

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 6 november 2013

RAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2013

HÖJDPUNKTER

Tredje kvartalet som avslutades den 30 september 2013 (30 september 2012)

- Produktion om 29,4 Mboepd (36,6 Mboepd) - Minskad produktion beroende på planerat driftstopp på Alvheim FPSO:n och integritetsproblem på vissa Alvheimborrningar.
- Intäkter om 279,8 MUSD (343,3 MUSD)
- EBITDA om 222,1 MUSD (273,6 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 267,9 MUSD (218,4 MUSD)
- Resultat om 1,7 MUSD (44,9 MUSD)
- Icke-kassaflödespåverkande nedskrivning i Malaysia uppgick till 39,3 MUSD efter skatt.
- Gohta oljefyndighet i Barents hav, Norge
- Principavtal (Heads of Agreement) undertecknat med Rosneft för försäljningen av en 51-procentig andel i Laganskyblocket, Ryssland

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2013 (30 september 2012)

- Produktion om 33,3 Mboepd (35,6 Mboepd)
- Intäkter om 907,6 MUSD (1,028,9 MUSD)
- EBITDA om 742,3 MUSD (854,3 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 770,8 MUSD (594,0 MUSD)
- Resultat om 49,9 MUSD (156,6 MUSD)
- Nettoskuld om 808 MUSD (31 dec 2012 335 MUSD)
- Oljefyndighet i Luno II, offshore Norge

	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	33,3	29,4	35,6	36,6	35,7
Intäkter i MUSD	907,6	279,8	1 028,9	343,3	1 375,8
Periodens resultat i MUSD	49,9	1,7	156,6	44,9	103,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	53,9	3,0	159,7	45,9	108,2
Vinst/aktie i USD ¹	0,17	0,01	0,51	0,15	0,35
EBITDA i MUSD	742,3	222,1	854,3	273,6	1 144,1
Operativt kassaflöde i MUSD	770,8	267,9	594,0	218,4	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 oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.

BREV TILL AKTIEÄGARE

Bästa aktieägare,

Inom Lundin Petroleum är vi övertygade om att det bästa sättet att skapa aktieägarvärde inom upstream-delen av olje- och gasindustrin är genom att få tillgång till nya resurser. Under de senaste tio åren har vi varit mycket framgångsrika när det gäller att öka våra nettoresurser genom en prospekteringsdriven organisk tillväxtstrategi. Idag har våra nettoresurser vuxit till över en miljard fat utvinningsbara oljeekvivalenter med särskilt fokus på Norge. Jag är mycket glad över att rapportera att denna strategi fortsätter att leverera positiva resultat i och med årets prospekteringsframgångar i Luno II och Gohta i den norska Nordsjön respektive Barents hav. Framväxten av den norska delen av Barents hav som en oljeproducerande region är av särskild betydelse för vår bransch, för Norge och för Lundin Petroleum.

Stark finansiell situation

Lundin Petroleum har en stark balansräkning, vilket ger oss en hög grad av finansiell flexibilitet med avseende på våra pågående aktiviteter inom utbyggnad, utvärdering och prospektering. Grundpelaren i våra finanser är det starka operativa kassaflödet, vilket uppgick till 770 miljoner USD under de första nio månaderna 2013. Detta kassaflöde återinvesteras i bolaget och finansierar tillsammans med användandet av bankfaciliteter utgifterna för våra utbyggnadsprojekt i Norge och Sydostasien, vilka kommer att fördubbla vår produktion till över 70 000 boepd fram till slutet av 2015. Vår huvudprioritet är emellertid att fortsätta vårt prospekteringsprogram med fokus på Norge och Sydostasien och med hänsyn taget till det kommer vi sannolikt att utöka våra utvärderings- och prospekteringsbudgetar för dessa områden under 2014, då vi har en rad intressanta möjligheter i vår pipeline där.

Utbyggnadsprojekt fördubblar vår existerande produktion

Vi är fortfarande på god väg mot målet att fördubbla vår produktion till över 70 000 boepd fram till slutet av 2015. Min övertygelse om att vi kommer att uppnå detta mål har ökat under de senaste veckorna till följd av de utmärkta framsteg som görs vid utbyggnaden av Edvard Grieg-fältet offshore Norge – ett projekt som utvecklas i linje med såväl tidsplan som budget. Jacket-konstruktionen vid Kværner Verdal är långt framskriden och planeras att installeras i enlighet med tidsplanen under sommaren 2014 och processdäckskonstruktionen är också pågående – med den största delen av upphandlingsprocessen bakom oss.

Vi är även nöjda över att ha mottagit godkännandet från Petronas för utbyggnaden av Bertamprojektet, offshore Malaysia. Det här är vårt första projekt i Sydostasien och det kommer att addera ytterligare 10 000 boepd till vår produktion när fältet påbörjar produktion 2015. Vi är särskilt glada över att Bertamutbyggnaden kommer att använda den av oss till 100 procent ägda FPSO:n Ikdam som vi förflyttat till Malaysia i och med av att Oudnafältet i Tunisien avslutat produktionen. FPSO:n Ikdam är förnärvarande i Singapore för att genomgå så kallat livsförlängande arbete för att kunna användas på Bertamfältet.

Tyvårr kommer produktionsstarten av Brynhildutbyggnaden i Norge att försenas till 2014. Installationen på havsbotten har med framgång slutförts i tid och inom budget. Vår första utbyggnadsborrning har nu nått måldjup och kommer att vara klar för att kopplas samman vid slutet av november och jag är mycket nöjd att kunna meddela att vi har påträffat Brynhildreservoaren som förväntat. Vi har dock drabbats av förseningar vid modifieringen av FPSO:n Haewene Brim som ägs av Bluewater och leasas av Shell som produktionsanläggning för Piercefältet i Storbritannien. Modifieringen av FPSO:n som gjorts för att kunna ta emot Brynhilds produktion och för att förlänga Piercefältets livslängd har nu slutförts men är cirka två månader efter tidsplan. Förseningen har nu tagit oss in i vintervädret och vi är därför utsatta för ökad risk för driftsavbrott på grund av vädret när det gäller installationsarbetet som krävs för att kunna installera Pierce/Brynhilds nya produktionsstigrör. Detta innebär att vi nu förväntar oss sannolik produktionsstart av Brynhild under andra kvartalet 2014.

Vår produktion för 2013 är i stort sett i linje med förväntningarna förutom vad avser effekten från integrationsproblem på tre Alvheimborrningar. Brynhild som nu förväntas nå produktionsstart under 2014, kommer emellertid inte att ge något bidrag under 2013 och därför förväntas nu produktionen för 2013 att hamna i den lägre delen av vårt tidigare offentliggjorda intervall om mellan 33 000 och 38 000 boepd. Produktionen kommer att öka till över 40 000 boepd när Brynhild påbörjar produktionen under 2014.

Aggressivt utvärderingsprogram under 2014

Utvärderingen av Johan Sverdrup är till största del slutförd och valet av utbyggandskoncept förväntas i slutet av 2013. Sedan Lundin Petroleum fann Johan Sverdrupfältet, offshore Norge 2010 har vi tillsammans med Statoil genomfört 19 utvärderingsborrningar på strukturen varav sex är sidospårsborrningar. Fyndigheten är tveklöst i världsklass och kommer att vara ett av de fem största fälten som någonsin byggts ut på den norska kontinentalsockeln. Statoil, som arbetande operatör för perioden innan utbyggnadsarbetet, har nu till största del slutfört den geologiska modellen och vi förväntar oss att ett uppdaterat resursestimat kommer att offentliggöras i slutet av året i samband med valet av koncept. Diskussioner pågår förnärvarande mellan fältets partners för att granska de olika alternativa på koncepten. Som vi tidigare indikerat kommer detta fält sannolikt producera över 500 000 boepd när det når plåtproduktion och kommer då att representera över en fjärdedel av Norges oljeproduktion. Fyndigheten har varit transformerande när det gäller värdeskapande för Lundin Petroleums aktieägare. Jag är övertygad om att denna värdering kommer öka ytterligare när storleken och kvaliteten på denna exceptionella tillgång närmar sig produktionsstart. Vår nettoandel av produktionen

från Johan Sverdrup kommer att göra det möjligt för oss att öka produktionen till över 150 000 boepd – en fyrfaldig ökning från dagens nivå.

