

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

Besök vår hemsida: www.lundin-petroleum.com

Organisationsnummer: 556610-8055

NASDAQ OMX Stockholm : LUPE

Torontobörsen (TSX): LUP

Stockholm 7 augusti 2013

RAPPORT FÖR SEXMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 JUNI 2013

HÖJDPUNKTER

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2013 (30 juni 2012)

- Produktion om 35,2 Mboepd (35,1 Mboepd)
- Intäkter om 627,8 MUSD (685,6 MUSD)
- EBITDA om 520,2 MUSD (580,6 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 502,9 MUSD (375,6 MUSD)
- Resultat om 48,2 MUSD (111,7 MUSD)
- Nettoskuld om 599 MUSD (31 dec 2012 335 MUSD)
- Oljefyndighet i Luno II, offshore Norge
- Omfattande utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet
- Sju licenser tilldelade i den norska APA licensrundan 2012 och en ytterligare prospekteringslicens i Barents hav som tilldelades i den 22:a norska licensrundan.

Andra kvartalet som avslutades den 30 juni 2013 (30 juni 2012)

- Produktion om 34,8 Mboepd (35,5 Mboepd)
- Intäkter om 300,2 MUSD (321,0 MUSD)
- EBITDA om 244,0 MUSD (271,4 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 242,9 MUSD (209,0 MUSD)
- Resultat om 1,2 MUSD (64,5 MUSD)
- Icke-kassaflödespåverkande nedskrivning och kostnadsförda prospekteringsutgifter i Norge uppgick till 44,3 MUSD efter skatt.
- Nytt produktionsdelningskontrakt tilldelat, offshore östra Indonesien – Cendrawasih VII-block

	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	35,2	34,8	35,1	35,5	35,7
Intäkter i MUSD	627,8	300,2	685,6	321,0	1,375,8
Periodens resultat i MUSD	48,2	1,2	111,7	64,5	103,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	50,9	2,7	113,8	65,0	108,2
Vinst/aktie i USD ¹	0,16	-	0,37	0,21	0,35
EBITDA i MUSD	520,2	244,0	580,6	271,4	1 144,1
Operativt kassaflöde i MUSD	502,9	242,9	375,6	209,0	831,4

¹ 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 oljeeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.

BREV TILL AKTIEÄGARE

Kära aktieägare,

Jag är mycket glad över att kunna meddela att Lundin Petroleum fortsätter att leverera vad gäller vår strategis huvudtema, vilket kommer att leda till att vi i slutänden når vårt mål om ökande aktieägarvärde.

Starkt operativt kassaflöde

Vår verksamhet fortsätter att generera ett starkt kassaflöde. Under de första sex månaderna i år uppnådde vi ett operativt kassaflöde om 502,9 miljoner USD, främst som ett resultat av fortsatt utmärkta produktionsresultat från våra norska offshoretillgångar Alvheim och Volund. Vi är fortfarande helt klart på väg att uppnå målet att generera ett operativt kassaflöde om över 1 miljard USD i år.

Vi behåller vår förväntade produktion för 2013 om mellan 33 000 och 38 000 fat. De faktorer som huvudsakligen påverkar den siffran är datum för produktionsstart från Brynhildfältet samt kapacitetsutnyttjandet för Alvheim-FPSO:n. Vi förväntar oss att produktionen kommer att uppgå till över 40 000 boepd i slutet av 2013, då Brynhildfältet når platåproduktion om över 10 000 boepd, netto till Lundin Petroleum.

Produktionen fördubblas från existerande utbyggnadsprojekt

Våra utbyggnadsprojekt vid fälten Brynhild, Bøyla och Edvard Grieg fortskrider alla på ett tillfredsställande sätt med avseende på budget och tidsplan. Tillsammans kommer dessa tre projekt, med förväntad produktionsstart under slutet av 2013, 2014 och 2015, att fördubbla vår produktion till 70 000 boepd vid slutet av 2015.

Brynhildprojektet förväntas komma i produktion under det fjärde kvartalet i år. Allt utvecklas väl; installationsarbetet på havsbotten har i princip slutförts, utbyggnadsborrning pågår och FPSO:n Haewene Brim befinner sig i torrdocka i Skottland, där modifieringsarbeten för att ta emot olja från Brynhild nu slutförs.

Konstruktion av jacket och processdäck för Edvard Grieg är på god väg, och en betydande del av upphandlingsprocessen är nu bakom oss. Vi håller oss inom fastlagd budget och följer tidsplanen. Statoil, som kommer att vara operatör för olje- och gasexportpipelines, installerar dessa under sommaren 2014, i god tid innan datumet för produktionsstart i slutet av 2015. Utbyggnadsborrprogrammet kommer också att påbörjas under sommaren 2014.

Konceptuell utbyggnadsplan för Johan Sverdrup förväntas i slutet av 2013

Johan Sverdrupfältet, som upptäcktes av Lundin Petroleum 2010, är en av de största fyndigheterna någonsin i Nordsjön och utan tvekan den största fyndighet som gjorts under de senaste 25 åren. Fyndigheten är i världsklass och utgör en betydande procentandel av Lundin Petroleums nettotillgångsvärde. Det är min åsikt att storleken och kvaliteten på denna tillgång kommer att leda till att dess värde fortsätter att öka över tiden.

Lundin Petroleum som operatör för PL501 och Statoil som operatör för PL265 har i stort sett slutfört utvärderingsprogrammet på Johan Sverdrup, med närmare 20 borrningar redan genomförda på strukturen. Vi har arbetat nära Statoil, i deras roll som arbetande operatör för utbyggnaden. En mycket stor mängd data har analyserats och jag är mycket nöjd med att Statoil står fast vid sin plan om att tillkännage ett beslut avseende en konceptuell utbyggnad tillsammans med en uppdaterad resursuppskattning i slutet av året.

FEED (Front end engineering) kommer att slutföras före inlämnande av en slutgiltig utbyggnadsplan i slutet av 2014. Ett samordningsavtal (unitisation) med samtliga parter med ägarintressen i fältet kommer att ha undertecknats till denna tidpunkt. Samordningsprocesser (unitisation) har genomförts många gånger tidigare vid andra fältutbyggnader och jag tror inte att den ska påverka projektets tidsplan.

Medan arbetet med val av koncept för utbyggnaden fortfarande pågår, förväntar jag mig att platåproduktionen från Johan Sverdrup kommer att uppgå till över 500 000 boepd, brutto. För att sätta detta i sitt sammanhang motsvarar det över 25 procent av Norges nuvarande oljeproduktion. Nettopåverkan på Lundin Petroleums produktion kommer att innebära att vår nettoproduktion ökar till ungefär 150 000 boepd eller fyra gånger vår nuvarande produktion. Som jag kommer att förklara längre fram, när jag beskriver finansieringssituationen, kommer vi kunna finansiera det kapitalbehov som är associerat med denna fyrfaldiga produktionsökning med internt genererade kassaflöden i kombination med en konservativ nivå på lån från tredje part.

Verksamheten i Sydostasien levererar påtaglig tillväxt

Jag är mycket nöjd över att vi nyligen slutfört en utbyggnadsplan för Bertamfältet offshore Malaysia. Jag räknar med att utbyggnadsplanen kommer att godkännas av Petronas under de närmaste månaderna. Produktionsstart av Bertamfältet förväntas till tidigt 2015, med en platåproduktionsnivå till Lundin Petroleum om över 10 000 boepd, netto. På samma sätt som vi har gjort i Norge under de senaste åren har vi utökat vår organisation i Sydostasien för att göra det möjligt att bedriva prospekterings- och utbyggnadsprojekt. Jag är övertygad om att Bertamfältet är det första av många projekt som vi bygger ut i Sydostasien.

I början av nästa år kommer vi att utvärdera gasfyndigheten Tembakau, som vi tror innehåller omkring 300 bcf utvinningsbara gasresurser. Den är belägen bara cirka 100 kilometer offshore Malaysiska halvön sett från

gasanläggningen i Kerteh och därför förväntar jag mig att denna fyndighet kommer att byggas ut som ett kommersiellt projekt.

Fortsatt hög prospekteringsaktivitet, med Luno II som ytterligare en sannolik kommersiell fyndighet

Lundin Petroleums filosofi bygger på att det är de nya kolväteresurser som upptäcks genom prospektering som skapar maximalt värde för våra aktieägare i upstream-delen av olje- och gasindustrin. Som ett resultat av det, fortsätter vi att investera betydande resurser i vår prospekteringsverksamhet, med en årlig budget om cirka 500 miljoner USD fokuserad framförallt i Norge och Sydostasien.

Vi har utan tvekan varit det mest framgångsrika prospekteringsbolaget i Norge under de senaste åren, med ett stort antal fyndigheter som inkluderar Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Tidigare i år bekräftades Luno II-strukturen vara ytterligare en fyndighet i Utsirahöjdsområdet. Vi kommer att utvärdera fyndigheten med ett utvärderingsprogram bestående av flera borrhningar, vilket kommer att påbörjas antingen i slutet av året eller i början av nästa år. Den nuvarande aktivitetsnivån i vårt prospekteringsprogram är den högsta någonsin, med tre pågående borrhningar i områdena Utsirahøyden, Barents Hav och Utgardhøyden. Detta kommer att fortsätta då vi under det tredje kvartalet tar emot den nybyggda halvt nedsänkbara riggen Island Innovator som vi har tecknat ett exklusivt kontrakt för under åtminstone de närmaste två åren enbart för prospekterings- och utvärderingsborrhningar i Norge. Vi är fast beslutade att fortsätta prospektera i Norge under överskådlig framtid och jag är övertygad att det kommer att leda till ytterligare prospekteringsframgångar för vårt bolag. Norge är fortfarande relativt underprospekterat och vi har ett av de bästa prospekteringsteamerna i Norge, tillgång till den senaste tekniken samt en företagsfilosofi som bygger på aktiv prospektering.

Jag glad att kunna meddela att våra investeringar i prospektering i Sydostasien börjar ge positiva resultat, med fyndigheterna Bertam och Tembakau som nu sannolikt kommer att gå vidare till kommersiell utbyggnad. Vi har investerat betydande resurser i insamling av 3D-seismik, vilket vi tror är nyckelverktyget för att nå prospekteringsframgångar i vad som är relativt mogna prospekteringsområden. Vi genomför två prospekteringsborrhningar och en sidospårborrhning offshore Indonesien i år, vilka kommer att åtföljas av åtminstone fyra prospekterings- och utvärderingsborrhningar offshore Malaysia nästa år. Dessutom fortsätter vår licensportfölj att växa med ett mycket stort block med goda prospekteringsmöjligheter i östra Indonesien, Cendrawasih VII, för vilket vi nyligen tecknade ett kontrakt.

Stark likviditet kommer att finansiera framtida utbyggnads- och prospekteringsutgifter

Vi genererar ett starkt operativt kassaflöde, vilket kommer att öka ytterligare under kommande år då våra utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia slutförs. Vi ingick förra året en ny reservbaserad lånefacilitet om 2,5 miljarder USD med 25 internationella banker. Faciliteten tillskriver inget belåningsvärde för vår tillgång Johan Sverdrup. Denna facilitet, i kombination med vårt internt genererade kassaflöde är tillräckligt för att finansiera kostnaderna för utbyggnaden av våra norska och malaysiska utbyggnadsprojekt, samt våra fortlöpande prospekteringsutgifter. Dessutom tror vi att produktionsstarten för Edvard Griegprojektet kommer att innebära att utbyggnadskostnaderna för Johan Sverdrup kommer att vara självfinansierade. Vi har därför en betydande flexibilitet avseende våra framtida finansieringsbehov, och räknar inte med att behöva anskaffa ytterligare eget kapital.

