 MUSD) avseende finansiering av de norska utbyggnadsprojekten aktiverats i rapporteringsperioden.

En avsättning för återställningskostnader har redovisats i balansräkningen till det diskonterade värdet av uppskattad framtida kostnad. Effekten av diskonteringen återförs varje år och redovisas över resultaträkningen. Under rapporteringsperioden har 5,1 MUSD (4,5 MUSD) redovisats i resultaträkningen.

Avskrivningarna av aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 6,6 MUSD (2,1 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till aktiveringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av 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 kommer att skrivas av allt eftersom krediten fortlöper.

Engagemangsavgifter för lånefaciliteten uppgick till 10,3 MUSD (1,0 MUSD) för rapporteringsperioden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförliga till engagemangsavgifterna avseende den icke utnyttjade delen av den större 2,5 miljarder USD faciliteten som ingicks i juni 2012.

Lundin Petroleum äger 50 miljoner aktier i ShaMaran Petroleum, vilka anskaffades under 2009 i en ej kassafloedepåverkande 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 övrigt 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 kostnadsförts i resultaträkningen under det första kvartalet 2012. Den värdeökning som uppkommit efter nedskrivningen har redovisats i övrigt totalresultat.

## Skatt

Skatteskostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 418,4 MUSD (574,4 MUSD) och beskrivs i not 9.

Den aktuella skatteskostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 341,3 MUSD (400,2 MUSD), av vilken 311,8 MUSD (365,6 MUSD) är hänförlig till Norge. Den aktuella skatteskostnaden i Norge för rapporteringsperioden är lägre än för jämförelseperioden, vilket huvudsakligen beror på högre utbyggnads och prospekteringsutgifter.

Den uppskjutna skatteskostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 77,1 MUSD (174,2 MUSD) och uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. I Norge uppgår den uppskjutna skatteskostnaden till 80,4 MUSD (166,2 MUSD), netto efter en upplösning av den uppskjutna skatteskostnaden om 160,6 MUSD till följd av nedskrivningen av Gaupefältet under det fjärde kvartalet 2012.

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 80 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. Det är inte någon skatteskostnad hänförlig till den finansiella intäkt som redovisats i och med konsolideringen av Ikdam Production SA.

## Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -4,3 MUSD (-4,9 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 2 864,4 MUSD (2 329,3 MUSD) och finns beskrivna i not 10.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

<b>Utbyggnadsutgifter</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011	1 okt 2011- 31 dec 2011
Belopp i MUSD	<b>12 månader</b>	<b>3 månader</b>	12 månader	3 månader
Norge	369,0	133,1	186,8	30,8
Frankrike	29,2	2,9	30,9	10,2
Nederländerna	8,5	1,7	4,1	1,7
Indonesien	-0,4	-0,4	6,4	2,3
Ryssland	7,5	1,8	4,2	0,7
	<b>413,8</b>	<b>139,1</b>	232,4	45,7

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 369,0 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. Under jämförelseperioden förbrukades 186,8 MUSD på utbyggnaden av Gaupe- och Alvheimfälten. Under rapporteringsperioden har 29,2 MUSD redovisats främst på Grandvillefältets utbyggnad i Frankrike.

<b>Prospekterings- och utvärderingsutgifter</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011	1 okt 2011- 31 dec 2011
Belopp i MUSD	<b>12 månader</b>	<b>3 månader</b>	12 månader	3 månader
Norge	323,2	113,0	288,6	51,6
Frankrike	9,8	5,7	1,7	0,7
Indonesien	16,4	3,0	16,4	4,4
Ryssland	3,6	1,8	10,0	3,1
Malaysia	100,5	40,2	98,7	38,4
Kongo (Brazzaville)	1,3	-0,5	19,0	11,4
Övriga	2,5	0,0	3,1	0,9
	<b>457,3</b>	<b>163,2</b>	437,5	110,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsborrningar redovisats till ett belopp om 323,2 MUSD i Norge, avseende huvudsakligen utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet och prospekteringsborrning på Claptonstrukturen i PL440S, Albertstrukturen i PL519, Salinasstrukturen i PL533 och Juksaborrningen i PL490. Under jämförelseperioden redovisades 288,6 MUSD i Norge avseende utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet och fyra prospekteringsborrningar. I Malaysia redovisades 100,5 MUSD (98,7 MUSD) avseende huvudsakligen fem borrningar och insamling av seismisk data.