2014 kommer att innebära ett aggressivt utvärderingsprogram av nyligen gjorda fyndigheter. Vårt borrprogram för 2014 inkluderar utvärdering av Luno II-, Gohta- och Tembakaufyndigheterna i Norge och Malaysia.

Jag tror att utvärderingsprogrammet kommer resultera i att samtliga dessa tre projekt kommer att vara kommersiella och att de som en följd av detta kommer att bokas som reserver.

Expanderande prospekteringsprogram

Vi har offentliggjort prospekteringsprogrammet för 2014 som visar en fortsatt hög investeringsnivå i Norge och Malaysia.

Vårt prospekteringsprogram för 2014 innefattar minst tio nya prospekteringsbörningar i Norge och Malaysia. I dag är vi det mest aktiva prospekteringsbolaget i Norge, efter Statoil och har under de senaste åren varit helt klart mest framgångsrika. Detta kommer att fortsätta under 2014 med flera prospekteringsbörningar fokuserade på våra kärnområden Utsirahöjden och Barents hav samt ytterligare några börningar belägna i nya områden. Vi tror att trots framgångarna i Utsirahöjden med Johan Sverdrup, Edvard Greig och Luno II, så har området fortfarande potential för ytterligare framgång och vi ser med spänning fram emot den pågående Torvestadbörningen och Kopervikbörningen som ska genomföras inom kort.

Vi tror också, att den senaste tidens oljefynd i Barents hav som gjorts av Statoil, OMV och oss själva, är mycket viktiga med tanke på Barents havets framtid som en oljeproducerande region. Dessa nya fyndigheter bevisar olika typer av prospekteringsmodeller liksom förekomsten av olika aktiva platser där olja genererats och kommer enligt vår mening leda till ytterligare fyndigheter och utveckling av infrastruktur för produktion i området. Nya norska licenstilldelningsrundor har fokuserat nästan övervägande på Barents hav och industrin har visat ett stort intresse som kommer att leda till ökad aktivitet i regionen. Lundin Petroleum har byggt upp en stor areal i Barents hav under de senaste åren och är väl positionerat för att dra fördel av detta ökade fokus. Vi kommer att genomföra nya utvärderings- och prospekteringsbörningar i Barents hav under 2014.

Prospekteringsbörning kommer att återupptas i Malaysia under 2014 med ett särskilt fokus på Sabahområdet, offshore östra Malaysia. Vi har investerat i insamling av ny 3D i denna region på Shells sedan tidigare gjorda fyndigheter på samma geologiska förlängning och resultaten har identifierat några intressanta potentiella strukturer som kommer att genomföras under nästa år.

Jag förblir oerhört positiv när det gäller framtidsutsikterna för vårt bolag.

Vi fortsätter att generera ett starkt kassaflöde, vi är väl finansierade med stor finansiell flexibilitet. Vi är på väg att fördubbla vår produktion från vår pipeline av utbyggnadsprojekt. De senaste fyndigheterna håller på att utvärderas och kommer att resultera i ökade reserver och Johan Sverdrup är helt enkelt en fyndighet som bara görs en gång i livet. Vår prospekteringsstrategi fortsätter att leverera goda resultat med våra senaste nya fyndigheter och jag är övertygad om att denna kvalitet kommer att upprätthållas även under vårt program för 2014.

Vi kanske börjar se ljuset i slutet av tunneln när det gäller det ekonomiska läget i världen efter de senaste årens problem. Tillväxten börjar komma tillbaka om än långsamt för den utvecklade världen och det ser ut som att tillväxttakten i Kina har nått sin lägsta nivå. Det måste vara positivt för råvarupriser inklusive olja. Det är ändå värt att notera att oljepriset har hållit sig väl över 100 USD per fat trots den senaste tidens ovanligt stora ökning i produktion av inhemsk amerikansk skifferolja. Det är mycket tydligt att utan denna amerikanska produktionsökning skulle den bräckliga politiska situationen i Mellanöstern helt klart ha resulterat i en mycket snäv marknad. Jag förblir positiv till utsikterna för oljepriserna på medellång till lång sikt.

Vi tillkännagav nyligen att vår Chief Financial Officer, Geoff Turbott, inom kort kommer att avgå från sin tjänst. Jag har arbetat med Geoff de senaste 18 åren och han har under denna tid varit en viktig och betydelsefull del av vår ledningsgrupp och säkerställt att vi har fått tillgång till finansiering för att utveckla vår verksamhet och skapa värde för aktieägarna. Jag vill tacka Geoff för hans bidrag till vår framgång och önskar honom all lycka i framtiden. Jag skulle även vilja välkomna Mike Nicholson till vår ledningsgrupp i rollen som Chief Financial Officer. Mike har gjort ett utmärkt jobb under de senaste fem åren med att skapa tillväxt i vår verksamhet i Sydostasien och han är en av ett antal yngre ledare inom vårt bolag som har kapaciteten att hjälpa oss att utveckla Lundin Petroleum under många år framöver.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm, 6 november 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, med produktion som stod för 74 procent av den totala produktionen under de första nio månaderna 2013 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, vilket planeras ske i slutet av 2014.

PRODUKTION

Produktionen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2013 (rapporteringsperioden) uppgick till 33,3 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 35,6 Mboepd för samma period föregående år) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2013 – 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013 – 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012 – 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012 – 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012 – 31 dec 2012 12 månader
Olja					
Norge	21,1	18,3	23,4	23,4	23,3
Frankrike	2,8	3,0	2,9	2,8	2,8
Ryssland	2,4	2,2	2,7	2,7	2,7
Tunisien	–	–	0,1	–	0,1
Summa produktion olja	26,3	23,5	29,1	28,9	28,9
Gas					
Norge	3,4	2,5	3,8	5,0	3,9
Nederländerna	2,0	1,8	1,9	1,9	1,9
Indonesien	1,6	1,6	0,8	0,8	1,0
Summa produktion gas	7,0	5,9	6,5	7,7	6,8
Summa produktion Kvantitet i Mboe	9 079,7	2 704,3	9 749,6	3 364,5	13 050,4
Kvantitet i Mboepd	33,3	29,4	35,6	36,6	35,7

NORGE

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Volund	35%	12,6	11,3	13,3	13,4	13,1
Alvheim	15%	10,5	8,9	11,9	11,4	11,8
Gaupe	40%	1,4	0,6	2,0	3,6	2,3
		24,5	20,8	27,2	28,4	27,2

¹ Lundin Petroleum Licensandel

Volundfältets produktion översteg förväntningarna under rapporteringsperioden på grund av bättre reservoarprestanda samt att Alvheim FPSO:ns drifttid 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 fortsätter att producera till full, eller nästintill full, rörledningskapacitet. Utvinningskostnaderna, exklusive projektspecifika kostnader, för Volundfältet var lägre än 2,50 USD per fat under rapporteringsperioden.

Trots det planerade driftstoppet av Alvheim FPSO:n under augusti 2013 var nettoproduktionen från Alvheimfältet under rapporteringsperioden lägre än förväntningarna. Detta berodde på 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 har åtgärdats och borrningen sattes åter i produktion i september 2013. De återstående två avstängda borrningarna planeras att repareras under det fjärde kvartalet 2013 och

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).

sättas åter i produktion i början av 2014. Underhållsarbetet av Alvheim FPSO:n slutfördes med framgång under det planerade driftstoppet i augusti 2013. Inget driftstopp av produktionsfartyget Alvheim förekom under jämförelseperioden. Alvheim FPSO:ns driftstidsnivåer om cirka 95 procent under rapporteringsperioden har haft en gynnsam inverkan på produktionen vid Alvheim. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet, exklusive underhållsarbete av borrhningarna och annat projektarbete av engångskaraktär, var lägre än 5,20 USD per fat under rapporteringsperioden. Underhållsarbetet av borrhningarna under 2013, vilket är av engångskaraktär, förväntas öka Lundin Petroleums utvinningskostnader med 1,70 USD per fat för helåret. Ytterligare tre kompletterande borrhningar planeras att genomföras på Alvheim under 2014 och 2015. Därutöver planeras en prospekteringsborrning att genomföras norr om Alvheimfältet under 2014 med den norra strukturen Kameleon som målsättning.