Trots den fortsatta osäkerheten avseende den globala ekonomiska tillväxten har priset för Brentolja hållit sig fast på nivåer om över 100 USD per fat. Vi ser vissa tidiga uppmuntrande tecken på ekonomisk tillväxt i den utvecklade delen av världen, och då särskilt i USA. Osäkerheten kring påverkan från avskaffandet av centralbankernas nuvarande följsamma finanspolitik i kombination med tillväxttakten i utvecklingsländerna, särskilt i Kina, kommer dock troligtvis att leda till att oljepriset fortsätter att handlas kring nuvarande nivåer på kort sikt. Till skillnad från vissa bedömare tror jag inte att oljepriset kommer att falla ytterligare, då det skulle ha en negativ inverkan på många okonventionella projekt samt sätta press på den finansiella situationen i många OPEC-länder. Jag är fortsatt övertygad om att oljepriset kommer att stiga på medellång och lång sikt, i takt med att tillväxten återvänder vilket kommer att drivas av tillväxtekonomierna. Även om Lundin Petroleum skulle dra fördel av högre oljepris, förblir vår affärsmodell synnerligen stabil vid nuvarande eller lägre oljepris.

Vårt bolag är fortsatt vid god hälsa, och jag är övertygad om att vår pipeline av prospekterings- och utbyggnadsprojekt kommer att fortsätta leda till den ökning av aktieägarvärde som vi strävar efter att uppnå.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm, 7 augusti 2013

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två kärnområden, Norge och Sydostasien, såväl som tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet, där produktionen under 2012 stod för 76 procent av 2012 års totala produktion och 75 procent av Lundin Petroleums totala reserver vid slutet av 2012.

RESERVER OCH RESURSER

Lundin Petroleum har 201,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som reviderats vid slutet av 2012. Lundin Petroleum har också ett antal funna olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Johan Sverdrupfältet i Norge utgör mer än två tredjedelar av de 923 MMboe¹ som Lundin Petroleum uppskattar sina betingade resurser till, enligt bästa estimat och kommer att flyttas till reserver som en följd av slutfört samordningsavtal (unitisation) och inlämnande av en utbyggnadsplan.

PRODUKTION

Produktion för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2013 (rapporteringsperioden) uppgick till 35,2 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 35,1 Mboepd för samma period föregående år) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2013 – 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013 – 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012 – 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012 – 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012 – 31 dec 2012 12 månader
Olja					
Norge	22,5	22,4	23,3	23,7	23,3
Frankrike	2,8	2,8	2,9	2,9	2,8
Ryssland	2,4	2,4	2,8	2,8	2,7
Tunisien	–	–	0,2	–	0,1
Summa produktion olja	27,7	27,6	29,2	29,4	28,9
Gas					
Norge	3,8	3,6	3,1	3,6	3,9
Nederländerna	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9
Indonesien	1,6	1,6	0,9	0,6	1,0
Summa produktion gas	7,5	7,2	5,9	6,1	6,8
Summa produktion Kvantitet i Mboe	6 375,4	3 169,1	6 385,1	3 231,0	13 050,4
Kvantitet i Mboepd	35,2	34,8	35,1	35,5	35,7

NORGE

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2013 – 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013 – 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012 – 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012 – 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012 – 31 dec 2012 12 månader
Alvheim	15%	11,3	11,1	12,0	11,8	11,8
Volund	35%	13,3	13,4	13,2	13,2	13,1
Gaupe	40%	1,7	1,5	1,2	2,3	2,3
		26,3	26,0	26,4	27,3	27,2

¹ Lundin Petroleum Licensandel

Alvheimfältet fortsätter hålla en hög produktionsnivå till följd av två nya produktionsborrningar som sattes i produktion under 2012. Nettoproduktionen från Alvheimfältet var under rapporteringsperioden under förväntningarna på grund av driftstopp av tre producerande borrningar, till följd av integritetsproblem vid två av borrningarna, vilka båda driftstoppades under januari 2013, samt integritetsproblem på rörledningen i en av borrningarna som driftstoppades i juni 2013. Integritetsproblemet på rörledningen förväntas att vara åtgärdat under det tredje kvartalet 2013 medan de återstående två avstängda borrningarna kommer att repareras under den andra hälften av 2013 och planeras att sättas åter i produktion i början av 2014. Produktionsförlusten från dessa tre borrningar har till viss del kompenseras av produktionsoptimering från de återstående borrningarna samt utmärkt driftstid vid Alvheim FPSO:n. Underhållsarbete av borrningarna under 2013, vilket är av engångskaraktär förväntas öka Lundin Petroleums utvinningskostnader med 1,50 USD per fat för helåret. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet, exklusive underhållsarbete av borrningarna och annat projektarbete av engångskaraktär var lägre än 5 USD per fat under rapporteringsperioden. Vissa planerade

¹ Inkluderar mittvärdet i guidat intervall för PL501 delen av Johan Sverdrup (intervall 800 – 1 800 MMboe, brutto) och Statoils mittvärde i guidat intervall för PL265 delen av Johan Sverdrup (intervall 900 – 1 500 MMboe brutto) plus Geitungen (intervall 140 – 270 MMboe, brutto).

underhållsarbeten kommer att genomföras på Alvheim FPSO:n under tredje kvartalet 2013 och som följd kommer både Alvheim- och Volundfältet att tas ur drift under cirka två veckor under denna period. Åtminstone fyra ytterligare produktionsborrningar planeras att genomföras på Alvheim under 2014 och 2015.

Volundfältets produktion översteg förväntningarna under rapporteringsperioden på grund av bättre reservoarprestanda samt att Alvheim FPSO:ns driftstid också var över förväntan. Ytterligare en utbyggnadsborrning på Volund genomfördes under 2012 och sattes i produktion i början av 2013, vilket resulterar i att Volund producerar till full, eller nästintill full, rörledningskapacitet. Utvinningskostnaderna, exklusive projektspecifika kostnader, för Volundfältet var lägre än 2,50 USD per fat under rapporteringsperioden.

Produktion från Gaupefältet har varit i linje med förväntningarna under rapporteringsperioden. Fältet kommer att tas ur drift cirka en månad för planerat underhållsarbete under det tredje kvartalet 2013.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO godkännande	Uppskattade brutto 2P-reserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
PL148	Brynhild	90%	november 2011	23 MMboe	Sent 2013	12,0 Mboepd
PL340	Bøyla	15%	oktober 2012	22 MMboe	Sent 2014	19,0 Mboepd
PL338	Edvard Grieg	50%	juni 2012	186 MMboe	Sent 2015	100,0 Mboepd

Brynhild

Utbyggnaden av Brynhild fortgår enligt plan och produktionsstart förväntas till det fjärde kvartalet 2013 med en platåproduktion om 12 000 boepd, brutto. Den första utbyggnadsborrningen på Brynhild påbörjades i juni 2013 med jack-up-riggen Maersk Guardian. Brynhilds modell- och manifoldkonstruktion på havsbotten installerades under april 2013 och pipeline för produktion och vatteninjicering har också installerats med framgång under rapporteringsperioden. Haewene Brim FPSO:n som kommer att ta emot råoljan från Brynhild, anlande som planerat, till torrdockan i Skottland i juli 2013, för planerat modifikationsarbete av processdäcket och livstidsförlängningsarbete. Utbyggnaden innefattar fyra borrningar som återkopplas till det existerande Piercefältets infrastruktur i den brittiska delen av Nordsjön, för vilken Shell är operatör.

Bøyla

Bøylafältet kommer att byggas ut som en 28 kilometer återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n. Fältet kommer att byggas ut med två produktionsborrningar och en vatteninjicerande borrning. Konstruktionen av fältets undervattenstrukturer har påbörjats.

Edvard Grieg

Utbyggnaden fortgår enligt plan och inom budget. Konstruktion och projekteringsarbete med jacketstruktur, processdäck och pipelines för export pågår.

Samtliga större kontrakt för utbyggnaden av Edvard Grieg har tilldelats. Kværner har tilldelats ett kontrakt som omfattar projektering, inköp och konstruktion av jacketstruktur och processdäck för plattformen och ett kontrakt har tilldelats Rowan Companies för en jack-up-rigg för att genomföra utbyggnadsborrningarna. Saipem har tilldelats kontrakt för den marina installationen. En utvärderingsborrning är planerad att genomföras i den sydöstra delen av Edvard Griegs reservoar under 2013, med potential att öka reserverna och optimera platsen för Edvard Griegs utbyggnadsborrningar. Under rapporteringsperioden har en plan för installation och drift (Plan for Installations and Operations, PIO) lämnats in till Olje- och energidepartementet för den 43 kilometer långa Edvard Grieg-oljeledningen och en PIO förväntas också lämnas in för den 94 kilometer långa Edvard Grieg-gasledningen i augusti 2013. Ledningarna kommer att ägas gemensamt av licensinnehavarna i Edvard Grieg PL338 och Ivar Aasen PL001B/PL028B/PL242, där Lundin Petroleum har en licensandel om 30 procent i oljeledningen och 20 procent i gasledningen. Statoil kommer att vara operatör för ledningarna. Oljeledningen kommer att kopplas till Graneoljeledningen och gasledningen kommer att kopplas till Sage Beryl-gassystemet i Storbritannien. Installeringen av ledningarna kommer att genomföras under sommaren 2014.

Utbyggnadsplanen för Edvard Grieg omfattar förberedelser för den samordnade utbyggnadslösningen med det närbelägna Ivar Aasenfältet (tidigare Draupne) beläget i PL001B med Det norske oljeselskap ASA som operatör. Ivar Aasens utbyggnadsplan godkändes av de norska myndigheterna under första kvartalet 2013.

Utvärdering

Johan Sverdrup

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

Totalt 18 borrhningar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet är till stor del genomfört. Statoil, den största andelsägaren av fältet, förväntas meddela uppdaterade resursestimat för fältet mot slutet av 2013.

Samtliga parter i PL501 och PL265 har kommit överens om en tidsplan för Johan Sverdrupfältet, med val av utbyggnadskoncept under det fjärde kvartalet 2013, inlämnande av utbyggnadsplan planerad till det fjärde kvartalet 2014 och produktionsstart uppskattad till slutet av 2018.

Under rapporteringsperioden har fem utvärderingsborrningar, två sidospårsborrningar och tre produktionstester slutförts och ytterligare en prospekteringsborrning har påbörjats.

I juli 2013 slutfördes utvärderingsborrningen 16/2-17S och sidospårsborrningen 16/2-17B öster respektive väster om förkastningen i PL265 med framgång. Utvärderingsborrningen som genomfördes på andra sidan förkastningen (Fault margin), fann en kolonn om 82 meter, brutto av oljeförande sandsten av god kvalitet från juraåldern och bekräftar förlängningen av god jurareservoar nära förkastningen. Borrningen har produktionstestats vid två nivåer och uppnådde ett flöde om 1 500 fat olja per dag (bopd) från de nedre sandstenslagren med integrerade skiffersektioner och 5 900 bopd från de övre lagren med sandsten av mycket god kvalitet från juraåldern. Prospekteringsborrningen 16/2-17B genomfördes som en sidospårsborrning 800 meter väster om huvudförkastningen, den fann tight berggrund och ingen reservoar påträffades.