Materiella anläggningstillgångar uppgick till 49,4 MUSD (16,1 MUSD) och avser kontorsinventarier, fastigheter samt Ikdam FPSO:n vilken konsoliderades för första gången i augusti 2012.

Finansiella tillgångar uppgick till 44,1 MUSD (44,1 MUSD) och beskrivs i not 11. Övriga aktier och andelar uppgick till 20,0 MUSD (17,8 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde.

### Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 238,4 MUSD (224,4 MUSD) och beskrivs i not 12.

Lager uppgick till 18,7 MUSD (31,6 MUSD) och inkluderar både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Minskningen i förhållande till den 31 december 2011 beror främst på en lastning av kolvätelagret på Oudnafältet, Tunisien under rapporteringsperioden.

Underuttag uppgick till 26,4 MUSD (- MUSD) av vilka 24,5 MUSD är hänförliga till norska producerande fält, inklusive Gaupe fältet. Per den 31 december 2011 var det en överuttagsposition om 7,7 MUSD som redovisades under kortfristiga skulder och var hänförlig till Alvheim och Volundfälten i Norge.

Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 32,9 MUSD (4,5 MUSD) och innehåller en förutbetald försäkring för utbyggnadsprojektet Edvard Grieg, Norge och norska licensavgifter för 2013.

Likvida medel uppgick till 97,4 MUSD (73,6 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

### Långfristiga skulder

Den långfristiga delen av avsättningar uppgick till 1 204,6 MUSD (988,0 MUSD) och framgår av not 13.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 190,5 MUSD (119,3 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Ökningen i förhållande till den 31 december 2011 beror främst på en uppdatering av de uppskattningar som gjorts avseende återställningskostnader och att en lägre diskonteringsfaktor för att beräkna det nuvärdet av återställningsåtagandena har använts.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 942,2 MUSD (803,5 MUSD) och är hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program uppgick till 67,1 MUSD (58,1 MUSD).

Finansiella skulder uppgick till 384,2 MUSD (204,5 MUSD) och beskrivs not 14. Banklån uppgick till 432,0 MUSD (207,0 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 47,8 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 skrivs av över facilitetens förväntade löptid. Beloppet för jämförelseperioden är hänförligt till den föregående kreditfaciliteten, vilka kostnadsfördes i sin helhet under rapporteringsperioden. I enlighet med redovisningsstandard har de aktiverade finansieringsavgifterna nettoredovisats mot banklånet.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 22,6 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 423,5 MUSD (390,6 MUSD) och beskrivs i not 15.

Skatteskulder uppgick till 170,0 MUSD (240,1 MUSD), av vilka 163,6 MUSD (223,0 MUSD) är hänförliga till Norge.

Skuld gentemot joint venture partners uppgick till 213,9 MUSD (88,4 MUSD) och är hänförlig till den höga borrhings- och utbyggnadsaktivitetsnivån i Norge och Malaysia.

#### **MODERBOLAGET**

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 762,2 MSEK (-182,4 MSEK) för rapporteringsperioden.

Rörelsens intäkter innehåller serviceintäkter som erhållits från koncernbolag. I resultatet ingår administrationskostnader om 84,5 MSEK (206,1 MSEK) och koncerninterna räntekostnader om 31,3 MSEK (25,5 MSEK) och en utdelning om 804,7 (- MSEK). Administrationskostnaderna påverkas av förändringen i avsättningen för koncernens LTIP under rapporteringsperioden. Den höga kostnaden i jämförelseperioden var ett resultat av en väsentlig ökning i Lundin Petroleum's aktiekurs under 2011. Jämförelseperioden innehåller finansiella intäkter om 6,5 MSEK för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum.