Produktion från Gaupefältet har varit i linje med förväntningarna under rapporteringsperioden och driftstoppet under augusti 2013 för planerat underhållsarbete har också fortsatt som förväntat och produktionen återupptogs i september 2013.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO godkännande	Uppskattade brutto 2P-reserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad plåtproduktion, 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

Brynhildfältets modell- och manifoldkonstruktion på havsbotten och pipeline för produktion och vatteninjicering har installerats med framgång. Den första utav fyra utbyggnadsborrningar har nått det slutgiltiga måldjupet och funnit både den övre delen av reservoaren och kvaliteten i enlighet med förväntningarna. Haewene Brim FPSO:n som kommer att ta emot råoljan från Brynhild, ägs av Bluewater och är kontrakterad till Shell som är operatör för Piercefältet offshore Storbritannien. FPSO:n anlände till torrdockan i Skottland i juli 2013 för planerat modifikationsarbete av processdäcket och livstidsförlängningsarbete. Detta arbete har tagit längre tid än förväntat och produktionsfartyget väntas lämna varvet under de kommande dagarna, cirka två månader senare än planerat. Efter att FPSO:n återvänt till Piercefältet kommer ytterligare installation och driftsättningsarbete krävas, bland annat installation av ett nytt produktionsstigrör. Detta arbete är beroende av väderförhållanden till havs och därför är vår bästa bedömning att produktionsstart från Brynhildfältet nu kommer att ske under det andra kvartalet 2014.

Bøyla

Bøylafältet kommer att byggas ut som en 28 km återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n med två produktionsborrningar och en vatteninjicerande borrhning. Konstruktionen av fältets undervattenstrukturer har påbörjats och de tre utbyggnadsborrningarna planeras att genomföras med riggen Transocean Winner under 2014.

Edvard Grieg

Utbyggnaden fortgår enligt plan och inom budget. Konstruktion och projekteringsarbete med jacketstruktur, processdäck och pipelines för export pågår. Produktionsstart från Edvard Grieg-fältet förväntas fortfarande till slutet av 2015.

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 km långa Edvard Grieg-oljeledningen och i oktober 2013 lämnades även en PIO för den 94 km långa Edvard Grieg-gasledningen in. 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. Installationen 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 (l.a. 40%) 2010. Under 2011 gjorde Statoil fyndet Aldous Major South i den angränsande PL265 (l.a. 10%). Till följd av utvärderingsborrningar fastställdes det att fyndigheterna var sammanhängande och i januari 2012 fick den sammanhängande fyndigheten namnet Johan Sverdrup. Ett utvärderingsprogram pågår för att definiera de utvinningsbara resurserna samt bistå strategin för utbyggnadsplaneringen.

Totalt 19 borrningar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet är till stor del genomfört. Statoil, operatör för pre-unitfasen av fältet, förväntas meddela uppdaterade resursestimat för fältet mot slutet av 2013 i samband med valet av utbyggnadskoncept.

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 sju utvärderingsborrningar slutförts.

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 juli 2013 har utvärderingsborrningen 16/3-6, vilken är den tionde borrningen på Johan Sverdrup, genomförts med framgång i PL501 i den östra delen av Johan Sverdrup. Borrningen har påträffat Draupne sandstensreservoar från sen juraålder av utmärkt kvalitet med en 24 meter reservoarsektion, 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 slutfördes i augusti 2013. Borrningen hade som målsättning att nå nya resurser väster om Johan Sverdrupfältets förkastning i PL265, men ingen jurareservoar påträffades. En zon med olja om 15 meter påträffades i sprucken, vittrande bergart med dåliga produktionsegenskaper. Oljan är inte i förbindelse med Johan Sverdrupfyndigheten. Borrningen har pluggats igen och övergetts.

I september 2013 avslutades, med framgång utvärderingsborrningen 16/5-4 på Johan Sverdrupfyndigheten, belägen i den sydvästra delen av PL501. Borrningen, som genomfördes cirka tre km från den närmsta utvärderingsborrningen 16/5-3 i PL502, påträffade en oljefyllt sex meters reservoarsektion, brutto, av sand av utmärkt kvalitet från sen juraålder med en hög nettomängd reservoarsand. Den övre delen av reservoaren påträffades 16 meter ovanför den regionala kontakten mellan olja och vatten 1 922 meter under havsytan (Mean Sea Level).

Tabellen nedan beskriver genomförda utvärderingsborrningar för 2013 på Johan Sverdrup.

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 Cliffhanger, North	juli 2013		Avslutad i augusti
PL501	Lundin	40%	16/5-4	augusti 2013		Avslutad med framgång i

PL501	Petroleum Lundin Petroleum	40%	16/3-7	oktober 2013	september 2013 Borrning pågår
-------	----------------------------------	-----	--------	--------------	----------------------------------

Partnerna i PL501 har kommit överens om att under början av 2014 genomföra ytterligare en utvärderingsbörning på Johan Sverdrup på Crestalhöjden mellan börningarna 16/2-6, 16/2-7 och 16/3-4. Borrningen på Crestalhöjden kommer att genomföras med riggen Bredford Dolphin. Partnerna i PL265 har kommit överens om att under 2014 genomföra ytterligare en utvärderingsbörning på Johan Sverdrup, norr om prospekteringsbörningen 16/2-12, Geitungen.

Prospektering

Sju prospekteringsbörningar har genomförts i Norge under 2013 och en prospekteringsbörning genomförs för närvarande offshore Norge.

Borrprogram för prospektering 2013

Licens	Börning	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
PL359	16/4-6S	april 2013	Luno II	40%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet–Betingade resurser om 25–120 MMboe, brutto Borrning pågår
PL501	16/2-20	Q3 2013	Torvastad	40%	Lundin Petroleum	
PL544		juli 2013	Biotitt	40%	Lundin Petroleum	Torr
PL625		Q4 2013/ Q1 2014	Kopervik	40%	Lundin Petroleum	
Utgardhöjden						
PL330		juni 2013	Sverdrup	30%	RWE Dea	Torr
Barents hav						
PL492		juli 2013	Gohta	40%	Lundin Petroleum	Olje- och gasfyndighet – betingade resurser om 105–235 MMboe, brutto
PL659		Q4 2013	Langlitinden	20%	Det norske oljeselskap	

Slutförandet av börningen 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 km söder om Edvard Griegfältet. Lundin Petroleum uppskattar att Luno II-fyndigheten innehåller betingade resurser om 25 till 120 MMboe, brutto. Omedelbart norr om Luno II-fyndigheten har en separat struktur, Luno II North kartlagts och uppskattas innehålla prospekterings-resurser om 10 till 40 MMboe, brutto. Luno II-fyndigheten sträcker sig sannolikt in i PL410 (I.a. 70%) till öster om fyndighetsbörningen och denna potentiella förlängning kommer att utvärderas under det fjärde kvartalet 2013. En andra utvärderingsbörning på Luno II kommer att genomföras i PL359 under det första kvartalet 2014. Borrningar på den norra strukturen av Luno II i PL359 kommer sannolikt också att genomföras under 2014 och kommer också ha prospekteringsstrukturen Fignon från Mioceneåldern om 23 MMboe som målsättning.

I augusti 2013 slutfördes prospekteringsbörningen Biotitt i PL544 (I.a. 40%) som ett torrt hål. Mer än 100 meter sandsten från sen jura- och triasålder av utmärkt kvalitet påträffades men var vattenbärande.

I september 2013 meddelade Lundin Petroleum att en betydande olje- och gasfyndighet påträffats i Barents hav, Gohta. Borrningen 7120/1-3, som genomfördes i PL492 (I.a. 40%) cirka 35 km nordväst om Snøhvitfältet, påträffade en kolvåtekolonn om 100 meter, brutto i en karbonatreservoar från perm-karbonålder, av vilka de översta 25 meterna utgjordes av gas. Ett produktionstest har genomförts av börningen som producerade flödesnivåer över förväntan om 4 300 bopd genom en ventil om 44/64 med en andel gas om 1 040 standard kubikfot per fat, vilket bekräftar reservoarens goda produktionsegenskaper. Fyndigheten Gohta uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om mellan 105 och 235 MMboe.