I juni 2013 slutfördes utvärderingsborrningen 16/2-21 på Johan Sverdrupfältet i PL501 med framgång. Borrningen fann en jurasekvens av utmärkt reservoarkvalitet om 30 meter brutto, av vilka 12 meter var ovanför kontakten mellan olja och vatten med en hög nettomängd sandstensreservoar. Kontakten mellan olja och vatten etablerades vid 1 922 meter under havsytan (Mean Sea Level).

I juli 2013 har den senaste utvärderingsborrningen, vilken är den tionde borrningen på Johan Sverdrup, genomförts med framgång i PL501, 16/3-6, i den östra delen av Johan Sverdrup. Borrningen har påträffat Draupne sandstensreservoar från sen juraålder av utmärkt kvalitet med en 24 meter reservoaravsnitt, brutto, av vilken 11,5 meter var ovanför kontakten mellan olja och vatten som etablerades vid 1 926 meter under havsytan (Mean Sea Level).

Prospekteringsborrningen 16/2-18S, med målsättning Cliffhanger North-strukturen påbörjades i juli 2013. Borrningen har som målsättning nya resurser väster om Johan Sverdrupfältets förkastning. Borrningen förväntas slutföras i augusti 2013.

Tabellen nedan beskriver genomförda, pågående och återstående, utvärderingsborrningar planerade för 2013 på Johan Sverdrup. Parterna i PL501 har kommit överens om att lägga till ytterligare en utvärderingsborrning till 2013-programmet som ska genomföras på den sydöstra delen av Johan Sverdrupfältet, kallad G-delen i tabellen nedan.

Borrprogram för utvärdering av Johan Sverdrup 2013

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Start datum	Olje-kolonn, brutto	Resultat
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/2-16aAT2	december 2012	30m	Avslutad med framgång februari 2013
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3-5	januari 2013	30m	Avslutad med framgång mars 2013, Drill Stem Test (DST) avslutad
PL502	Statoil	0%	16/5-3	februari 2013	13,5m	Avslutad med framgång mars 2013
PL265	Statoil	10%	16/2-17S	mars 2013	82m	Avslutad med framgång juni 2013, 2 DST avslutade
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/2-21	maj 2013	12m	Avslutad med framgång juni 2013
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3-6	juni 2013	11,5m	Avslutad med framgång juli 2013
PL265	Statoil	10%	16/2-18S	juli 2013		Borrning pågår
			Cliffhanger, North			
PL501	Lundin Petroleum	40%	E läget (SW delen)	Q3/Q4 2013		
PL501	Lundin Petroleum	40%	G läget (SE delen)	Q4 2013		

Prospektering

Fyra prospekteringsborrningar har genomförts i Norge under 2013 och tre prospekteringsborrningar, med stor potential genomförs för närvarande offshore Norge. Borrningen Luno II har resulterat i ytterligare en prospekteringsfyndighet i Utsirahöjdsområdet.

Borrprogram för prospektering 2013

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
Södra NCS						
PL453S	8/5-1	januari 2013	Ogna	35%	Lundin Petroleum	Torr
PL495	7/4-3	april 2013	Carlsberg	60%	Lundin Petroleum	Torr
Utsirahöjden						
PL338	16/1-17	februari 2013	Jorvik	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet – icke-kommersiell Oljefyndighet – Betingade resurser om 25 – 120 MMboe, brutto
PL359	16/4-6S	april 2013	Luno II	40%	Lundin Petroleum	
PL501	16/2-20	Q3 2013	Torvastad	40%	Lundin Petroleum	
PL544		juli 2013	Biotitt	40%	Lundin Petroleum	
PL625		Q4 2013/ Q1 2014	Kopervik	40%	Lundin Petroleum	Borrning pågår
Utgårdhöjden						
PL330		juni 2013	Sverdrup	30%	RWE Dea	Borrning pågår
Barents hav						
PL492		juli 2013	Gohta	40%	Lundin Petroleum	Borrning pågår
PL659		Q4 2013	Langlitinden	20%	Det norske olieselskap	

Slutförandet av borrningen 16/4-6S, med målsättning strukturen Luno II i PL359 (I.a. 40%) meddelades i maj 2013 som en oljefyndighet. Borrningen genomfördes på den sydvästra delen av Utsirahöjden, cirka 15 kilometer söder om Edvard Griegfältet. Lundin Petroleum uppskattar att Luno II-strukturen som tros sträcka sig över två separata reservoarsegment, innehåller betingade resurser om 25 – 120 MMboe, brutto, samt prospekteringsresurser om 10 – 40 MMboe, brutto, för Luno II i det norra segmentet. De betingade resurserna är hänförliga till det södra segmentet av Luno II-strukturen och prospekteringsresurserna är hänförliga till det norra segmentet. Utvärderingsborrning av Luno II-fyndigheten planeras att genomföras senare i år eller tidigt under 2014, för att ytterligare kunna avgränsa det södra reservoarsegmentet som vid den högre delen av resursintervallet sannolikt sträcker sig in i PL410 (I.a. 70%) öster om PL359. Den lägre delen av intervallet för betingade resurser motsvarar endast den norra delen av det södra reservoarsegmentet, direkt bevisat av borrningen.

Borrningen har produktionstestats och flödade till över 2 000 bopd genom en 48/64 tums ventil med ett förhållande mellan gas och olja om 1 000 scf/bbl. Borrningen bekräftade förekomsten av jura-/ triasreservoar med en oljekolonn om 45 meter, brutto och kontakten mellan olja och vatten vid 1 950 meter under havsytan (Mean Sea Level). Oljan är mättad och i kontakt med ett gaslock vid toppen av reservoaren. Borrningen bekräftade också en sandsekvens om 280 meter av god reservoarkvalitet. Ett omfattande program av kärnprover och loggar har genomförts och tryckdata indikerar att petroleumssystemet i Luno II-fyndigheten är olikt det som påträffats i Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Fyndigheten Luno II är den femte fyndigheten Lundin Petroleum har gjort i Utsirahöjdsområdet efter fyndigheterna Edvard Grieg/Tellus, Apollo, Luno South och Johan Sverdrup.

Carlsbergborrningen 7/4-3 i PL495 i södra Nordsjön slutfördes i maj 2013 som ett torrt hål. Borrningen hade som målsättning reservoarer i övre trias- och övre kritaåldern där reservoaren inte påträffades i det första fallet och påträffades vattenbärande utan närvaro av kolväten i det andra fallet.

Licenstagningar och återlämnanden av licenser

Lundin Petroleum tilldelades en licens i Barents hav i den 22:a norska licensrundan som offentliggjordes från Olje- och energidepartementet i juni 2013. Lundin Petroleum har ökat sin licensandel (I.a. i PL505/505BS från 30 procent till 40 procent och i PL570 från 30 procent till 50 procent under rapporteringsperioden.

Under rapporteringsperioden återlämnades PL576 och PL440S.

KONTINENTALA EUROPA

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2013 – 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013 – 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012 – 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012 – 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012 – 31 dec 2012 12 månader
Frankrike						
– Paris Basin ¹	100%	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3
– Aquitaine Basin	50%	0,4	0,4	0,6	0,6	0,5
Nederländerna	Flera	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9
		4,9	4,8	4,8	4,8	4,7

¹Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionen från Frankrike har varit stabil under rapporteringsperioden, med god produktion från Grandvillefältet i Paris Basin som fortsätter att öka produktionen till följd av ökad vatteninjiceringskapacitet och fler borrhningar, vilket kompenseras av en lägre produktion än förväntat från vissa Aquitaine Basinfält till följd av olika icke-reservoarrelaterade mekaniska fel.

Nederländerna

Produktionen från Nederländerna har varit i linje med förväntningarna under rapporteringsperioden.

Lundin Petroleum deltar i två prospekteringsborrningar onshore Nederländerna under 2013.

SYDOSTASIEN

Malaysia

Lundin Petroleums planerade prospekteringsborrningar i Malaysia för 2013 har skjutits upp till 2014 för att anpassa riggschemat till borrhprogrammet för utbyggnaden av Bertamfältet, för vilket utbyggnadsborrningarna förväntas starta under den första hälften av 2014.

Östra Malaysia, offshore Sabah

Lundin Petroleum innehar två licenser offshore Sabah i östra Malaysia med en licensandel som operatör om 75 procent i block SB303 och en licensandel om 42,5 procent i block SB307/308. Block SB303 omfattar fyra gasfyndigheter som innehåller betingade resurser, brutto om 347 miljarder kubikfot (bcf), enligt bästa estimat.

Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av gasfyndigheterna Berangan, Tarap, Cempulut och Titik Terang i block SB303, mest troligt genom en klusterutbyggnad. Seismisk bearbetning av 3D-undersökningen Emerald över SB307 om 500 km² är i huvudsak färdigställd och analys av strukturen och beslutsprocess är långt framskriden. Ytterligare insamlad 3D-seismik klassificerade som Francis 3D över SB307/308 slutfördes i slutet av juli 2013 och bearbetning av seismisk data planeras att slutföras under det första halvåret 2014.

En prospekteringsborrning på SB307/308 kommer sannolikt att påbörjas i början av 2014.

Offshore Malaysiska halvön

Lundin Petroleum innehar fyra licenser offshore Malaysiska halvön med en licensandel som operatör om 75 procent i PM307, en licensandel som operatör om 35 procent i PM308A, en licensandel som operatör om 75 procent i PM308B och en licensandel som operatör om 85 procent i PM319. Block PM307 innehåller en oljefyndighet, Bertam, och en gasfyndighet Tembakau.

En fältutbyggnadsplan för Bertamfyndigheten i block PM307 (I.a. 75%) har överlämnats till Petronas och godkännande av utbyggnad förväntas under den andra hälften av 2013. Bertamfältet innehåller 2P-reserver, brutto om 17 MMboe och produktionsstart planeras till 2015 med en platåproduktion om 15 000 bopd, brutto. Ett insamlingsprogram av 3D-seismik över den norra delen av block PM307 och den södra delen av block PM319 (I.a. 85%) slutfördes under rapporteringsperioden och bearbetning av seismiken pågår. Gasfyndigheten Tembakau med betingade resurser, enligt bästa estimat om 306 bcf, brutto som gjordes 2012 kommer att utvärderas som en del i nästa borrhkampanj offshore Malaysiska halvön som påbörjas 2014.

Block PM308A (I.a. 35%) omfattar oljefyndigheterna Janglau och Rhu. Ytterligare en prospekteringsborrning med målsättning strukturen Ara i block PM308A har slutförts under första kvartalet 2013 som en oljefyndighet. Fyndigheten anses i dagsläget vara icke-kommersiell, men ytterligare studier skall genomföras för att avväga Ara-1 och Janglau-fyndigheterna till den 3D-seismik som samlats in över området i ett försök att förbättra avbildningen av sandens tjocklek och fördelning för att kunna konstatera om ytterligare utvärderingsborrningar är berättigade. Ara-1-borrningen genomfördes till ett totalt djup om 4 030 meter under havsytan (Mean Sea Level) och påträffade nio tunna oljeförande sandstensreservoarer i sammanpressad (intra-rift) sektion som stäcker sig över ett vertikalt intervall om 800 meter.

Prospekterings- och utvärderingsprogrammet offshore Peninsular Malaysia under 2014 kommer sannolikt att inkludera två prospekteringsbörningar. En utvärderingsbörning kommer också att utföras på Tembakau.

Indonesien

Lundin Petroleums tillgångar i Indonesien är belägna i Natuna havet och offshore nordöstra Indonesien och onshore South Sumatra. De indonesiska tillgångarna omfattar cirka 24 750 km² prospekteringsareal och ett producerande fält onshore Sumatra.