Ställda säkerheter till ett belopp om 11 911,6 MSEK (12 333,2 MSEK) är hänförliga till det redovisade värdet för pantsättningen av aktierna, som gjorts av det helägda dotterbolag Lundin Petroleum BV i samband med den nya kreditfaciliteten. (Se även likviditetsavsnittet nedan)

#### **NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER**

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

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

Koncernen betalade 0,8 MUSD (0,7 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. Kreditfaciliteten 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 genererats 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. Det pantsatta beloppet uppgår per den 31 december 2012 till 1 831,3 MUSD (1 791,0 MUSD) och utgör för redovisningen bokfört värde av nettotillgångarna i de koncernbolag vilkas aktier har pantsatts. Motsvarande belopp i svenska kronor redovisas inom linjen i moderbolaget

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

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått fem produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petrolia 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 75,4 MUSD. Utöver detta har bankgarantier ställts ut avseende arbetsåtaganden uppgående till 2,4 M USD i Indonesien och för en skattetvist uppgående till 1,5 MUSD i Tunisien.

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

#### **HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG**

Det har inte inträffat några händelser efter balansdagens utgång, vilka förväntas väsentligen påverka denna rapport.

#### **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 31 december 2012 innehade Lundin Petroleum 7 368 285 egna aktier.

Styrelsen kommer att föreslå till årsstämman att ingen utdelning skall betalas till aktieägarna för räkenskapsåret 2012.

#### **ERSÄTTNINGAR**

Lundin Petroleum's 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 31 december 2012 var 209 162 respektive 250 625 och 361 158.

#### **Syntetiska optioner**

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleum's 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.

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 återköpte 6 882 638 egna aktier till och med den 31 december 2010 till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie, för att kompensera exponeringen för LTIP. Lundin Petroleum's aktiekurs uppgick per den 31 december 2012 till 149,50 SEK. Avsättningen för LTIP uppgick till 64,0 MUSD inklusive sociala avgifter per den 31 december 2012 och marknadsvärdet på dessa aktiernas per den 31 december 2012 var 158,2 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, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet kommer att redovisas i övrigt totalresultat. Per den 31 december 2012 har en kortfristig tillgång, uppgående till 9,1 MUSD (- MUSD) redovisats, vilken representerar den kortfristiga delen av det verkliga värdet av de utestående valutakurssäkringskontrakten.

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:

	31 dec 2012		31 dec 2011	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,8148	5,5639	5,5998	5,9927
1 USD motsvarar Euro	0,7778	0,7579	0,7185	0,7729
1 USD motsvarar Rubel	31,0546	30,5665	29,3738	32,2784
1 USD motsvarar SEK	6,7725	6,5045	6,4867	6,8877

## KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
<b>Rörelsens intäkter</b>					
Försäljning av olja och gas	1	1 319 490	337 258	1 257 691	318 810
Övriga rörelseintäkter		25 652	5 342	11 824	4 193
		<b>1 345 142</b>	<b>342 600</b>	1 269 515	323 003
<b>Rörelsens kostnader</b>					
Produktionskostnader	2	-172 474	-48 243	-193 104	-46 935
Avskrivningar	3	-191 444	-50 051	-165 138	-43 757
Prospekteringskostnader	4	-168 480	-134 920	-140 027	-59 800
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	5	-237 490	-237 490	-	-
<b>Bruttoresultat</b>		<b>575 254</b>	<b>-128 104</b>	771 246	172 511
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-31 722	-5 336	-67 022	-31 903
<b>Rörelseresultat</b>	6	<b>543 532</b>	<b>-133 440</b>	704 224	140 608
<b>Resultat från finansiella investeringar</b>					
Finansiella intäkter	7	27 241	10 486	46 455	7 305
Finansiella kostnader	8	-48 522	-10 428	-21 022	-4 790
		<b>-21 281</b>	<b>58</b>	25 433	2 515
<b>Resultat före skatt</b>		<b>522 251</b>	<b>-133 382</b>	729 657	143 123
Inkomstskatt	9	-418 401	80 639	-574 413	-157 158
<b>Periodens resultat</b>		<b>103 850</b>	<b>-52 743</b>	155 244	-14 035
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:					
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		108 161	-51 545	160 137	-12 500
		-4 311	-1 198	-4 893	-1 535
<b>Periodens resultat</b>		<b>103 850</b>	<b>-55 743</b>	155 244	-14 035
Resultat per aktie – USD <sup>1</sup>		0,35	-0,16	0,51	-0,05
Resultat per aktie efter full utspädning – USD <sup>1</sup>		0,35	-0,16	0,51	-0,05