Fyndigheten Gohta kommer troligen från ett lokalt så kallat kök, där oljan genereras, från Triasåldern, vilket uppgraderar andra strukturer i PL492 och angränsande areal PL609 (I.a. 40%) i norr. Under 2014 kommer en utvärderingsbörning att genomföras på Gohta samt en prospekteringsbörning på strukturen Alta i PL609. Därutöver planeras börningar att påbörjas i december 2013 på strukturen Langlitinden i PL659 (I.a. 20%), belägen sydost om Loppahöjden i Barents hav. Det norske oljeselskap är operatör för börningen och målsättningen är att nå prospekteringsresurser om 220 MMboe, brutto.

I oktober meddelades att prospekteringsborrningen 6608/2-1S, som genomfördes i PL330 med RWE Dea Norge AS som operatör (I.a. 30%), var ett torrt hål. Borrningens målsättning var sandsten från juraåldern i Sverdrupstrukturen (inte att förväxla med fyndigheten Johan Sverdup) i norra Norska havet. Borrningen bekräftade förekomsten av ett aktivt petroleumsystem men fann inte någon reservoarbergart och pluggades därför igen och övergavs som ett torrt hål.

Prospekteringsborrningen Torvastad i PL501 på Utsirahöjden pågår för närvarande. Om Torvastad är framgångsrik skulle det kunna bevisa en nordlig förlängning av fyndigheten Johan Sverdrup i PL501. Borrning av strukturen Kopervik i PL625 (I.a. 40%) i den norra delen av Utsirahöjden kommer att påbörjas i slutet av 2013 eller början av 2014.

Lundin Petroleum planerar att borra minst åtta prospekteringsborrningar i Norge innan utgången av 2014. Förutom prospekteringsborrningarna Kopervik, Alta, Langlitinden, Luno II/Fignon och norra Kameleon kommer ytterligare borrningar genomföras på strukturerna Storm, Lindarormen och Vollgrav. Borrningen på strukturen Storm i PL555 (I.a.60 %), belägen i den norra delen av Nordsjön, är planerad att genomföras under första kvartalet 2014. Under andra halvan av 2014 kommer borrningen Lindarormen i PL584 (I.a.60%) att genomföras i Norska havet söder om Asgardfältet och sydväst om Draugenfältet. Under det andra halvåret 2014 kommer även borrningen på Vollgrav i PL631 (I.a. 60%) att genomföras i norra Nordsjön mellan fälten Statfjord och Gullfaks.

Licenstagningar och återlämnanden av licenser

Licenserna PL409, PL505 and PL563 är i processen att återlämnas och tillhörande kostnaderna redovisades i resultatet för det tredje kvartalet 2013.

KONTINENTAL EUROPA

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2013-30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013-30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012-30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012-30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012-31 dec 2012 12 månader
Frankrike						
– Paris Basin ¹	100%	2,4	2,6	2,4	2,3	2,3
– Aquitaine Basin	50%	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Nederländerna	Flera	2,0	1,8	1,9	1,9	1,9
		4,8	4,8	4,8	4,7	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 borrningar, vilket kompenseras av en lägre produktion från vissa Aquitaine Basinfält till följd av olika icke-reservoarrelaterade mekaniska fel. Prospekteringsborrningen Nettancourt har försenats och planeras nu att genomföras under 2014.

Nederländerna

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

Lundin Petroleum deltar i en prospekteringsborrning onshore Nederländerna under 2013 på strukturen Lambertschaag-2 på Slootdorplicensen (I.a. 7,23%). Fyra prospekteringsborrningar planeras att genomföras under 2014, en onshore på Leeuwardenlicensen (I.a. 7,2325%) samt två på Slootdorplicensen (I.a. 7,23%). En offshore prospekteringsborrning planeras att genomföras på E17-licensen (I.a. 1,20%).

SYDOSTASIEN

Malaysia

Bertamfältet, offshore Malaysiska halvön, har fått utbyggnadsplanen godkänd av Petronas i oktober 2013 och produktionsstart planeras till 2015. Lundin Petroleum planerar att genomföra tre prospekteringsborrningar och utvärderingsborrningar i Malaysia under 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 på block PM307 (i.a. 75%) har godkänts av Petronas och utbyggnaden har påbörjats. Bertamfältet kommer att byggas ut med en plattform med 20 borrhysningar som ligger intill den fast förankrade FPSO:n Ikdam som ägs av Lundin Petroleum till 100 procent. Konceptet för installationen på havsbotten består av 13 horisontella borrhysningar och en som är kompletterad med elektriska undervattenspumpar (ESP:s). Kontrakt för livstidsförädlingsarbete på FPSO:n har slutits med Keppels Shipyard och arbetet pågår i Singapore. Utbyggnadsborrning planeras att påbörjas under sommaren 2014. Den totala bruttointavertingen för fältutbyggnaden Bertam, exklusive kostnader relaterade till FPSO:n, uppskattas till cirka 400 MUSD.

Bertamfältet innehåller bruttoreserver om 17 MMboe och produktionsstart planeras till 2015 med en plattåproduktion 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 miljarder kubikfot (bcf), brutto som gjordes 2012 kommer att utvärderas som en del i nästa borrhyskampanj offshore Malaysiska halvön som påbörjas 2014.

Block PM308A (i.a. 35%) omfattar oljefyndigheterna Janglau, Rhu och Ara.

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 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 har slutförts och borrhysningar på två strukturer inom 3D-området Emerald, Malignan och Kitabu, planeras att genomföras under 2014. Ytterligare insamling av 3D-seismik över SB307/308 om 500 km² klassificerades som Francis 3D slutfördes i slutet av juli 2013 och bearbetning av seismisk data planeras att slutföras under det första halvåret 2014.

Indonesien

Lundin Petroleum's tillgångar i Indonesien är belägna i Natunahavet och offshore nordöstra Indonesien och onshore södra 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 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Singa	25,9%	1,6	1,6	0,8	0,8	1,0

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

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på Baronangblocket (i.a. 90%) planeras att påbörjas under det fjärde kvartalet 2013 med en borrhysning och en sidospårsborrning, med målsättning att nå strukturerna Balqis och Boni med uppskattade prospekteringsresurser, brutto, om 47 MMboe respektive 55 MMboe. Jack-up-riggen Hakuryu 11, som ägs av JDC, har kontrakterats för att genomföra borrhysningen och sidospårsborrningen.

Gurita

Efter slutförandet av tolkningen av 3D-seismiksinsamlingen om 950 km² som gjordes under 2012 har strukturen Gloria A identifierats som målsättningen för prospekteringsborrningen 2013 på Guritablocket (i.a. 90%). Strukturen Gloria A, som uppskattas innehålla prospekteringsresurser, brutto, om 25 MMboe, 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 Oligoceneåldern, som har bekräftats i många borrhysningar i Natunahavet. Borrningen på strukturen Gloria A planeras att påbörjas under 2013 omedelbart efter slutförandet av borrhysningen 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 halvan av 2014.

Cendrawasih

I juli 2013 tillkännagav 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 fullföljt de tidigare annonserade utfarmningsavtalen med Nido Petroleum Limited (Nido) varigenom Nido förvärvade 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 borrningen 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.