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2013 – 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013 – 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012 – 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012 – 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012 – 31 dec 2012 12 månader
Singa	25,9%	1,6	1,6	0,9	0,6	1,0

Produktionen för rapporteringsperioden ökade jämfört med samma period föregående år till följd av reparation av borrhuvudet på Singafältet.

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsbörning på Baronangblocket (I.a. 90%) planeras att påbörjas under det fjärde kvartalet 2013 med en börning och en sidospårsbörning, med målsättning att nå strukturerna Balqis och Boni. En rigg har identifierats för att genomföra börningen och sidospårsbörningen.

Gurita

Efter slutförandet av tolkningen av 3D-seismik insamlingen om 950 km² som gjordes under 2012 har strukturen Gloria A identifierats som målsättningen för prospekteringsbörningen 2013 på Guritablocket (I.a. 90%). Strukturen Gloria A är en förkastningsförsluten struktur på den södra delen av Jemaja High, med på varandra staplade strukturer vid multipla nivåer av sandsten från kontinental härkomst (fluvial) från Oligoceneålder, som har bekräftats i många börningar i Natunahavet. Börningen på strukturen Gloria A planeras att påbörjas omedelbart efter slutförandet av börningen av strukturerna Balqis och Boni inom produktionsdelningskontraktet (PSC) för Baronang.

South Sokang

Insamling av 3D-seismik om 1 000 km² har slutförts på South Sokangblocket (I.a. 60%) under rapporteringsperioden. Den seismiska bearbetningen och tolkningen planeras att slutföras under den första hälften av 2014.

Cendrawasih

I juli 2013 meddelade Lundin Petroleum överenskommelsen avseende ett nytt PSC som skrivits under med SKKMigas, där Lundin Petroleum byter sitt Sarebablock mot ett nytt block, Cendrawasih VII-blocket (WI 100%), offshore nordöstra Indonesien.

Utfarmning av licenser

Under rapporteringsperioden har Lundin Petroleum undertecknat ett avtal med Nido Petroleum Limited (Nido) varigenom Nido förvärvar en 10-procentig licensandel i Baronang, Cakalang och Gurita PSC i gengäld för att betala sin proportionella andel av tidigare nedlagda kostnader och en icke-proportionerlig andel av prospekteringskostnaderna i samband med börningen av Baronang och Gurita. Nido har också en option att öka sin andel i samtliga tre PSC med upp till ytterligare 10 procent till samma villkor. Optionen går ut när borrkampanjen startar. Utfarmningsavtalet med Nido är föremål för godkännande från stat och myndigheter.

ÖVRIGA OMRÅDEN

Ryssland

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2013 – 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013 – 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012 – 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012 – 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012 – 31 dec 2012 12 månader
Onshore Komi Republic	50%	2,4	2,4	2,8	2,8	2,7

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (I.a. 70%) i norra Kaspien gjordes en betydande oljefyndighet, Morskaya, under 2008. Fyndigheten anses som strategisk av den ryska staten under lagen för strategiska investeringar (FSIL), på grund av dess läge offshore. Som ett resultat krävs ett 50-procentigt ägande av ett statligt bolag innan utvärdering och utbyggnad sker. Diskussioner fortsätter med tredje parter för att möta kraven under FSIL.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2013 (rapporteringsperioden) uppgick till 48,2 MUSD (111,7 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 50,9 MUSD (113,8 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,16 USD (0,37 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 520,2 MUSD (580,6 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 1,68 USD (1,87 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 502,9 MUSD (375,6 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,62 USD (1,21 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 627,8 MUSD (685,6 MUSD) och utgörs av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1. Från och med 1 januari 2013 redovisas förändring i under- och överuttag som intäkt, vilket beskrivs i avsnittet om redovisningsprinciper nedan. Jämförelsetalen har också räknats om för den här förändringen.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 603,2 MUSD (674,3 MUSD). Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 97,23 USD (102,50 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 107,50 USD (113,61 USD) per fat. Alvheim- och Volundfältens laster med råolja som såldes under rapporteringsperioden, vilka motsvarade 70 procent (70 procent) av totala sålda volymer prissattes i genomsnitt till 3,00 USD per fat utöver Dated Brent för varje lasts prissättningsperiod.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden framgår av not 3 och omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	3 941,5	1 826,7	4 209,0	2 160,2	8 270,1
– Genomsnittspris per boe	110,81	105,56	116,56	110,40	115,29
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	433,5	220,4	492,2	212,8	1 041,1
– Genomsnittspris per boe	104,87	101,34	111,04	99,94	110,44
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	1,2	0,6	1,2	0,6	1,7
– Genomsnittspris per boe	97,07	89,54	100,65	93,76	100,09
Ryssland					
– Kvantitet i Mboe	438,3	222,6	509,8	244,5	981,6
– Genomsnittspris per boe	76,92	73,98	77,15	76,51	77,23
Tunisien					
– Kvantitet i Mboe	–	–	227,5	29,1	227,5
– Genomsnittspris per boe	–	–	108,09	82,97	108,14
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	4 814,5	2 270,3	5 439,7	2 647,2	10 522,0
– Genomsnittspris per boe	107,18	102,06	112,01	106,12	110,90
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	761,8	371,2	618,3	349,6	1 513,9
– Genomsnittspris per boe	72,55	67,79	62,18	62,94	64,18
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	363,9	168,0	358,1	172,8	704,2
– Genomsnittspris per boe	64,25	63,13	59,17	57,88	60,18

Indonesien

– Kvantitet i Mboe	263,9	132,1	162,2	64,4	338,1
– Genomsnittspris per boe	32,32	32,74	32,83	33,35	32,43

Summa försäljning gas

– Kvantitet i Mboe	1 389,6	671,3	1 138,6	586,8	2 556,2
– Genomsnittspris per boe	62,74	59,73	57,05	58,21	59,69

Summa försäljning

– Kvantitet i Mboe	6 204,1	2 941,6	6 578,3	3 234,0	13 078,2
– Genomsnittspris per boe	97,23	92,40	102,50	97,43	100,89

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 46 procent (44 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 106,47 USD per fat (109,84 USD per fat) och återstående 54 procent (56 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 54,91 USD per fat (51,04 USD per fat).

Försäljning av kolväten redovisas när risken har övergått på köparen. Sålida volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Permanenta skillnader uppkommer som ett resultat av royaltybetalningar som gjorts i sak samt av produktionsdelningskontrakt. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till 16,0 MUSD (5,5 MUSD), vilket redovisats som en kreditering i resultaträkningen och är främst hänförlig till Norge, där sålida volymer var lägre än producerade volymer under rapporteringsperioden.

Övriga intäkter uppgick till 8,6 MUSD (5,8 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade justeringen för kvalitetsskillnader som erhållits från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältets ägare i Norge, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna, inklusive förändringar i lager uppgick för rapporteringsperioden till 94,2 MUSD (106,0 MUSD) och framgår av nedanstående tabell. Jämförelsetalen har räknats om för omklassificeringen av förändringen i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter.

Produktionskostnader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	58,6	32,0	50,5	25,3	105,6
– i USD per boe	9,19	10,11	7,91	7,84	8,09
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	13,3	6,8	13,6	6,8	29,7
– i USD per boe	2,09	2,17	2,14	2,10	2,27
Royalty och direkta skatter					
– i MUSD	23,2	11,3	27,1	14,5	51,3
– i USD per boe	3,64	3,57	4,24	4,50	3,93
Förändringar i lager					
– i MUSD	-2,3	-1,3	13,7	2,0	14,8
– i USD per boe	-0,37	-0,46	2,14	0,63	1,13
Övrigt					
– i MUSD	1,4	1,4	1,1	0,7	1,8
– i USD per boe	0,22	0,45	0,18	0,19	0,14
Totala produktionskostnader					
– i MUSD	94,2	50,2	106,0	49,3	203,2
– i USD per boe	14,77	15,84	16,61	15,26	15,56

Not: USD per boe har beräknats som kostnaden dividerat med den totala producerade volymen för perioden.

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 58,6 MUSD (50,5 MUSD), och inkluderar underhållsarbete på Alvheim- och Volundfälten, Norge och underhållsarbete på Paris Basinfälten, Frankrike. Under det andra kvartalet 2013 utfördes underhållsarbete på de två vatteninjicerings-borrningarna som Alvheim- och Volundfälten delar till en ungefärlig kostnad av 4,8 MUSD och radialbörning utfördes på

Villeperdue-fältet, Paris Basin till en kostnad av 1,6 MUSD. Dessutom uppkom en kostnad om 1,3 MUSD under det första kvartalet, 2013 för KB4-borranslutningen på Alvheimfältet och 1,2 MUSD under andra kvartalet för förberedande reparationsarbete för arbete på Knelerborrningarna, vilket planerats för den andra hälften av 2013. Utvinningskostnader om 5,8 MUSD (2,4 MUSD) hänförliga till Gaupefältet, Norge, vilket startade produktion den 31 mars 2012 ingår också. Under jämförelseperioden kostnadsfördes 7,7 MUSD hänförliga till Oudnafältet, Tunisien vilket slutade producera under det första kvartalet 2013.

Utvinningskostnaden per fat för rapporteringsperioden uppgick till 9,19 USD (7,91 MUSD) per fat och till 10,11 USD (7,84 USD) per fat för det andra kvartalet 2013. Utvinningskostnaden per fat är högre än för jämförelseperioderna 2012, främst beroende på underhållsarbete på borrningar i Norge och Frankrike under 2013. Utvinningskostnaden för det andra kvartalet 2013 om 10,11 USD per fat är högre än vad som rapporterades för det första kvartalet 2013 om 8,28 USD per fat beroende på högre nivå på underhållsarbete på borrningar under det andra kvartalet.

Den förväntade genomsnittliga utvinningskostnaden per fat för helåret 2013 uppgår till 11,00 USD per fat, inkluderat planerat reparationsarbete på Knelerborrningarna på Alvheimfältet. Ökningen jämfört med tidigare uppskattningar som meddelades i rapporten för det första kvartalet beror främst på en utökad omfattning av reparationsarbetena på Alvheimfältet. Den genomsnittliga utvinningskostnaden skulle vara lägre än 8,75 USD per fat exkluderat verksamhetsprojekt.

Royalty och direkta skatter uppgick till 23,2 MUSD (27,1 MUSD) och inkluderar rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Resource Extraction Tax, MRET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MRET baseras på volymen producerad i Ryssland och varierar i förhållande till världsmarknadspriset på Urals Blend och rubelns växelkurs. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 23,08 USD (23,14 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 55,64 USD (60,82 USD) per fat för rapporteringsperioden.

Förändring i lager utgjordes av en kreditering om 2,3 MUSD under rapporteringsperioden jämfört med en kostnad om 11,7 MUSD, netto för jämförelseperioden. Under jämförelseperioden utfördes lastningar av lager från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilket medförde en kostnad om 14,6 MUSD för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2012.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 85,6 MUSD (87,7 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 74 procent av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad per fat om 13,27 USD. Rapporteringsperiodens avskrivningar är i linje med förväntningarna som meddelades på kapitalmarknadsdagen.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen för rapporteringsperioden uppgick till 134,3 MUSD (22,9 MUSD) och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade kostnaderna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under det andra kvartalet 2013 kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 62,3 MUSD hänförliga främst till Carlsbergborrningen tillsammans med tillhörande licenskostnader för PL495, Norge och kostnader hänförliga till ej framgångsrika licensansökningar i den 22:a norska licensrundan.