<sup>1</sup> Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

## KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i TUSD	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>103 850</b>	<b>-52 743</b>	155 244	-14 035
<b>Övrigt totalresultat</b>				
Valutaomräkningsdifferens	61 661	25 482	-37 525	-25 193
Kassaflödessäkring	9 222	-4 779	6 971	1 708
Investeringar som kan säljas	16 053	-2 984	-50 210	-1 583
Skatt på totalresultat	-2 306	1 194	-1 743	-427
Övrigt totalresultat efter skatt	84 630	18 913	-82 507	-25 495
<b>Totalresultat</b>	<b>188 480</b>	<b>-33 830</b>	72 737	-39 530
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	190 233	-33 362	80 466	-37 732
Innehav utan bestämmande inflytande	-1 753	-468	-7 729	-1 798
	188 480	-33 830	72 737	-39 530

## KONCERNENS BALANSRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	31 december 2012	31 december 2011
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	10	2 864 395	2 329 270
Övriga materiella anläggningstillgångar		49 418	16 084
Finansiella tillgångar	11	44 105	44 080
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>2 957 918</b>	2 389 434
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Fordringar och lager	12	238 383	224 407
Likvida medel		97 425	73 597
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>335 808</b>	298 004
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>3 293 726</b>	2 687 438
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 182 405	1 000 882
Innehav utan bestämmande inflytande		67 648	69 424
<b>Totalt eget kapital</b>		<b>1 250 053</b>	1 070 306
<b>Långfristiga skulder</b>			
Avsättningar	13	1 204 625	987 993
Banklån	14	384 188	204 494
Övriga långfristiga skulder		22 556	21 830
<b>Summa långfristiga skulder</b>		<b>1 611 369</b>	1 214 317
<b>Kortfristiga skulder</b>			
Övriga kortfristiga skulder	15	423 479	390 600
Avsättningar	13	8 825	12 215
<b>Summa kortfristiga skulder</b>		<b>432 304</b>	402 815
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>3 293 726</b>	2 687 438

## KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>					
Periodens resultat		103 850	-52 743	155 244	-14 035
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	16	1 056 898	350 574	915 174	291 974
Vinst vid försäljning av tillgång		-1 117	-1 117	-	-
Erhållen ränta		3 489	2 234	1 457	41
Betald ränta		-8 871	-3 252	-1 597	2 335
Betald skatt		-428 842	-121 595	-183 870	-119 547
Förändringar i rörelsekapital		93 547	23 636	10 528	-26 957
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>		<b>818 954</b>	<b>197 737</b>	896 936	133 811
<b>Kassaflöde från investeringar</b>					
Investering i olje- och gastillgångar		-919 356	-352 182	-670 032	-156 305
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-9 702	-4 906	-3 786	-673
Investering i dotterbolag		-11 000	-	-	-
Förändring i övriga finansiella anläggningstillgångar		-	-	1 908	12 168
Försäljning av övriga aktier och andelar		-	-	53 938	-
Betalda återställningskostnader		-18 550	-9 816	-	-
Övriga betalningar		-3 188	-302	-1 168	-293
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>		<b>-961 796</b>	<b>-367 206</b>	-619 140	-145 103
<b>Kassaflöde från finansiering</b>					
Förändring av långfristiga fordringar		225 726	111 169	-252 238	-13 616
Betalda finansieringsavgifter		-49 225	-445	-	-
Köp av egna aktier		-8 710	-	-	-
Utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-23	-	-212	-
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>		<b>167 768</b>	<b>110 724</b>	-252 450	-13 616
Förändring av likvida medel		24 926	-58 745	25 346	-24 908
Likvida medel vid periodens början		73 597	156 918	48 703	98 075
Likvida medel från konsolidering		815	-	-	-
Valutakursdifferenser i likvida medel		-1 913	-748	-452	430
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>		<b>97 425</b>	<b>97 425</b>	73 597	73 597

## KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL

Belopp i TUSD	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Periodens resultat	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
<b>Balans per den 1 januari 2011</b>	<b>463</b>	<b>417 430</b>	<b>-9 352</b>	<b>511 875</b>	<b>77 365</b>	<b>997 781</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	511 875	-511 875	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-79 671</b>	<b>-</b>	<b>160 137</b>	<b>-7 729</b>	<b>72 737</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Utdelning	-	-	-	-	-212	-212
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-212</b>	<b>-212</b>
<b>Balans per den 31 december 2011</b>	<b>463</b>	<b>337 759</b>	<b>502 523</b>	<b>160 137</b>	<b>69 424</b>	<b>1 070 306</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	160 137	-160 137	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>82 072</b>	<b>-</b>	<b>108 161</b>	<b>-1 753</b>	<b>188 480</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Utdelning	-	-	-	-	-23	-23
Köp av egna aktier	-	-8 710	-	-	-	-8 710
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>-</b>	<b>-8 710</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-23</b>	<b>-8 733</b>
<b>Balans per den 31 december 2012</b>	<b>463</b>	<b>411 121</b>	<b>662 660</b>	<b>108 161</b>	<b>67 648</b>	<b>1 250 053</b>

## KONCERNENS NOTER

<b>Not 1. Försäljning av olja och gas,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011	1 okt 2011- 31 dec 2011
TUSD	<b>12 månader</b>	<b>3 månader</b>	12 månader	3 månader
Försäljning av:				
Olja				
Norge	953 432	235 485	911 072	236 431
Frankrike	114 974	36 763	127 789	31 359
Nederländerna	170	53	231	57
Ryssland	75 806	17 806	79 515	19 078
Tunisien	24 597	–	24 795	–
	<b>1 168 979</b>	<b>290 107</b>	1 143 402	286 925
Kondensat				
	2 312	2 312	–	–
Nederländerna	999	269	1 314	343
	<b>3 311</b>	<b>2 581</b>	1 314	343
Gas				
Norge	94 851	30 579	57 909	16 329
Nederländerna	41 385	10 393	42 496	11 448
Indonesien	10 964	3 598	12 570	3 765
	<b>147 200</b>	<b>44 570</b>	112 975	31 542
	<b>1 319 490</b>	<b>337 258</b>	1 257 691	318 810

<b>Not 2. Produktionskostnader,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011	1 okt 2011- 31 dec 2011
TUSD	<b>12 månader</b>	<b>3 månader</b>	12 månader	3 månader
Utvinningskostnader	105 612	29 244	102 476	28 338
Tariff- och transportkostnader	29 684	8 681	22 863	5 228
Direkta produktionskatter	51 328	12 315	52 390	12 843
Förändring i lager/över- och under uttag	-15 918	-1 997	13 129	-17
Övriga	1 768	–	2 246	543
	<b>172 474</b>	<b>48 243</b>	193 104	46 935

<b>Not 3. Avskrivningar och återställningskostnader,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011	1 okt 2011- 31 dec 2011
TUSD	<b>12 månader</b>	<b>3 månader</b>	12 månader	3 månader
Norge	154 140	39 625	130 011	34 622
Frankrike	11 668	2 954	12 174	3 056
Nederländerna	10 437	2 499	11 939	2 985
Indonesien	5 612	2 225	6 250	1 932
Ryssland	4 320	1 023	4 764	1 162
	<b>186 177</b>	<b>48 326</b>	165 138	43 757
Återställningskostnader				
Tunisien	5 267	1 725	–	–
	<b>5 267</b>	<b>1 725</b>	–	–
	<b>191 444</b>	<b>50 051</b>	165 138	43 757

<b>Not 4. Prospekteringskostnader,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011	1 okt 2011- 31 dec 2011
TUSD	<b>12 månader</b>	<b>3 månader</b>	12 månader	3 månader
Norge	103 052	89 371	74 060	7 333
Indonesien	7 432	332	967	401
Malaysia	46 683	37 502	11 015	–
Kongo (Brazzaville)	1 298	-456	51 263	51 263
Övriga	10 015	8 171	2 722	803
	<b>168 480</b>	<b>134 920</b>	140 027	59 800