ÖVRIGA OMRÅDEN

Ryssland

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Onshore Komi Republic	50%	2,4	2,2	2,7	2,7	2,7

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (I.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya, som enligt bästa estimat uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 157 MMboe. På grund av fyndighetens läge offshore, anses den som strategisk av den ryska staten under lagen för strategiska investeringar (FSIL), och kräver därför ett majoritetsägande av ett statligt bolag. I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tecknat ett principavtal (Heads of Agreement) med Rosneft om att Rosneft köper 51 procent av LLC Petroresurs, som äger 100 procent av licensen för blocket. Köpeskillingen avseende ägarandelen om 51 procent beräknas utifrån historiska utgifter för Laganskyblocket och kommer att betalas till Lundin Petroleum och Gunvor i form av uppskjutna betalningar. Efter att transaktionen är slutförd kommer Lundin Petroleum att ha en andel av Laganskyblocket om 34,3 procent.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2013 (rapporteringsperioden) uppgick till 49,9 MUSD (156,6 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 53,9 MUSD (159,7 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,17 USD (0,51 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 742,3 MUSD (854,3 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 2,39 USD (2,75 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 770,8 MUSD (594,0 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,49 USD (1,91 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 907,6 MUSD (1 028,9 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 932,9 MUSD (982,2 MUSD). Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 98,32 USD (101,21 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 108,46 USD (112,21 USD) per fat. Alvheim- och Volundfältens laster med råolja som såldes under rapporteringsperioden motsvarade 79 procent (76 procent) av totala sålda volymer och 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 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	6 079,7	2 138,2	6 210,7	2 001,7	8 270,1
– Genomsnittspris per boe	111,34	112,31	115,60	113,57	115,29
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	797,4	363,9	703,2	211,0	1 041,1
– Genomsnittspris per boe	106,60	108,67	111,22	111,62	110,44
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	1,2	–	1,2	–	1,7
– Genomsnittspris per boe	97,34	–	99,47	–	100,09
Ryssland					
– Kvantitet i Mboe	634,6	196,3	756,2	246,4	981,6
– Genomsnittspris per boe	78,26	81,27	76,70	75,75	77,23
Tunisien					
– Kvantitet i Mboe	–	–	227,5	–	227,5
– Genomsnittspris per boe	–	–	108,14	–	108,14
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	7 512,9	2 698,4	7 898,8	2 459,1	10 522,0
– Genomsnittspris per boe	108,04	109,56	111,27	109,62	110,90
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	1 047,5	285,7	1 046,4	428,1	1 513,9
– Genomsnittspris per boe	71,31	68,00	61,42	60,34	64,18
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	531,2	167,3	534,8	176,7	704,2
– Genomsnittspris per boe	63,34	61,30	59,32	59,61	60,18

Indonesien

– Kvantitet i Mboe	396,1	132,2	224,7	62,5	338,1
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	<i>32,46</i>	<i>32,78</i>	<i>32,79</i>	<i>32,66</i>	<i>32,43</i>
Summa försäljning gas					
– Kvantitet i Mboe	1 974,8	585,2	1 805,9	667,3	2 556,2
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	<i>61,37</i>	<i>58,13</i>	<i>57,24</i>	<i>57,55</i>	<i>59,69</i>
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	9 487,7	3 283,6	9 704,7	3 126,4	13 078,2
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	<i>98,32</i>	<i>100,39</i>	<i>101,21</i>	<i>98,51</i>	<i>100,89</i>

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 47 procent (45 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 108,13 USD per fat (109,97 USD per fat) och återstående 53 procent (55 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 51,57 USD per fat (49,78 USD per fat).

Försäljning av olja och gas 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 om 38,0 MUSD (26,4 MUSD) har redovisats som en kostnad i resultaträkningen och är främst hänförlig till Norge, där sålida volymer var lägre än producerade volymer under rapporteringsperioden. Volymerna av uttagen olja från Alvheim- och Volundfälten var cirka 460 tusen fat (Mbbbl) högre än producerade volymer under det tredje kvartalet 2013, vilket berodde på timingen för uttagen som är hänförliga till försäljningskontraktet för Alvheim Blend.

Övriga intäkter uppgick till 12,7 MUSD (20,3 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade justeringen för kvalitetsskillnader som erhållits från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältens ägare i Norge, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Jämförelseperioden innehåller 11,0 MUSD avseende en överenskommelse för att på nytt fastställa licensandelar i Nederländerna.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna, inklusive förändringar i lager uppgick för rapporteringsperioden till 137,2 MUSD (150,6 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 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	82,0	23,4	76,4	25,9	105,6
– <i>i USD per boe</i>	<i>9,03</i>	<i>8,67</i>	<i>7,83</i>	<i>7,69</i>	<i>8,09</i>
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	19,9	6,6	21,0	7,4	29,7
– <i>i USD per boe</i>	<i>2,18</i>	<i>2,39</i>	<i>2,15</i>	<i>2,19</i>	<i>2,27</i>
Royalty och direkta skatter					
– i MUSD	34,0	10,8	39,0	11,9	51,3
– <i>i USD per boe</i>	<i>3,74</i>	<i>3,98</i>	<i>4,00</i>	<i>3,55</i>	<i>3,93</i>
Förändringar i lager					
– i MUSD	-0,1	2,2	12,4	-1,2	14,8
– <i>i USD per boe</i>	<i>-0,01</i>	<i>0,84</i>	<i>1,27</i>	<i>-0,36</i>	<i>1,13</i>
Övrigt					
– i MUSD	1,4	–	1,8	0,6	1,8
– <i>i USD per boe</i>	<i>0,16</i>	–	<i>0,18</i>	<i>0,18</i>	<i>0,14</i>
Totala produktionskostnader					
– i MUSD	137,2	43,0	150,6	44,6	203,2
– <i>i USD per boe</i>	<i>15,10</i>	<i>15,88</i>	<i>15,43</i>	<i>13,25</i>	<i>15,56</i>

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 82,0 MUSD (76,4 MUSD), och inkluderade kostnader hänförliga till arbete på vatteninjicerings-borrningarna som delas av Alvheim- och Volundfälten, Norge och underhållsarbeten på borrningarna och underhållsprojekt på Paris Basinfälten, Frankrike, vilka genomfördes under de första sex månaderna 2013.

Utvinningskostnaden per fat för rapporteringsperioden uppgick till 9,03 USD (7,83 MUSD) per fat och till 8,67 USD (7,69 USD) per fat för det tredje kvartalet 2013. Utvinningskostnaden per fat är högre än för jämförelseperioderna 2012, främst beroende på underhållsarbete på borrningar i Norge och Frankrike under 2013. Den högre utvinningskostnaden för det tredje kvartalet 2013 om 8,67 USD per fat i förhållande till jämförelseperioden påverkas av de lägre produktionsvolymerna, vilket är ett resultat av planerade driftstopp för underhållsarbete på de norska producerande fälten under juli och augusti 2013.

Den förväntade genomsnittliga utvinningskostnaden per fat för helåret 2013 uppgår till 10,20 USD per fat, inkluderat planerat reparationsarbete på Knelerborrningarna på Alvheimfältet som ska genomföras under det fjärde kvartalet. Den förväntade genomsnittliga utvinningskostnaden skulle vara lägre än 8,00 USD per fat om verksamhetsprojekt exkluderas.

Royalty och direkta skatter uppgick till 34,0 MUSD (39,0 MUSD) och inkluderade 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 23,19 USD (23,16 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 54,04 USD (57,07 USD) per fat för rapporteringsperioden.

Förändring i lager utgjordes av en kreditering om 0,1 MUSD, netto under rapporteringsperioden jämfört med en kostnad om 12,4 MUSD, netto för jämförelseperioden. Under det tredje kvartalet 2013 bidrog ett uttag från Aquitaine-fälten, Frankrike till produktionskostnaden för det tredje kvartalet med en kostnad om 2,2 MUSD, netto. Under 2012 genomfördes uttag av lager från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilket var huvudorsaken till kostnaden om 12,4 MUSD för jämförelseperioden.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 122,1 MUSD (141,4 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 73 procent av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad per fat om 13,35 USD. De lägre avskrivningarna för det tredje kvartalet, 2013 jämfört med tidigare kvartal 2013 beror till största delen på lägre producerade volymer i Norge under det tredje kvartalet 2013.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 152,8 MUSD (33,6 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under det tredje kvartalet 2013 kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 18,5 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för prospekteringsborrningarna Biotitt och Cliffhanger i Norge i PL544 och PL265 och kostnader hänförliga till vissa norska licenser som återlämnades under det tredje kvartalet.

Under de första sex månaderna 2013 kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 134,3 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden i Norge för ej framgångsrika borrningar med tillhörande licenskostnader samt ej framgångsrika licensansökningar i den 22:a norska licensrundan.

Nedskrivningar

Nedskrivningar i resultaträkningen uppgick till 123,4 MUSD (- MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Det bokförda värdet av olje- och gastillgångar bedöms regelbundet för att säkerställa återvinning.

Det bokförda värdet av fyndigheterna Janglau och Ara på PM308A, Malaysia kostnadsfördes i sin helhet i det tredje kvartalet 2013 till ett belopp om 41,7 MUSD (- MUSD) till följd av färdigställande av tekniska studier av blocket. En uppskjuten skattecredit om 2,2 MUSD har lösts upp mot den ej kassaflödespåverkande nedskrivningen om 41,7 MUSD.