Under det första kvartalet 2013 kostnadsfördes 43,8 MUSD för Ognaborrningen med tillhörande licenskostnader för PL453S respektive 24,2 MUSD för Jorvikborrningen i PL338.

Nedskrivningar

Det bokförda värdet av olje- och gastillgångar bedöms regelbundet för att säkerställa återvinning. Det bokförda värdet av oljefyndigheterna i PL438 Skalle, PL533 Salina och PL088 Peik i Norge bedömdes inte längre kunna stödjas, särskilt inte med tanke på de nyligen annonserade norska skatteförändringarna och har kostnadsförts till fullt under det andra kvartalet 2013, till ett belopp om 81,7 MUSD (- MUSD). Den ej kassaflödespåverkande nedskrivningen om 81,7 MUSD är beräknad före skatt och i resultaträkningen finns det en tillhörande uppskjuten skattekredit om 51,4 MUSD.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 15,4 MUSD (0,6 MUSD), vilka innehöll ej kassaflödespåverkande krediteringar om 3,2 MUSD (11,5 MUSD), hänförliga till koncernens långfristig incitamentsprogram (LTIP).

Avsättningen för LTIP beräknas baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen enligt Black & Scholes värderingsmetod och fördelas över den intjänade delen av de LTIP som är utestående och redovisas på balansdagen. En förändring i värdet på tilldelningen som beror på aktiekursen påverkar samtliga LTIP

tilldelningar som redovisats på balansdagen, vilket inkluderar de som redovisats under tidigare perioder och förändringen i avsättningen redovisas över resultaträkningen. Lundin Petroleum's aktiekurs sjönk med 11 procent till 133,00 SEK per aktie under rapporteringsperioden, jämfört med en nedgång om 24 procent från 169,20 SEK per aktie under de första sex månaderna som avslutades den 30 juni 2012. Lundin Petroleum har kompenserat kassaflödesexponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

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

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1,8 MUSD (7,6 MUSD) och beskrivs i not 4.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 36,8 MUSD (28,0 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 2,7 MUSD (3,2 MUSD). Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under rapporteringsperioden, till ett belopp om 6,0 MUSD (0,8 MUSD).

Valutakursförluster för rapporteringsperioden uppgick till 0,4 MUSD (4,1 MUSD), netto. Under rapporteringsperioden redovisades en valutakursförlust om 20,8 MUSD (-5,9 MUSD vinst) på de koncerninterna lånemellanhavandena som inte är i US dollar och på saldon som utgör rörelsekapital och denna förlust kompenserades delvis av en realiserad valutakursvinst om 4,7 MUSD (-0,1 MUSD förlust) på förfallna valutasäkringar. Av de 16,1 MUSD som redovisades i valutakursförlust för de första sex månaderna 2013 redovisades en valutakursförlust om 15,7 MUSD, netto under det andra kvartalet 2013. Valutakursförlusten för det andra kvartalet 2013 var främst ett resultat av en femprocentig försvagning av den norska kronan gentemot Euron under det andra kvartalet 2013 och avsåg en koncernintern fordran i NOK som innehölls av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta.

En avsättning för återställningskostnader har redovisats i balansräkningen till det diskonterade värdet av uppskattad framtida kostnad. Effekten av diskonteringen återförs varje år och redovisas över resultaträkningen. Under rapporteringsperioden har 3,1 MUSD (2,5 MUSD) redovisats i resultaträkningen.

Avskrivningarna för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 4,4 MUSD (2,5 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD, vilken skrevs under den 25 juni 2012, över facilitetens utnyttjandetid. Kostnaden i jämförelseperioden är hänförlig till den tidigare lånefaciliteten.

Engagemangsavgifter för lånefaciliteten uppgick till 9,6 MUSD (0,7 MUSD) för rapporteringsperioden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till engagemangsavgifterna avseende den ej utnyttjade delen av 2,5 miljarder USD faciliteten.

Skatt

Skattekostnaden uppgick till 133,4 MUSD (336,3 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 30,7 MUSD (204,0 MUSD), av vilka 22,6 MUSD (192,8 MUSD) är hänförliga till Norge. Den aktuella skattekostnaden för Norge, under rapporteringsperioden är lägre än för jämförelseperioden, vilket huvudsakligen beror på högre utbyggnads- och prospekteringsutgifter under de första sex månaderna 2013, jämfört med de första sex månaderna 2012 som framgår av avsnittet om anläggningstillgångar nedan.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 102,7 MUSD (132,3 MUSD) och uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. I Norge uppgår den uppskjutna skattekostnaden till 98,2 MUSD (128,7 MUSD) för rapporteringsperioden. En uppskjuten skattekredit om 51,4 MUSD hänförlig till de norska nedskrivningarna redovisades i resultaträkningen under det andra kvartalet 2013.

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. Den effektiva skattesatsen för koncernen för rapporteringsperioden uppgick till 73 procent. Denna effektiva skattesats är beräknad direkt ur resultaträkningen och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje verksamhetsland. Norge är det land som huvudsakligen bidrar till den totalt sett höga skattesatsen, där skattesatsen är 78 procent och det faktum att en del av nedskrivningen som gjordes under det andra kvartalet inte var skattemässigt avdragsgill.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -2,7 MUSD (-2,1 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 3 069,5 MUSD (2 864,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	378,2	199,5	134,7	87,7	369,0
Frankrike	3,3	1,3	20,6	10,0	29,2
Nederländerna	1,9	1,0	4,8	3,2	8,5
Indonesien	-1,0	-1,0	–	–	-0,4
Ryssland	0,8	0,4	4,0	2,8	7,5
	383,2	201,2	164,1	103,7	413,8

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 378,2 MUSD (134,7 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilket 350,1 MUSD (97,8 MUSD) investerades i Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. Under jämförelseperioden redovisades 20,6 MUSD i Frankrike, främst på Grandvillefältets återutbyggnad.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	238,8	114,0	111,1	63,8	323,2
Frankrike	1,1	0,5	1,0	0,6	9,8
Indonesien	8,5	6,7	6,7	5,5	16,4
Ryssland	2,1	1,0	3,0	1,5	3,6
Malaysia	25,9	8,4	11,6	8,1	100,5
Övriga	0,2	0,1	2,3	1,0	3,8
	276,6	130,7	135,7	80,5	457,3

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 238,8 MUSD i Norge, främst på utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet och prospekteringsborrning på Ognå-, Jorvik- och Carlsbergstrukturer. I jämförelseperioden användes 111,1 MUSD i Norge, huvudsakligen för Johan Sverdrupfältets utvärderingsborrningar och för två prospekteringsborrningar.

I Malaysia redovisades 25,9 MUSD (11,6 MUSD) under rapporteringsperioden, för Araborringen på block PM308A, vilken genomfördes över årets slut samt slutförandet av insamlingsprogrammet av seismik över blocken PM307 och PM319. Ett ytterligare program för insamling av seismik över block SB307/308 pågick under juni 2013.

Materiella anläggningstillgångar uppgick till 55,8 MUSD (49,4 MUSD) och inkluderar ett belopp om 37,1 MUSD (32,5 MUSD) hänförligt till Ikdam FPSO-fartyget och 18,7 MUSD (16,9 MUSD) är hänförlig till fastigheter och kontorsinventarier.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 43,3 MUSD (44,1 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 17,6 MUSD (20,0 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 14,6 MUSD (13,3 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de utnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas i Nederländerna.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 221,1 MUSD (238,4 MUSD) och beskrivs i not 9.

Lager uppgick till 22,2 MUSD (18,7 MUSD) och inkluderar både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Underuttagspositionen uppgick till 39,2 MUSD (26,4 MUSD) av vilken 36,2 MUSD (24,6 MUSD) är hänförlig till produktion från de norska fälten. Derivatinstrument uppgick till 0,3 MUSD (9,1 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringskontrakt och valutasäkringskontrakt, se avsnittet om derivatinstrument nedan. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 27,4 MUSD (32,9 MUSD) och inkluderar förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader.

Likvida medel uppgick till 86,5 MUSD (97,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 212,2 MUSD (1 204,6 MUSD) och beskrivs i not 10.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 197,5 MUSD (190,5 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under det andra kvartalet 2013 till följd av inkluderandet av Brynhildfältets utbyggnad. Modell-, manifoldkonstruktion och pipelines installerades på havsbotten under det andra kvartalet 2013. Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 976,1 MUSD (942,2 MUSD) av vilken 834,2 MUSD (802,8 MUSD) är hänförlig till Norge. Avsättningen är främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land. Den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 30,8 MUSD (67,1 MUSD) och ingår i kortfristiga skulder. Lundin Petroleums LTIP program beskrivs i den här rapporten under avsnittet om ersättningar. Inlösendatum för de syntetiska optionerna infaller i maj 2014, då 50 procent av inlösenbeloppet förfaller till betalning och detta belopp ingår i avsättningar inom kortfristiga skulder. Den långfristiga delen av avsättningen inkluderar 50 procent av inlösenbeloppet som förfaller till betalning i maj 2015.

Finansiella skulder uppgick till 644,7 MUSD (384,2 MUSD).

Banklån uppgick till 685,0 MUSD (432,0 MUSD) och är hänförligt till det utestående lånet under koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för faciliteten om 2,5 miljarder USD uppgick till 40,3 MUSD (47,8 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 23,8 MUSD (22,6 MUSD) och är till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen i förhållande till LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick till 355,0 MUSD (423,4 MUSD) och beskrivs i not 12.

Under det andra kvartalet 2013 ingick Lundin Petroleum ett nytt försäljningskontrakt för råoljeproduktionen från Alvheim- och Volundfälten, enligt vilket Lundin Petroleum kommer att erhålla kontant betalning baserad på uppskattad produktion istället för uttagen råolja. Eftersom Lundin Petroleum endast redovisar försäljningen vid tidpunkten för uttaget av råoljelasten och risken har övergått på köparen kommer det att finnas ett mellanhavande, en skuld eller fordran mellan Lundin Petroleum och köparen, vilket utgör skillnaden mellan uppskattad produktion och faktiskt uttag. Per den 30 juni 2013 ingick ett belopp om 29,7 MUSD (- MUSD) i upplupna intäkter inom kortfristiga skulder motsvarande denna skillnad. Skatteskulder uppgick till 28,8 MUSD (170,0 MUSD), av vilka 21,0 MUSD (163,6 MUSD) är hänförliga till Norge. Norska skattebetalningar hänförliga till beskattningsåret 2012 betalades först under den första hälften av 2013. Skuld till joint venture uppgick till 230,3 MUSD (213,9 MUSD) och är hänförlig till den höga utbyggnads- och borraringsaktivitetsnivån i Norge och Malaysia.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 33,1 MUSD (8,8 MUSD) och är hänförliga till den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program. Den kortfristiga delen av avsättningen per den 30 juni 2013 innehåller 50 procent av inlösenbeloppet för de syntetiska optionerna som förfaller till betalning i maj 2014.

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -29,4 MSEK (9,7 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingår administrationskostnader om 30,9 MSEK (-4,9 MSEK kreditering) och garanti-intäkter om 1,5 MSEK (- MSEK) och ränteintäkter från ett koncernbolag om 0,1 MSEK (17,1 MSEK räntekostnad). Administrationskostnaderna under jämförelseperioden påverkades av förändringen i koncernens LTIP och den negativa kostnaden var ett resultat av en nedgång i Lundin Petroleums aktiekurs under de första sex månaderna 2012.