<b>Not 5. Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
TUSD				
Norge	205 835	205 835	–	–
Ryssland	31 655	31 655	–	–
	<b>237 490</b>	<b>237 490</b>	–	–

<b>Not 6. Rörelseresultat,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
TUSD				
<b>Rörelseresultat</b>				
Norge	558 646	-80 566	703 711	196 175
Frankrike	70 429	18 222	85 334	19 888
Nederländerna	29 908	4 370	18 868	4 786
Indonesien	-7 511	-23	168	-267
Ryssland	-26 304	-31 077	7 715	1 191
Tunisien	-4 297	-2 290	13 476	-197
Malaysia	-47 554	-36 753	-11 010	-
Kongo (Brazzaville)	-1 309	445	-51 273	-51 273
Övriga	-28 476	-5 768	-62 765	-29 695
	<b>543 532</b>	<b>-133 440</b>	704 224	140 608

<b>Not 7. Finansiella intäkter,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
TUSD				
Ränteintäkter	5 050	2 545	4 138	815
Valutakursvinster, netto	6 154	5 473	8 945	6 291
Garanti-intäkter	233	233	998	294
Vinst vid försäljning av aktier	–	–	29 974	–
Vinst vid konsolidering av dotterbolag	13 409	–	–	–
Övriga	2 395	2 235	2 400	-95
	<b>27 241</b>	<b>10 486</b>	46 455	7 305

<b>Not 8. Finansiella kostnader,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
TUSD				
Räntekostnader	6 819	2 029	5 390	1 093
Valutakursförluster, netto	–	–	–	–
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	198	–	6 995	1 761
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	5 073	1 311	4 494	1 091
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	6 634	2 050	2 181	459
Engagemangavgifter för lånefacilitet	10 315	4 667	1 005	205
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	–	–	–
Övriga	852	371	957	180
	<b>48 522</b>	<b>10 428</b>	21 022	4 790

<b>Not 9. Inkomstskatter,</b>	<b>1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader</b>	<b>1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
TUSD				
Aktuell skatt	341 301	56 947	400 210	186 701
Uppskjuten skatt	77 100	-137 586	174 203	-29 543
	<b>418 401</b>	<b>-80 639</b>	574 413	157 158



<b>Not 10. Olje- och gastillgångar,</b> TUSD	<b>31 dec 2012</b>	31 dec 2011
Norge	1 702 319	1 269 746
Frankrike	216 812	172 467
Nederländerna	65 796	43 739
Indonesien	96 878	93 610
Ryssland	599 221	615 015
Malaysia	183 369	129 830
Övriga	–	4 863
	<b>2 864 395</b>	<b>2 329 270</b>

<b>Not 11. Finansiella tillgångar,</b> TUSD	<b>31 dec 2012</b>	31 dec 2011
Övriga aktier och andelar	19 983	17 775
Obligationer	9 526	9 588
Uppskjutna skattefordringar	13 270	15 345
Övriga	1 326	1 372
	<b>44 105</b>	<b>44 080</b>

<b>Not 12. Fordringar och lager,</b> TUSD	<b>31 dec 2012</b>	31 dec 2011
Lager	18 700	31 589
Kundfordringar	125 905	144 954
Underutttag	26 439	1 851
Bolagsskatt	3 986	–
Fordringar på Joint venture partners	11 539	20 252
Derivatinstrument	9 056	–
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	32 906	4 522
Övriga	9 852	21 239
	<b>238 383</b>	<b>224 407</b>

<b>Not 13. Avsättningar,</b> TUSD	<b>31 dec 2012</b>	31 dec 2011
<b>Långfristiga:</b>		
Återställningskostnader	190 470	119 341
Uppskjuten skatteskuld	942 235	803 493
Långfristiga incitamentsprogram	67 135	58 079
Pension	1 510	1 460
Övriga	3 275	5 620
	<b>1 204 625</b>	<b>987 993</b>
<b>Kortfristiga:</b>		
Långfristiga incitamentsprogram	8 825	12 215
	<b>8 825</b>	<b>12 215</b>
	<b>1 213 450</b>	<b>1 000 208</b>