Under det andra kvartalet 2013 kostnadsfördes nedskrivningar om 81,7 MUSD, vilka var främst hänförliga till gasfyndigheterna som inte bedömts vara kommersiella i PL438 Skalle, PL533 Salina och PL088 Peik i Norge.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 31,5 MUSD (26,4 MUSD), vilka innehöll ej kassaflödespåverkande krediteringar om 4,7 MUSD (11,1 MUSD), hänförliga till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP). De högre administrationskostnaderna och avskrivningarna under det

tredje kvartalet i förhållande till tidigare kvartal under 2013 är hänförliga till den ej kassaflödespåverkande kostnaden för koncernens LTIP program.

Den ej kassaflödespåverkande kostnaden som är resultatet av ytterligare LTIP som redovisats under rapporteringsperioden har delvis kompenseras av en nedgång i Lundin Petroleum aktiens börskurs. 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 Petroleums aktiekurs sjönk med sju procent till 138,60 SEK per aktie under rapporteringsperioden, jämfört med en nedgång om fem procent från 169,20 SEK per aktie för jämförelseperioden. Börskursen steg med fyra procent till 138,60 SEK per aktie under det tredje kvartalet 2013, vilket medförde en kostnad om 7,9 MUSD. Lundin Petroleum har kompensert kassaflödesexponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

Den kassaflödespåverkande kostnaden uppgick till 23,6 MUSD (12,9 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade omföringen av kostnader som tidigare redovisades som utgifter i verksamheten samt vissa konsultervoden avseende affärsutvecklingsaktiviteter.

Avskrivningar på anläggningstillgångar uppgick till 3,2 MUSD (2,4 MUSD) för rapporteringsperioden.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 12,4 MUSD (16,8 MUSD) och beskrivs i not 4. Jämförelseperioden inkluderade en vinst vid konsolidering av ett dotterbolag om 13,4 MUSD.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 63,6 MUSD (38,1 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 3,8 MUSD (4,8 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisas över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under rapporteringsperioden, till ett belopp om 11,1 MUSD (1,9 MUSD).

Valutakursförluster för rapporteringsperioden uppgick till 33,2 MUSD (-0,7 MUSD vinst), netto. Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärderingen av rörelsekapital och lånebalanser till den gällande valutakursen på balansdagen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Under rapporteringsperioden förstärktes US dollarn mot de flesta av de funktionella valutorna i koncernbolagen och detta har fått redovisade valutakursförluster till följd. Lundin Petroleums underliggande värde är baserat på US dollarn och detta är valutan som driver intäkterna. En starkt US dollar har en positiv övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det ökar US dollarns köpkraft för att kunna köpa de valutor, i vilka koncernens verksamhetsutgifter uppkommer. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn, vilket beskrivs i sektionen nedan om derivatinstrument. Under rapporteringsperioden säkrades den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakurssäkringar till 5,6 MUSD (2,9 MUSD)

Avskrivningarna för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 6,5 MUSD (4,6 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.

Engagemangsavgifter för lånefaciliteten uppgick till 13,7 MUSD (5,6 MUSD) för rapporteringsperioden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till engagemangsavgifterna avseende den ej utnyttjade delen av 2,5 miljarder USD faciliteten som ingicks i juni 2012, vilket är att jämföras med engagemangsavgifterna för den ej utnyttjade delen av den tidigare kreditfaciliteten om 850 MUSD. Engagemangsavgifterna uppgick till 4,1 MUSD under det tredje kvartalet 2013 jämfört med 5,0 MUSD för det tredje kvartalet 2012.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 229,5 MUSD (499,0 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 6.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 0,4 MUSD (-284,4 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden, av vilken en intäkt om 16,2 MUSD (262,6 MUSD kostnad) varr hänförlig till Norge. En aktuell skatteintäkt om 38,8 MUSD redovisas i det tredje kvartalet, vilket beror på den ökande nivån på utbyggnads- och prospekteringsutgifter i Norge, som visas i avsnittet omsättningstillgångar nedan. Den aktuella skattekrediten i Norge, för rapporteringsperioden kompenseras främst av den aktuella skattekostnaden i den franska verksamheten.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 229,9 MUSD (214,7 MUSD) för rapporteringsperioden och uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. I Norge uppgick den uppskjutna skattekostnaden till 226,8 MUSD (211,0 MUSD) för rapporteringsperioden.

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 82 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 i Norge som redovisades under det andra kvartalet och nedskrivningen i Malaysia som redovisades under det tredje kvartalet, 2013 inte var skattemässigt avdragsgilla.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -4,0 MUSD (-3,1 MUSD) och var främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

BALANSRÄKNINGEN

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 3 541,1 MUSD (2 864,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	758,0	379,8	235,9	101,2	369,0
Frankrike	5,5	2,2	26,3	5,7	29,2
Nederländerna	3,5	1,6	6,8	2,0	8,5
Indonesien	-1,0	-	-	-	-0,4
Ryssland	1,9	1,1	5,7	1,7	7,5
Malaysia	4,8	4,8	-	-	-
	772,7	389,5	274,7	110,6	413,8

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 758,0 MUSD (235,9 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilket 721,1 MUSD (174,7 MUSD) investerades i Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	389,5	150,7	210,2	99,1	323,2
Frankrike	2,1	1,0	4,1	3,1	9,8
Indonesien	7,8	-0,7	13,4	6,7	16,4
Ryssland	3,7	1,6	1,8	-1,2	3,6
Malaysia	33,2	7,3	60,3	48,7	100,5
Övriga	0,3	0,1	4,3	2,0	3,8
	436,6	160,0	294,1	158,4	457,3

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 389,5 MUSD (210,2 MUSD) i Norge, främst på utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet och prospekteringsborrning på Ognå-, Jorvik-, Carlsberg- och Biotittstrukturerna, fyndighetsborrningen Gohta och borringen 6608/2-1S på PL330 som avslutades i oktober 2013.

I Malaysia redovisades 33,2 MUSD (60,3 MUSD) under rapporteringsperioden, för Araborringen på block PM308A, vilken genomfördes över årets slut samt slutförandet av insamlingsprogrammet av seismik över blocken PM307, PM319 och SB307/308.

Materiella anläggningstillgångar uppgick till 69,2 MUSD (49,4 MUSD) och inkluderade ett belopp om 47,9 MUSD (32,5 MUSD) hänförligt till Ikdam FPSO-fartyget och 21,3 MUSD (16,9 MUSD) hänförligt till andra materiella anläggningstillgångar. Ikdam FPSO-fartyget uppgraderas för närvarande för att användas på fältutbyggnadsprojektet Bertam i Malaysia.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 60,7 MUSD (44,1 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 19,1 MUSD (20,0 MUSD) och var främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat. Uppskjutna

skattefordringar uppgick till 14,0 MUSD (13,3 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de outnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna. Bolagsskatt uppgick till 16,2 MUSD (- MUSD) och utgjordes av den norska skatteåterbetalningen 2013 som kommer att erhållas i december 2014. Detta är redovisat som del i finansiella anläggningstillgångar och kommer att omklassificeras till omsättningstillgångar vid slutet av 2013.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 217,9 MUSD (238,4 MUSD) och beskrivs i not 9.

Lager uppgick till 20,2 MUSD (18,7 MUSD) och inkluderade både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Kundfordringar uppgick till 119,8 MUSD (125,9 MUSD) och inkluderade 93,1 MUSD (100,6 MUSD) hänförliga till Norge. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Underuttagspositionen uppgick till 8,5 MUSD (26,4 MUSD) av vilken 7,2 MUSD (24,6 MUSD) var hänförlig till produktion från Gaupefältet, Norge. Bolagsskatt uppgick till 4,8 MUSD (4,0 MUSD) och inkluderade en skatteåterbetalning i Frankrike om 4,0 MUSD (3,5 MUSD). Fordringar på joint venture uppgick till 24,4 MUSD (11,5 MUSD) och ökade jämfört med slutet av föregående år beroende på högre aktivitetsnivå och intjänande av tidigare nedlagda kostnader till följd av infarmning av vissa indonesiska licenser. Derivatinstrument uppgick till 0,2 MUSD (9,1 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutasäkringskontrakten, se avsnittet om derivatinstrument nedan. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 33,4 MUSD (32,9 MUSD) och inkluderade förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader.