Ställda säkerheter till ett belopp om 12 284,3 MSEK (11 911,6 MSEK) är hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med den nya kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV. Se även avsnittet om likviditet nedan.

NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER

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

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,2 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster.

Koncernen betalade 0,1 MUSD (0,6 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

LIKVIDITET

Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD med en grupp om 25 banker för att finansiera Lundin Petroleums pågående utgifter för prospektering och utbyggnad framför allt i Norge. 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 överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 30 juni 2013 uppgår till 1 830,6 MUSD (1 831,3 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta bolagen.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått fem produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petroliaam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas) avseende de sex blocken i Malaysia, för vilka Lundin Petroleum är operatör. Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden hänförliga till dessa PSC:s och det utestående beloppet per den 30 juni uppgick till 27,8 MUSD. Utöver detta har bankgarantier ställts ut avseende arbetsåtaganden uppgående till 0,9 MUSD i Indonesien och för skattetvister uppgående till 1,5 MUSD i Tunisien.

HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

I juli 2013 meddelade Lundin Petroleum överenskommelsen avseende ett nytt PSC som skrivits under med SKKMigas, där Lundin Petroleum byter sitt Sarebablock mot ett nytt block, Cendrawasih VII-blocket (WI 100%), offshore nordöstra Indonesien.

AKTIEDATA

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

Per den 30 juni 2013 innehade Lundin Petroleum 8 254 970 egna aktier. I juli 2013 anskaffades ytterligare 85 280 aktier, vilket medförde ett totalt innehav av egna aktier om 8 340 250.

ERSÄTTNINGAR

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende Unit bonus programmet och de syntetiska optionerna redovisas i bolagets årsredovisning 2012.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2011, 2012 och 2013 års LTIP program per den 30 juni 2013 var 124 492 respektive 239 294 och 419 790.

Syntetiska optioner

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.

Lundin Petroleum innehar 8 340 250 egna aktier, vilket kompenserar exponeringen för LTIP. Lundin Petroleums aktiekurs uppgick per den 30 juni 2013 till 133,00 SEK. Avsättningen för de syntetiska optionerna uppgick till 59,2 MUSD inklusive sociala avgifter per den 30 juni 2013 och marknadsvärdet på aktierna per den 30 juni 2013 var 163,6 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP i de finansiella rapporterna.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Denna delårsrapport har upprättats i enlighet med International Accounting Standards (IAS) 34 delårsrapportering och årsredovisningslagen (SFS 1995:1554). Per den 1 januari 2013 har Lundin Petroleum tillämpat följande nya redovisningsstandarder: IFRS 13 Verkligt värde värdering, reviderad IAS 1 Utformning av finansiella rapporter och ändring till IFRS 7 Finansiella instrument. Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012, förutom vad gäller klassificeringen av förändring i under- och överuttag som nämns nedan.

Från och med den 1 januari 2013 redovisas förändringen i under- och överuttag i intäkter och inte som tidigare i produktionskostnader, vilket beskrivs i not 1. Jämförelsetalen har räknats om. Under- och överuttagspositioner av kolväten värderas till marknadsvärdet som gäller på balansdagen. Ett underuttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga fordringar och värderas till balansdagens avistapris eller till gällande kontrakterat pris och ett överuttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga skulder och värderas till balansdagens avistapris eller till gällande kontrakterat pris. En förändring i under- och överuttagspositionen redovisas i resultaträkningen som intäkt så att intäkten motsvarar koncernens licensandel i produktionen (entitlement method).

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 (SFS 1995:1554).

Svensk lagstiftning tillåter inte att moderbolagets resultat presenteras i annan valuta än SEK, varför moderbolagets finansiella rapporter presenteras 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. På detta sätt hanteras risker som en integrerad och fortlöpande del i bolagets beslutsprocesser. Bolaget säkerställer därmed att alla risker identifieras, uppmärksammas, rätt förstås och kommuniceras med god framförhållning. Förmågan att hantera och/eller minska dessa risker är en avgörande faktor för att säkerställa att bolaget uppnår sina verksamhetsmål. 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. Detta gäller även risker 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 2012.

Derivatinstrument

Under det andra kvartalet 2012 ingick koncernen valutasäkringskontrakt för att möta delar av 2013 års operationella krav på NOK, vilket beskrivs i nedanstående tabeller.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
670,7 MNOK	110,4 MUSD	6,07 NOK: 1 USD	2 jan 2013 – 20 dec 2013

Under det första kvartalet 2013 ingick koncernen valutasäkringskontrakt, vilka sammanfattas i nedanstående tabell.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
505,9 MNOK	86,0 MUSD	5,88 NOK: 1 USD	19 apr 2013 – 20 dec 2013
616,9 MNOK	103,9 MUSD	5,94 NOK: 1 USD	21 jan 2014 – 19 dec 2014
139,9 MNOK	23,4 MUSD	5,99 NOK: 1 USD	21 jan 2015 – 21 dec 2015

Under det andra kvartalet 2013 ingick koncernen valutasäkringskontrakt, vilka sammanfattas i nedanstående tabell.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
361,0 MNOK	59,7 MUSD	6,04 NOK: 1 USD	19 jul 2013 – 19 dec 2013
526,4 MNOK	86,9 MUSD	6,06 NOK: 1 USD	21 jan 2014 – 28 dec 2014
103,8 MNOK	17,0 MUSD	6,11 NOK: 1 USD	21 jan 2015 – 21 dec 2015

Under det första kvartalet 2013 ingick koncernen också en treårig ränteswap till fast ränta som startar den 1 april 2013 för belåning om 500 MUSD, som lägger fast den rörliga LIBOR-räntan till cirka 0,57 procent per år för säkringens löptid.

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 30 juni 2013 har en kortfristig tillgång, uppgående till 0,3 MUSD (9,1 MUSD) och en långfristig tillgång om 0,5 MUSD (- MUSD) redovisats, vilka representerar det verkliga värdet av de utestående räntesäkringskontrakten. Jämförelseperiodens kortfristiga tillgång var hänförlig till valutasäkringskontrakt. Dessutom har en kortfristig skuld om 5,4 MUSD (- MUSD) och en långfristig skuld om 3,2 MUSD (- MUSD) redovisats vilka representerar det verkliga värdet på de utestående valutasäkringarna.

VALUTAKURSER

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

	30 jun 2013		30 jun 2012		31 dec 2012	
	Average	Period end	Average	Period end	Average	Period end
1 USD motsvarar NOK	5,7271	6,0279	5,8394	5,9833	5,8148	5,5639
1 USD motsvarar Euro	0,7613	0,7645	0,7711	0,7943	0,7778	0,7579
1 USD motsvarar Rubel	31,0355	32,7561	30,6125	32,8594	31,0546	30,5665
1 USD motsvarar SEK	6,4940	6,7105	6,8489	6,9681	6,7725	6,5045

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Intäkter¹	1	627,8	300,2	685,6	321,0	1 375,8
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader ¹	2	-94,2	-50,2	-106,0	-49,3	-203,2
Avskrivningar		-85,6	-42,6	-87,7	-46,3	-191,4
Prospekteringskostnader		-134,3	-62,3	-22,9	-14,0	-168,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		-81,7	-81,7	–	–	-237,5
Bruttoresultat	3	232,0	63,4	469,0	211,4	575,3
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-15,4	-7,1	-0,6	-1,1	-31,8
Rörelseresultat		216,6	56,3	468,4	210,3	543,5
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	4	1,8	0,9	7,6	7,0	27,3
Finansiella kostnader	5	-36,8	-26,3	-28,0	-0,7	-48,5
		-35,0	-25,4	-20,4	6,3	-21,2
Resultat före skatt		181,6	30,9	448,0	216,6	522,3
Inkomstskatt	6	-133,4	-29,7	-336,3	-152,1	-418,4
Periodens resultat		48,2	1,2	111,7	64,5	103,9
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:		50,9	2,7	113,8	65,0	108,2
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-2,7	-1,5	-2,1	-0,5	-4,3
Periodens resultat		48,2	1,2	111,7	64,5	103,9
Resultat per aktie – USD²		0,16	0,01	0,37	0,21	0,35

¹ Jämförelsetalen har räknats om för den nya klassificeringen av förändring i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter från och med 1 januari 2013.

² Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i MUSD	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Periodens resultat	48,2	1,2	111,7	64,5	103,9
Övrigt totalresultat					
Poster som kan komma att omklas- sificeras till resultaträkningen					
Valutaomräkningsdifferens	-57,4	-13,1	-9,2	-61,9	61,6
Kassaflödessäkring	-17,0	-8,2	2,7	2,5	9,2
Investeringar som kan säljas	-2,3	0,7	5,5	-3,9	16,1
Skatt på totalresultat	4,3	2,0	-0,7	-0,7	-2,3
Övrigt totalresultat efter skatt	-72,4	-18,6	-1,7	-63,9	84,6
Totalresultat	-24,2	-17,4	110,0	0,6	188,5
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-18,2	-13,7	112,9	6,4	190,2
Innehav utan bestämmande inflytande	-6,0	-3,7	-2,9	-5,8	-1,7
	-24,2	-17,4	110,0	0,6	188,5

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	30 juni 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	3 069,5	2 864,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		55,8	49,4
Finansiella tillgångar	8	43,3	44,1
Summa anläggningstillgångar		3 168,6	2 957,9
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	9	221,1	238,4
Likvida medel		86,5	97,4
Summa omsättningstillgångar		307,6	335,8
SUMMA TILLGÅNGAR		3 476,2	3 293,7
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 145,8	1 182,4
Innehav utan bestämmande inflytande		61,6	67,7
Totalt eget kapital		1 207,4	1 250,1
Långfristiga skulder			
Avsättningar	10	1 212,2	1 204,6
Banklån	11	644,7	384,2
Övriga långfristiga skulder		23,8	22,6
Summa långfristiga skulder		1 880,7	1 611,4
Kortfristiga skulder			
Kortfristiga skulder	12	355,0	423,4
Avsättningar	10	33,1	8,8
Summa kortfristiga skulder		388,1	432,2
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		3 476,2	3 293,7

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Kassaflöde från verksamheten						
Periodens resultat		48,2	1,2	111,7	64,5	103,9
Justeringar för ej						
kassaflödespåverkande poster	14	467,4	238,0	450,4	198,5	1 056,9
Vinst vid försäljning av tillgång		–	–	–	–	-1,1
Erhållen ränta		0,6	0,4	0,7	0,6	3,5
Betald ränta		-8,0	-4,4	-3,3	-1,7	-8,9
Betald skatt		-165,4	-105,4	-253,4	-166,6	-428,8
Förändringar i rörelsekapital		75,9	34,8	31,7	-78,7	93,5
Summa kassaflöde från verksamheten		418,7	164,6	337,8	174,0	819,0
Kassaflöde från investeringar						
Investering i olje- och gastillgångar		-659,4	-331,7	-299,0	-183,4	-919,4
Investering i kontorsinventarier samt						
övriga anläggningstillgångar		-9,3	-6,5	-1,4	-0,4	-9,7
Investering i dotterbolag		–	–	–	–	-10,2
Betalda återställningskostnader		-0,9	-0,8	–	–	-18,6
Övriga betalningar		-0,2	–	-2,5	-2,2	-3,2
Summa kassaflöde från investeringar		-669,8	-339,0	-302,9	-186,0	-961,1
Kassaflöde från finansiering						
Förändring av långfristiga fordringar		254,1	150,4	-7,0	-26,5	225,7
Betalda finansieringsavgifter		–	–	-0,5	-0,5	-49,2
Köp av egna aktier		-18,4	-18,4	-8,7	-8,7	-8,7
Utdelningar		-0,1	-0,1	–	–	–
Summa kassaflöde från finansiering		235,6	131,9	-16,3	-35,7	167,8
Förändring av likvida medel		-15,5	-42,5	18,6	-47,7	25,7
Likvida medel vid periodens början		97,4	125,1	73,6	137,6	73,6
Valutakursdifferenser i likvida medel		4,6	3,9	-1,6	0,7	-1,9
Likvida medel vid periodens slut		86,5	86,5	90,6	90,6	97,4

KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Periodens resultat	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2012	0,5	337,8	502,5	160,1	69,4	1 070,3
Överföring av föregående års resultat	–	–	160,1	-160,1	–	–
Totalresultat	–	-0,9	–	113,8	-2,9	110,0
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	-8,7	–	–	–	-8,7
Balans per den 30 juni 2012	0,5	328,2	662,6	113,8	66,5	1 171,6
Totalresultat	–	82,9	–	-5,6	1,2	78,5
Balans per den 31 december 2012	0,5	411,1	662,6	108,2	67,7	1 250,1
Överföring av föregående års resultat	–	–	108,2	-108,2	–	–
Totalresultat	–	-69,1	–	50,9	-6,0	-24,2
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-18,4	–	–	–	-18,4
Summa transaktioner med ägare	–	-18,4	–	–	-0,1	-18,5
Balans per den 30 juni 2013	0,5	323,6	770,8	50,9	61,6	1 207,4

KONCERNENS NOTER

Not 1. Intäkter,	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD					
Olja	516,0	231,7	609,3	280,9	1 169,0
Kondensat	1,4	0,3	0,5	0,1	3,3
Gas	85,8	39,8	64,5	34,1	147,2
Försäljning av olja och gas	603,2	271,8	674,3	315,1	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	16,0	24,6	5,5	3,1	30,7
Övriga intäkter	8,6	3,8	5,8	2,8	25,6
Intäkter	627,8	300,2	685,6	321,0	1 375,8

Den nya klassificeringen av förändring i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter gäller från och med den 1 januari 2013 och jämförelsetalen har räknats om.

Not 2. Produktionskostnader,	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD					
Utvinningskostnader	58,6	32,0	50,5	25,3	105,6
Tariff- och transportkostnader	13,3	6,8	13,6	6,8	29,7
Direkta produktionsskatter	23,2	11,3	27,1	14,5	51,3
Förändring i under- och överuttag	-2,3	-1,3	13,7	2,0	14,8
Övriga	1,4	1,4	1,1	0,7	1,8
	94,2	50,2	106,0	49,3	203,2

Den nya klassificeringen av förändring i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter gäller från och med den 1 januari 2013 och jämförelsetalen har räknats om.

Not 3. Segmentinformation,	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD					
Norge					
Olja	436,7	192,8	490,6	238,5	953,4
Kondensat	0,8	–	–	–	2,3
Gas	54,5	25,2	38,4	21,9	94,9
Försäljning av olja och gas	492,0	218,0	529,0	260,4	1 050,6
Förändring i under- och överuttag	14,2	23,5	6,7	3,1	31,4
Övriga intäkter	2,9	1,3	3,1	1,5	6,5
Intäkter	509,1	242,8	538,8	265,0	1 088,5
Produktionskostnader	-38,4	-21,1	-27,3	-14,9	-65,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-63,2	-31,6	-71,9	-38,9	-154,1
Prospekteringskostnader	-133,4	-62,0	-13,0	-12,4	-103,1
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	-81,7	-81,7	–	–	-205,8
Bruttoresultat	192,4	46,4	426,6	198,8	560,0
Frankrike					
Olja	45,5	22,4	54,7	21,3	115,0
Försäljning av olja och gas	45,5	22,4	54,7	21,3	115,0
Förändring i under- och överuttag	-0,2	0,1	-0,1	0,7	–
Övriga intäkter	1,1	0,6	0,7	0,3	2,6
Intäkter	46,4	23,1	55,3	22,3	117,6
Produktionskostnader	-17,2	-9,6	-12,5	-4,6	-29,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-6,0	-3,0	-5,9	-2,9	-11,7
Prospekteringskostnader	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-5,0
Bruttoresultat	23,1	10,4	36,6	14,5	71,0

Not 3. Segment information forts.,	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD					
Nederländerna					
Olja	0,1	–	0,1	–	0,2
Kondensat	0,6	0,3	0,5	0,1	1,0
Gas	22,8	10,3	20,8	10,1	41,4
Försäljning av olja och gas	23,5	10,6	21,4	10,2	42,6
Förändring i under- och överuttag	2,0	1,0	-0,4	-0,3	-0,7
Övriga intäkter	0,9	0,4	0,6	0,3	12,2
Intäkter	26,4	12,0	21,6	10,2	54,1
Produktionskostnader	-6,4	-3,4	-5,8	-3,0	-12,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-8,0	-3,8	-5,4	-2,6	-10,4
Prospekteringskostnader	–	–	-0,5	-0,5	-0,6
Bruttoresultat	12,0	4,8	9,9	4,1	30,7
Indonesien					
Gas	8,5	4,3	5,3	2,1	10,9
Försäljning av olja och gas	8,5	4,3	5,3	2,1	10,9
Förändring i under- och överuttag	–	–	-0,7	-0,4	–
Intäkter	8,5	4,3	4,6	1,7	10,9
Produktionskostnader	-2,3	-1,2	-2,9	-1,6	-5,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-5,8	-2,9	-2,3	-0,8	-5,6
Prospekteringskostnader	-0,2	-0,1	-7,0	-0,2	-7,4
Bruttoresultat	0,2	0,1	-7,6	-0,9	-7,6
Ryssland					
Olja	33,7	16,5	39,3	18,7	75,8
Försäljning av olja och gas	33,7	16,5	39,3	18,7	75,3
Intäkter	33,7	16,5	39,3	18,7	75,3
Produktionskostnader	-29,9	-14,9	-34,7	-18,5	-65,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-2,6	-1,3	-2,2	-1,1	-4,3
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	–	–	–	–	-31,7
Bruttoresultat	1,2	0,3	2,4	-0,9	-25,4
Övriga					
Olja ¹	–	–	24,6	2,4	24,6
Försäljning av olja och gas	–	–	24,6	2,4	24,6
Övriga intäkter	3,7	1,5	1,4	0,7	4,3
Intäkter	3,7	1,5	26,0	3,1	28,9
Produktionskostnader	–	–	-22,8	-6,7	-24,7
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	–	–	-5,3
Prospekteringskostnader ²	-0,6	-0,1	-2,1	-0,6	-52,3
Bruttoresultat	3,1	1,4	1,1	-4,2	-53,4

¹ Försäljning av olja var hänförligt till Tunisien för jämförelseperioden och för 2012.

² Prospekteringskostnader för 2012 var främst hänförliga till Malaysia och uppgick till 46,7 MUSD. Under rapporteringsperioden har ett belopp om 0,5 MUSD (0,1 MUSD), hänförligt till Malaysia kostnadsförts.

Totalt					
Olja	516,0	231,7	609,3	280,9	1 169,0
Kondensat	1,4	0,3	0,5	0,1	3,3
Gas	85,8	39,8	64,5	34,1	147,2
Försäljning av olja och gas	603,2	271,8	674,3	315,1	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	16,0	24,6	5,5	3,1	30,7
Övriga intäkter	8,6	3,8	5,8	2,8	25,6
Intäkter	627,8	300,2	685,6	321,0	1 375,8
Produktionskostnader	-94,2	-50,2	-106,0	-49,3	-203,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-85,6	-42,6	-87,7	-46,3	-191,4
Prospekteringskostnader	-134,3	-62,3	-22,9	-14,0	-168,4
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	-81,7	-81,7	–	–	-237,5
Bruttoresultat	232,0	63,4	469,0	211,4	575,3

Not 4. Finansiella intäkter,	1 jan 2013- 30 jun 2013	1 apr 2013- 30 jun 2013	1 jan 2012- 30 jun 2012	1 apr 2012- 30 jun 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	6 månader	3 månader	6 månader	3 månader	12 månader
Ränteintäkter	1,3	0,7	1,6	1,0	5,1
Valutakursvinster, netto	–	–	5,9	5,9	6,2
Garanti-intäkter	0,2	0,2	–	–	0,2
Vinst vid konsolidering av dotterbolag	–	–	–	–	13,4
Övriga	0,3	–	0,2	0,1	2,4
	1,8	0,9	7,6	7,0	27,3

Not 5. Finansiella kostnader,	1 jan 2013- 30 jun 2013	1 apr 2013- 30 jun 2013	1 jan 2012- 30 jun 2012	1 apr 2012- 30 jun 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	6 månader	3 månader	6 månader	3 månader	12 månader
Räntekostnader	2,7	1,4	3,2	1,8	6,8
Valutakursförluster, netto	16,1	15,7	–	-4,1	–
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	0,5	0,5	0,2	–	0,2
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	3,1	1,5	2,5	1,3	5,1
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	4,4	2,2	2,5	1,3	6,6
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	9,6	4,7	0,7	0,3	10,3
Nedskrivning av övriga aktier	–	–	18,6	–	18,6
Övriga	0,4	0,3	0,3	0,1	0,9
	36,8	26,3	28,0	0,7	48,5

Not 6. Inkomstskatter,	1 jan 2013- 30 jun 2013	1 apr 2013- 30 jun 2013	1 jan 2012- 30 jun 2012	1 apr 2012- 30 jun 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	6 månader	3 månader	6 månader	3 månader	12 månader
Aktuell skatt	30,7	7,2	204,0	62,7	341,3
Uppskjuten skatt	102,7	22,5	132,3	89,4	77,1
	133,4	29,7	336,3	152,1	418,4

Not 7. Olje- och gastillgångar,	30 jun 2013	31 dec 2012
MUSD		
Norge	1 901,4	1 702,3
Frankrike	213,8	216,8
Nederländerna	59,3	65,8
Indonesien	98,4	96,9
Ryssland	587,8	599,2
Malaysia	208,8	183,4

	3 069,5	2 864,4
Not 8. Finansiella tillgångar, MUSD	30 jun 2013	31 dec 2012
Övriga aktier och andelar	17,6	20,0
Obligationer	9,4	9,5
Uppskjutna skattefordringar	14,6	13,3
Derivatinstrument	0,5	–
Övriga	1,2	1,3
	43,3	44,1
Not 9. Fordringar och lager, MUSD	30 jun 2013	31 dec 2012
Lager	22,2	18,7
Kundfordringar	105,4	125,9
Underuttag	39,2	26,4
Bolagsskatt	3,4	4,0
Fordringar på Joint venture	18,4	11,5
Derivatinstrument	0,3	9,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	27,4	32,9
Övriga	4,8	9,9
	221,1	238,4
Not 10. Avsättningar, MUSD	30 jun 2013	31 dec 2012
Långfristiga:		
Återställningskostnader	197,5	190,5
Uppskjuten skatteskuld	976,1	942,2
Långfristiga incitamentsprogram	30,8	67,1
Derivatinstrument	3,2	–
Pension	1,5	1,5
Övriga	3,1	3,3
	1 212,2	1 204,6
Kortfristiga:		
Långfristiga incitamentsprogram	33,1	8,8
	33,1	8,8
	1 245,3	1 213,4
Not 11. Finansiella skulder, MUSD	30 jun 2013	31 dec 2012
Banklån	685,0	432,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-40,3	-47,8
	644,7	384,2
Not 12. Kortfristiga skulder, MUSD	30 jun 2013	31 dec 2012
Leverantörsskulder	16,1	15,7
Förutbetalda intäkter	30,1	1,6
Överuttag	–	0,5
Skatteskulder	28,8	170,0
Upplupna kostnader	32,9	8,3
Skulder till Joint venture	230,3	213,9
Derivatinstrument	5,4	–
Övriga	11,4	13,4
	355,0	423,4

**Not 13. Finansiella instrument,
MUSD**

För finansiella instrument värderade till verkligt värde i balansräkningen, används följande värderingshierarki:

- Nivå 1: baserad på noterade priser på aktiva marknader;
- Nivå 2: baserad på andra ingångsdata än noterade priser som i nivå 1, som är antingen direkt eller indirekt observerbara;
- Nivå 3: baserad på ingångsdata som inte baserar sig på observerbar marknadsdata.