<b>Not 14. Finansiella tillgångar,</b> TUSD	<b>31 dec 2012</b>	31 dec 2011
Banklån	432 000	207 000
Aktiverade finansieringsavgifter	-47 812	-2 506
	<b>384 188</b>	<b>204 494</b>

<b>Not 15. Övriga kortfristiga skulder,</b>	<b>31 dec 2012</b>	31 dec 2011
TUSD		
Leverantörsskulder	15 718	16 546
Överuttag	490	7 670
Skatteskulder	170 007	240 052
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	8 337	16 227
Skuld gentemot Joint venture partners	213 944	88 417
Derivatinstrument	–	168
Övriga	14 983	21 520
	<b>423 479</b>	<b>390 600</b>

<b>Not 16. Justeringar för ej</b>	<b>1 jan 2012-</b>	<b>1 okt 2012-</b>	1 jan 2011-	1 okt 2011-
<b>kassaflödespåverkande poster</b>	<b>31 dec 2012</b>	<b>31 dec 2012</b>	31 dec 2011	31 dec 2011
TUSD	<b>12 månader</b>	<b>3 månader</b>	12 månader	3 månader
Prospekteringskostnader	168 480	134 920	140 027	59 800
Avskrivningar och nedskrivningar	189 293	49 086	167 812	44 344
Aktuell skatt	341 301	56 947	400 210	186 701
Uppskjuten skatt	77 100	-137 586	174 203	-29 543
Vinst från försäljning av aktier	–	–	-29 974	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	237 490	237 490	–	–
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	–	–	–
Långfristiga incitamentsprogram	12 988	-1 210	63 443	35 179
Övriga	11 615	10 927	-547	-4 507
	<b>1 056 898</b>	<b>350 574</b>	915 174	291 974

## MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
<b>Rörelsens intäkter</b>				
Övriga rörelseintäkter	70 956	26 914	42 644	13 599
<b>Bruttoresultat</b>	<b>70 956</b>	<b>26 914</b>	42 644	13 599
Administrationskostnader	-84 533	-7 005	-206 108	-94 157
<b>Rörelseresultat</b>	<b>-13 577</b>	<b>19 909</b>	-163 464	-80 558
<b>Resultat från finansiella poster</b>				
Finansiella intäkter	807 074	806 123	6 560	1 877
Finansiella kostnader	-31 266	-5 513	-25 495	-7 181
	<b>775 808</b>	<b>800 610</b>	-18 935	-5 304
<b>Resultat före skatt</b>	<b>762 231</b>	<b>820 519</b>	-182 399	-85 862
Skatt	-	-	-	-
<b>Periodens resultat</b>	<b>762 231</b>	<b>820 519</b>	-182 399	-85 862

## MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
<b>Periodens resultat</b>	762 231	820 519	-182 399	-85 862
Övrigt totalresultat	-	-	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>762 231</b>	<b>820 519</b>	-182 399	-85 862
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	762 231	820 519	-182 399	-85 862
	<b>762 231</b>	<b>820 519</b>	-182 399	-85 862

## MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	31 december 2012	31 december 2011
<b>TILLGÅNGAR</b>		
<b>Anläggningstillgångar</b>		
Aktier i dotterbolag	7 871 847	7 871 947
Fordringar från koncernbolag	21 370	–
<b>Summa anläggningstillgångar</b>	<b>7 893 217</b>	7 871 947
<b>Omsättningstillgångar</b>		
Fordringar	20 698	8 954
Likvida medel	1 080	3 849
<b>Summa omsättningstillgångar</b>	<b>21 778</b>	12 803
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>	<b>7 914 995</b>	7 884 750
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 869 783	7 169 977
<b>Långfristiga skulder</b>		
Avsättningar	36 402	36 403
Skulder till koncernföretag	–	673 988
<b>Summa långfristiga skulder</b>	<b>36 402</b>	710 391
<b>Kortfristiga skulder</b>		
Kortfristiga skulder	8 810	4 382
<b>Summa kortfristiga skulder</b>	<b>8 810</b>	4 382
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>	<b>7 914 995</b>	7 884 750
<b>Ställda säkerheter</b>	<b>11 911 649</b>	12 333 233

## MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>				
Periodens resultat	762 231	820 519	-182 399	-85 862
Ej kassaflödespåverkande poster	-725 237	-810 779	207 811	94 494
Förändringar i rörelsekapital	-6 383	1 978	-12 492	-12 661
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>30 611</b>	<b>11 718</b>	12 920	-4 029
<b>Kassaflöde från investeringar</b>				
Förändring av anläggningstillgångar	100	100	-	-
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	-	-
<b>Kassaflöde från finansiering</b>				
Förändring av långfristiga skulder	-29 129	-17 717	-15 702	7 131
Köp av egna aktier	-62 425	-	-	-
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>-33 296</b>	<b>-17 717</b>	-15 702	7 131
<b>Förändring av likvida medel</b>	<b>-2 585</b>	<b>-5 899</b>	-2 782	3 102
<b>Likvida medel vid periodens början</b>	<b>3 849</b>	<b>6 985</b>	6 735	894
Valutakursförändring i likvida medel	-184	-6	-104	-147
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>1 080</b>	<b>1 080</b>	3 849	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	
<b>Balans per den 1 januari 2011</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 551 805</b>	<b>–</b>	<b>3 936 086</b>	<b>7 352 376</b>
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	3 936 086	-3 936 086	–
<b>Totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>-182 399</b>	<b>-182 399</b>
<b>Balans per den 31 december 2011</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 551 805</b>	<b>3 936 086</b>	<b>-182 399</b>	<b>7 169 977</b>
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	-182 399	182 399	–
<b>Totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>762 231</b>	<b>762 231</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Köp av egna aktier	–	–	-62 425	–	–	-62 425
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>-62 425</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>-62 425</b>
<b>Balans per den 31 december 2012</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 489 380</b>	<b>3 753 687</b>	<b>762 231</b>	<b>7 869 783</b>

## FINANSIELLA NYCKELTAL

	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader	1 okt 2011- 31 dec 2011 3 månader
<b>Finansiell data (TUSD)</b>				
Rörelseresultat	1 345 142	342 600	1 269 515	323 003
EBITDA	1 144 061	289 779	1 012 063	244 752
Periodens resultat	103 850	-52 743	155 244	-14 035
Operativt kassaflöde	831 366	237 409	676 201	89 367
<b>Nyckeltal, aktie (USD)</b>				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,81	3,81	3,22	3,22
Operativt kassaflöde per aktie	2,68	0,77	2,17	0,28
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,64	0,64	2,88	0,43
Resultat per aktie	0,35	-0,16	0,51	-0,05
Resultat per aktie efter full utspädning	0,35	-0,16	0,51	-0,05
EBITDA per aktie efter full utspädning	3,68	0,93	3,25	0,78
Utdelning per aktie	-	-	-	-
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	310 542 295	310 542 295	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	310 735 227	310 542 295	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	310 735 227	310 542 295	311 027 942	311 027 942
<b>Börskurs</b>				
Börskurs vid periodens slut (SEK)	149,50	149,50	169,20	169,20
Börskurs vid periodens slut (CAD)	22,87	22,87	24,54	24,54
<b>Nyckeltal</b>				
Räntabilitet på eget kapital (%)	9	-4	15	-1
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	35	-10	53	12
Netto skuldsättningsgrad (%)	30	30	15	15
Soliditet (%)	38	38	40	40
Andel riskbärande kapital (%)	66	66	69	69
Räntetäckningsgrad	75	-67	59	49
Operativt kassaflöde/räntekostnader	119	117	55	31
Direktavkastning	-	-	-	-

## DEFINITIONER AV NYCKELTAL

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

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

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

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

**Resultat per aktie efter full utspädning:** Koncernens vinst efter skatt 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 tidsvågning 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 6 februari 2013

Ian H. Lundin  
Ordförande

C. Ashley Heppenstall  
Koncernchef och VD

William A. Rand

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

Magnus Unger

Kristin Færøvik

## Finansiell information

### Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- 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:

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

eller

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

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", "antecipera", "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 förlitans 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 borrhutrustning, 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 energilikvärdighet som är främst tillämplig vid brännaren och representerar inte ett likvärdigt värde vid borrhuvudet.