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

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 361,8 MUSD (1 204,6 MUSD) och beskrivs i not 10.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 214,2 MUSD (190,5 MUSD) och var hänförliga till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under rapporteringsperioden till följd av inkluderandet av Brynhildfältets utbyggnad. Modell-, manifoldkonstruktion och pipelines installerades på havsbotten under det andra kvartalet 2013 och borrning pågår. Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 1 104,6 MUSD (942,2 MUSD), av vilken 962,9 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 nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land. Den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program uppgick till 37,0 MUSD (67,1 MUSD). Lundin Petroleum's 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. Derivatinstrument uppgick till 1,6 MUSD (- MUSD) och är hänförligt till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt som förfaller efter tolv månader.

Finansiella skulder uppgick till 866,7 MUSD (384,2 MUSD). Banklån uppgick till 905,0 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 38,3 MUSD (47,8 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 24,5 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 458,5 MUSD (423,4 MUSD) och beskrivs i not 12.

Överuttagspositionen uppgick till 21,3 MUSD (0,5 MUSD) och var hänförlig till överuttaget på Alvheim- och Volundfältens del i produktionen per den 30 september 2013. 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 september 2013 ingick ett belopp om - MUSD (1,6 MUSD) i upplupna intäkter. Skatteskulder uppgick till 4,5 MUSD (170,0 MUSD), av vilka - MUSD (163,6 MUSD) var hänförliga till Norge. Norska skattebetalningar hänförliga till beskattningsåret 2012 betalades under den första hälften av 2013. En norsk skatteåterbetalning förväntas att erhållas i december 2014 avseende beskattningsåret 2013. Skuld till joint venture uppgick till 378,2 MUSD (213,9 MUSD) och är främst hänförlig till utbyggnads- och borrhänsaktivitetsnivån i Norge och ökningen återspeglar den högre aktivitetsnivån. Derivatinstrument uppgick till 2,8 MUSD (- MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt som förfaller inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 40,2 MUSD (8,8 MUSD) och var hänförliga till den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program. Den kortfristiga delen av avsättningen per den 30 september 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 -56,4 MSEK (-58,3 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 58,1 MSEK (77,5 MSEK) och garanti-intäkter om 2,3 MSEK (- MSEK) och ränteintäkter från ett koncernbolag om 0,4 MSEK (25,7 MSEK räntekostnad).

Ställda säkerheter till ett belopp om 12 259,5 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 (0,3 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.

Under det tredje kvartalet 2013 anskaffade koncernen en affärsjet från ett närstående bolag för 2,8 MUSD. Affärsjeten har aktiverats som del av materiella anläggningstillgångar.

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 Petroleum's 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 överenskommit 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 september 2013 uppgår till 1 912,4 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 Petroliam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas). Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden hänförliga till viss av dessa PSC:s och det utestående beloppet per den 30 september uppgick till 12,5 MUSD. Utöver detta har bankgarantier ställts ut avseende arbetsåtaganden uppgående till 0,9 MUSD i Indonesien.

HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum resultatet från borrningen som genomförts på en ny, ej tidigare prospekterad plats 6608/2-1S, Norge, för vilken Lundin Petroleum inte är operatör, som ett torrt hål.

I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum undertecknandet, tillsammans med sin partner Gunvor av ett principavtal (Heads of agreement) med Rosneft att gemensamt sälja 51 procent av LLC PetroResurs. Lundin Petroleum innehar nu 70 procent av aktieinnehavet i LLC PetroResurs som är 100-procentig ägare av Laganskylicensen som innehåller Morskayafyndigheten. Slutligt avtal förväntas vara klart under 2014. Någon nedskrivning av Morskayatillgången förväntas inte till följd av denna transaktion.

I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum att Geoffrey Turbott, VP Finance och CFO kommer att lämna bolaget vid mitten av 2014. Under överenskomna villkor för avgångsvederlag kommer Geoffrey Turbott erhålla en utbetalning motsvarande ett års grundlön vid hans avgång. I enlighet med villkoren avseende planen för syntetiska optioner kommer Geoffrey Turbott att erhålla full betalning för sin tilldelning under planen 2014. Koncernen har också ingått ett låneavtal med Geoffrey Turbott till ett maximalt belopp motsvarande 3,0 MUSD. Belopp som betalas ut under detta låneavtal skall komma att betalas tillbaka den 30 juni 2014 eller tidigare och kommer att påföras kommersiell ränta.

AKTIEDATA

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

I juli 2013 anskaffade Lundin Petroleum 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 september 2013 var 124 492 respektive 239 294 och 423,939.

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 september 2013 till 138,60 SEK. Avsättningen för de syntetiska optionerna uppgick till 69,8 MUSD inklusive sociala avgifter per den 30 september 2013 och marknadsvärdet på aktierna per den 30 september 2013 var 180,3 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP i de finansiella rapporterna. Mer information om behandlingen i redovisningen finns i avsnittet långfristiga skulder ovan.

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 september 2013 har en kortfristig tillgång, uppgående till 0,2 MUSD (9,1 MUSD), vilken representerar det verkliga värdet av de utestående räntesäkringskontrakten. Jämförelseperiodens kortfristiga tillgång var hänförlig till valutasäkringskontrakt. Dessutom har en kortfristig skuld om 2,8 MUSD (- MUSD) och en långfristig skuld om 1,6 MUSD (- MUSD) redovisats, vilka representerar det verkliga värdet på de utestående valuta- och räntesäkringarna.

VALUTAKURSER

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

	30 sep 2013		30 sep 2012		31 dec 2012	
	Average	Period end	Average	Period end	Average	Period end
1 USD motsvarar NOK	5,8145	6,0081	5,8613	5,6995	5,8148	5,5639
1 USD motsvarar Euro	0,7592	0,7405	0,7802	0,7734	0,7778	0,7579
1 USD motsvarar Rubel	31,6276	32,4502	31,0502	31,0441	31,0546	30,5665
1 USD motsvarar SEK	6,5138	6,4106	6,8146	6,5350	6,7725	6,5045

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Intäkter¹	1	907,6	279,8	1 028,9	343,3	1 375,8
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader ¹	2	-137,2	-43,0	-150,6	-44,6	-203,2
Avskrivningar		-122,1	-36,5	-141,4	-53,7	-191,4
Prospekteringskostnader		-152,8	-18,5	-33,6	-10,6	-168,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		-123,4	-41,7	–	–	-237,5
Bruttoresultat	3	372,1	140,1	703,4	234,4	575,3
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-31,5	-16,1	-26,4	-25,8	-31,8
Rörelseresultat		340,6	124,0	677,0	208,5	543,5
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	4	2,4	0,6	16,8	9,1	27,3
Finansiella kostnader	5	-63,6	-26,8	-38,1	-10,0	-48,5
		-61,2	-26,2	-21,3	-0,9	-21,2
Resultat före skatt		279,4	97,8	655,6	207,6	522,3
Inkomstskatt	6	-229,5	-96,1	-499,0	-162,7	-418,4
Periodens resultat		49,9	1,7	156,6	44,9	103,9
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:		53,9	3,0	159,7	45,9	108,2
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-4,0	-1,3	-3,1	-1,0	-4,3
Periodens resultat		49,9	1,7	156,6	44,9	103,9
Resultat per aktie – USD ²		0,17	0,01	0,51	0,15	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 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Periodens resultat	49,9	1,7	156,6	44,9	103,9
Övrigt totalresultat					
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen					
Valutaomräkningsdifferens	-34,3	23,1	36,2	45,3	61,6
Kassaflödessäkring	-13,3	3,7	14,0	11,3	9,2
Investeringar som kan säljas	-0,9	1,4	19,0	13,5	16,1
Skatt på totalresultat	3,3	-1,0	-3,5	-2,8	-2,3
Övrigt totalresultat efter skatt	-45,2	27,2	65,7	67,4	84,6
Totalresultat	4,7	28,9	222,3	112,3	188,5
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	11,3	29,5	223,6	110,7	190,2
Innehav utan bestämmande inflytande	-6,6	-0,6	-1,3	1,6	-1,7
	4,7	28,9	222,3	112,3	188,5