Finansiella instrument värderade till verkligt värde kan, baserat på denna hierarki, beskrivas enligt följande:

30 juni 2013 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	17,2	–	0,4
– Obligationer	9,4	–	–
– Derivatinstrument – långfristiga	–	0,5	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	0,3	–
	26,6	0,8	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	3,2	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	5,4	–
	–	8,6	–
31 december 2012 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	19,6	–	0,4
– Obligationer	9,5	–	–
– Derivatinstrument – långfristiga	–	–	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	9,1	–
	29,1	9,1	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	–	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	–	–
	–	–	–

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden. Övriga aktier och andelar och obligationer beskrivs i not 8 finansiella tillgångar.

Derivatinstrument värderas till verkligt värde som erhållits från motparter i hedgekontraktet per balansdagen. Motparter i hedgekontraktet är samtliga banker som har ingått lånefacilitetskontraktet.

Verkligt värde av följande finansiella tillgångar och skulder bedöms överensstämja med bokfört värde.

- Kundfordringar
- Joint venture fordringar
- Likvida medel
- Leverantörsskulder
- Joint venture skulder
- Banklån
- Övriga långfristiga skulder

Kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD som ingicks den 25 juni 2012 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 överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Avräkningsdatumet för den nya bankfaciliteten är juni 2019 och det finns en låneminskingsplan som börjar 2016 och minskar ner till noll per det slutliga avräkningsdatumet. Dessutom baseras det belopp som är tillgängligt under faciliteten på en nuvärdesberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av hur mycket som är tillgängligt förfaller inga återbetalningar inom fem år under det nuvarande utestående banklånet.

Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD					
Prospekteringskostnader	134,3	62,3	22,9	14,1	168,5
Avskrivningar och nedskrivningar	87,6	43,7	89,3	47,1	189,3
Aktuell skatt	30,7	7,2	204,0	62,7	341,3
Uppskjuten skatt	102,7	22,5	132,3	89,4	77,1
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	81,7	81,7	–	–	237,5
Nedskrivning av övriga aktier	–	–	18,6	–	18,6
Långfristiga incitamentsprogram	0,4	-1,5	-13,7	-3,6	13,0
Övriga	30,0	22,1	-3,1	-11,1	11,6
	467,4	238,0	450,4	198,5	1 056,9

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Intäkter	-0,1	–	21,3	12,0	71,0
Administrationskostnader	-30,9	-18,7	4,9	-1,0	-84,6
Rörelseresultat	-31,0	-18,7	26,2	11,0	-13,6
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	1,7	0,8	0,6	0,6	807,1
Finansiella kostnader	-0,1	–	-17,1	-8,4	-31,3
	1,6	0,8	-16,5	-7,8	775,8
Resultat före skatt	-29,4	-17,9	9,7	3,2	762,2
Skatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	-29,4	-17,9	9,7	3,2	762,2

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Periodens resultat	-29,4	-17,9	9,7	3,2	762,2
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	-29,4	-17,9	9,7	3,2	762,2
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	-29,4	-17,9	9,7	3,2	762,2
	-29,4	-17,9	9,7	3,2	762,2

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	30 juni 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Fordringar från koncernbolag	–	21,4
Summa anläggningstillgångar	7 871,8	7 893,2
Omsättningstillgångar		
Fordringar	14,7	20,7
Likvida medel	4,4	1,1
Summa omsättningstillgångar	19,1	21,8
SUMMA TILLGÅNGAR	7 890,9	7 915,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 719,9	7 869,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36,4	36,4
Skulder till koncernbolag	121,8	–
Summa långfristiga skulder	158,2	36,4
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	12,8	8,8
Summa kortfristiga skulder	12,8	8,8
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 890,9	7 915,0
 Ställda säkerheter	 12 284,3	 11 911,6

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-29,4	-17,9	9,7	3,2	762,2
Ej kassaflödespåverkande poster	–	0,3	-0,6	-0,7	-725,2
Förändringar i rörelsekapital	10,2	4,5	-4,2	-2,0	-6,4
Summa kassaflöde från verksamheten	-19,2	-13,1	4,9	0,5	30,6
Kassaflöde från investeringar					
Förändring av långfristiga fordringar	–	-5,7	–	–	–
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	–	–	–	–	0,1
Summa kassaflöde från investeringar	–	-5,7	–	–	0,1
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	143,1	143,1	68,9	76,5	29,1
Köp av egna aktier	-120,5	-120,5	-62,4	-62,4	-62,4
Summa kassaflöde från finansiering	22,6	22,6	6,5	14,1	-33,3
Förändring av likvida medel	3,4	3,8	11,4	14,6	-2,6
Likvida medel vid periodens början	1,1	0,7	3,8	0,6	3,8
Valutakursförändring i likvida medel	-0,1	-0,1	–	–	-0,1
Likvida medel vid periodens slut	4,4	4,4	15,2	15,2	1,1

FÖRÄNDRINGAR I MODERBOLAGETS EGNA KAPITAL

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga fonder	Balanserad vinst	Periodens resultat	
Balans per den 1 januari 2012	3,2	861,3	2 551,8	3 936,1	-182,4	7 170,0
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	-182,4	182,4	–
Totalresultat	–	–	–	–	9,7	9,7
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,4	–	–	-62,4
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,4	–	–	-62,4
Balans per den 30 juni 2012	3,2	861,3	2 489,4	3 753,7	9,7	7 117,3
Totalresultat	–	–	–	–	752,5	752,5
Balans per den 31 december 2012	3,2	861,3	2 489,4	3 753,7	762,2	7 869,8
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	762,2	-762,2	–
Totalresultat	–	–	–	–	-29,4	-29,4
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-120,5	–	–	-120,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	-120,5	–	–	-120,5
Balans per den 30 juni 2013	3,2	861,3	2 368,9	4 515,9	-29,4	7 719,9

FINANSIELLA NYCKELTAL

	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Finansiell data (MUSD)					
Intäkter ¹	627,8	300,2	685,6	321,0	1 375,8
EBITDA	520,2	244,0	580,6	271,4	1 144,1
Periodens resultat	48,2	1,2	111,7	64,5	103,9
Operativt kassaflöde	502,9	242,9	375,6	209,0	831,4
Nyckeltal, aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,70	3,70	3,56	3,56	3,81
Operativt kassaflöde per aktie	1,62	0,78	1,21	0,67	2,68
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,35	0,53	1,09	0,56	2,64
Resultat per aktie	0,16	–	0,37	0,21	0,35
Resultat per aktie efter full utspädning	0,16	–	0,37	0,21	0,35
EBITDA per aktie	1,68	0,79	1,87	0,88	3,68
Dividend per aktie	–	–	–	–	–
Utdelning per aktie	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal utställda aktier vid periodens slut	309 655 610	309 655 610	310 542 295	310 542 295	310 542 295
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	310 059 705	309 901 766	310 735 227	310 638 361	310 735 227
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	133,00	133,00	128,90	128,90	149,50
Börskurs vid periodens slut (CAD)	20,54	20,54	19,05	19,05	22,87
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%)	4	–	10	6	9
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	11	3	33	15	35
Netto skuldsättningsgrad (%)	54	54	12	12	30
Soliditet (%)	35	35	40	40	38
Andel riskbärande kapital (%)	62	62	71	71	66
Räntetäckningsgrad	63	26	132	114	75
Operativt kassaflöde/räntekostnader	159	128	111	115	119
Direktavkastning	–	–	–	–	–

¹ Jämförelsetalen har räknats om för den nya klassificeringen av förändring i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter från och med 1 januari 2013.

KEY RATIO DEFINITIONS

EBITDA: (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisation): Rörelseresultat före avskrivningar av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

Operativt kassaflöde: Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

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

Operativt kassaflöde per aktie: Operativt kassaflöde 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: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

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

EBITDA per aktie: EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden: Antal aktier vid periodens början med förändringar i antalet aktier vägt över tiden för den del av perioden de är utestående.

Räntabilitet på eget kapital: Resultat efter skatt dividerat med genomsnittligt eget kapital.

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

Nettoskuldsättningsgrad: Räntebärande nettoskulder dividerat med eget kapital hänförligt till aktieägare.

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

Operativt kassaflöde / räntekostnader: Rörelsens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med periodens räntekostnad.

Direktavkastning: Utdelning per aktie dividerat med börskursen vid periodens utgång.

STYRELSENS FÖRSÄKRAN

Styrelsen och koncernchef och verkställande direktören försäkrar att halvårsrapporten ger en rättvisande översikt av bolagets och koncernens verksamhet, ställning och resultat samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm den 7 augusti 2013

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

William A. Rand

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

Peggy Bruzelius

Granskningsrapport

Vi har utfört en översiktlig granskning av rapporten för Lundin Petroleum AB (publ) för perioden 1 januari 2013 till 30 juni 2013. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för att upprätta och presentera denna finansiella delårsinformation i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen. Vårt ansvar är att uttala en slutsats om denna finansiella delårsinformation grundad på vår översiktliga granskning.

Vi har utfört vår översiktliga granskning i enlighet med Standard för översiktlig granskning (SÖG) 2410 Översiktlig granskning av finansiell delårsinformation utförd av företagets valda revisor. En översiktlig granskning består av att göra förfrågningar, i första hand till personer som är ansvariga för finansiella frågor och redovisningsfrågor, att utföra analytisk granskning och att vidta andra översiktliga granskningsåtgärder. En översiktlig granskning har en annan inriktning och en betydligt mindre omfattning jämfört med den inriktning och omfattning som en revision enligt ISA och god revisionssed i övrigt har. De granskningsåtgärder som vidtas vid en översiktlig granskning gör det inte möjligt för oss att skaffa oss en sådan säkerhet att vi blir medvetna om alla viktiga omständigheter som skulle kunna ha blivit identifierade om en revision utförts. Den uttalade slutsatsen grundad på en översiktlig granskning har därför inte den säkerhet som en uttalad slutsats grundad på en revision har.

Grundat på vår översiktliga granskning har det inte kommit fram några omständigheter som ger oss anledning att anse att delårsrapporten inte, i allt väsentligt, är upprättad för koncernens del i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen samt för moderbolagets del i enlighet med årsredovisningslagen.

Stockholm den 7 augusti 2013

PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Niomånadersperioden (januari-september 2013) kommer att publiceras den 6 november 2013.
- Tolvmånadersperioden (januari-december 2013) kommer att publiceras den 5 februari 2014.
- Tremånadersperioden (januari-mars 2014) kommer att publiceras den 7 maj 2014.

Årsstämman kommer att hållas den 8 maj 2014 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", "anticipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, 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 2012 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 reservestimat "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver, resurser och produktion 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.