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	30 september 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	3 541,1	2 864,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		69,2	49,4
Finansiella tillgångar	8	60,7	44,1
Summa anläggningstillgångar		3 671,0	2 957,9
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	9	217,9	238,4
Likvida medel		97,4	97,4
Summa omsättningstillgångar		315,3	335,8
SUMMA TILLGÅNGAR		3 986,3	3 293,7
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 173,6	1 182,4
Innehav utan bestämmande inflytande		61,0	67,7
Totalt eget kapital		1 234,6	1 250,1
Långfristiga skulder			
Avsättningar	10	1 361,8	1 204,6
Banklån	11	866,7	384,2
Övriga långfristiga skulder		24,5	22,6
Summa långfristiga skulder		2 253,0	1 611,4
Kortfristiga skulder			
Kortfristiga skulder	12	458,5	423,4
Avsättningar	10	40,2	8,8
Summa kortfristiga skulder		498,7	432,2
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		3 986,3	3 293,7

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Kassaflöde från verksamheten						
Periodens resultat		49,9	1,7	156,6	44,9	103,9
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	14	692,5	225,1	706,3	255,9	1 056,9
Vinst vid försäljning av tillgång		–	–	–	–	-1,1
Erhållen ränta		0,8	0,2	1,3	0,6	3,5
Betald ränta		-13,8	-5,8	-5,6	-2,3	-8,9
Betald skatt		-174,2	-8,8	-307,2	-53,8	-428,8
Förändringar i rörelsekapital		223,2	147,3	69,8	38,1	93,5
Summa kassaflöde från verksamheten		778,4	359,7	621,2	283,4	819,0
Kassaflöde från investeringar						
Investering i olje- och gastillgångar		-1 209,2	-549,8	-567,2	-268,2	-919,4
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-19,7	-10,5	-4,8	-3,4	-9,7
Investering i dotterbolag		-3,5	-3,5	-10,2	-10,2	-10,2
Betalda återställningskostnader		-0,7	0,2	-8,7	-8,7	-18,6
Övriga betalningar		-0,4	-0,2	-2,9	-0,4	-3,2
Summa kassaflöde från investeringar		-1 233,6	-563,8	-593,8	-290,9	-961,1
Kassaflöde från finansiering						
Förändring av långfristiga fordringar		474,7	220,6	114,5	121,6	225,7
Betalda finansieringsavgifter		–	–	-48,8	-48,3	-49,2
Köp av egna aktier		-20,1	-1,7	-8,7	–	-8,7
Utdelningar		-0,1	–	–	–	–
Summa kassaflöde från finansiering		454,5	218,9	57,0	73,3	167,8
Förändring av likvida medel		-0,7	14,8	84,4	65,8	25,7
Likvida medel vid periodens början		97,4	86,5	73,6	90,6	73,6
Valutakursdifferenser i likvida medel		0,7	-3,9	-1,1	0,5	-1,9
Likvida medel vid periodens slut		97,4	97,4	156,9	156,9	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	–	63,9	–	159,7	-1,3	222,3
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	-8,7	–	–	–	-8,7
Balans per den 30 september 2012	0,5	393,0	662,6	159,7	68,1	1 283,9
Totalresultat	–	18,1	–	-51,5	-0,4	-33,8
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	–	-42,6	–	53,9	-6,6	4,7
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-20,1	–	–	–	-20,1
Summa transaktioner med ägare	–	-20,1	–	–	-0,1	-20,1
Balans per den 30 september 2013	0,5	348,4	770,8	53,9	61,0	1 234,6

KONCERNENS NOTER

Not 1. Intäkter,	1 jan 2013- 30 sep 2013	1 jul 2013- 30 sep 2013	1 jan 2012- 30 sep 2012	1 jul 2012- 30 sep 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Olja	811,7	295,7	878,9	269,6	1 169,0
Kondensat	2,3	0,9	0,7	0,2	3,3
Gas	118,9	33,1	102,6	38,1	147,2
Försäljning av olja och gas	932,9	329,7	982,2	307,9	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	-38,0	-54,0	26,4	20,9	30,7
Övriga intäkter	12,7	4,1	20,3	14,5	25,6
Intäkter	907,6	279,8	1 028,9	343,3	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 sep 2013	1 jul 2013- 30 sep 2013	1 jan 2012- 30 sep 2012	1 jul 2012- 30 sep 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Utvinningskostnader	82,0	23,4	76,4	25,9	105,6
Tariff- och transportkostnader	19,8	6,5	21,0	7,4	29,7
Direkta produktionsskatter	34,0	10,8	39,0	11,9	51,3
Förändring i under- och överuttag	-	2,3	12,4	-1,3	14,8
Övriga	1,4	-	1,8	0,7	1,8
	137,2	43,0	150,6	44,6	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 sep 2013	1 jul 2013- 30 sep 2013	1 jan 2012- 30 sep 2012	1 jul 2012- 30 sep 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Norge					
Olja	676,9	240,2	717,9	227,3	953,4
Kondensat	1,5	0,7	-	-	2,3
Gas	73,2	18,7	64,3	25,9	94,9
Försäljning av olja och gas	751,6	259,6	782,2	253,2	1 050,6
Förändring i under- och överuttag	-37,9	-52,1	27,5	20,8	31,4
Övriga intäkter	4,1	1,2	4,7	1,6	6,5
Intäkter	717,8	208,7	814,4	275,6	1 088,5
Produktionskostnader	-52,4	-14,0	-46,6	-19,3	-65,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-89,2	-26,0	-114,5	-42,6	-154,1
Prospekteringskostnader	-150,6	-17,2	-13,7	-0,7	-103,1
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	-81,7	-	-	-	-205,8
Bruttoresultat	343,9	151,5	639,6	213,0	560,0
Frankrike					
Olja	85,0	39,5	78,3	23,6	115,0
Försäljning av olja och gas	85,0	39,5	78,3	23,6	115,0
Förändring i under- och överuttag	-2,1	-1,9	-	0,1	-
Övriga intäkter	1,8	0,7	1,1	0,4	2,6
Intäkter	84,7	38,3	79,4	24,1	117,6
Produktionskostnader	-27,7	-10,5	-17,5	-5,0	-29,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-9,1	-3,1	-8,7	-2,8	-11,7
Prospekteringskostnader	-0,1	-	-0,4	-0,1	-5,0
Bruttoresultat	47,8	24,7	52,8	16,2	71,0

Not 3. Segment information forts.,	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD					
Nederländerna					
Olja	0,1	–	0,1	–	0,2
Kondensat	0,8	0,2	0,7	0,2	1,0
Gas	32,9	10,1	31,0	10,2	41,4
Försäljning av olja och gas	33,8	10,3	31,8	10,4	42,6
Förändring i under- och överuttag	2,0	–	-0,5	-0,1	-0,7
Övriga intäkter	1,3	0,4	11,9	11,3	12,2
Intäkter	37,1	10,7	43,2	21,6	54,1
Produktionskostnader	-9,8	-3,4	-8,6	-2,8	-12,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-11,4	-3,4	-8,0	-2,6	-10,4
Prospekteringskostnader	-1,3	-1,3	-0,5	–	-0,6
Bruttoresultat	14,6	2,6	26,1	16,2	30,7
Indonesien					
Gas	12,8	4,3	7,3	2,0	10,9
Försäljning av olja och gas	12,8	4,3	7,3	2,0	10,9
Förändring i under- och överuttag	–	–	-0,6	0,1	–
Intäkter	12,8	4,3	6,7	2,1	10,9
Produktionskostnader	-3,8	-1,5	-3,8	-0,9	-5,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-8,6	-2,8	-3,4	-1,1	-5,6
Prospekteringskostnader	-0,3	-0,1	-7,1	-0,1	-7,4
Bruttoresultat	0,1	-0,1	-7,6	–	-7,6
Ryssland					
Olja	49,7	16,0	58,0	18,7	75,8
Försäljning av olja och gas	49,7	16,0	58,0	18,7	75,8
Intäkter	49,7	16,0	58,0	18,7	75,8
Produktionskostnader	-43,5	-13,6	-49,8	-15,1	-65,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-3,8	-1,2	-3,3	-1,1	-4,3
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	–	–	–	–	-31,7
Bruttoresultat	2,4	1,2	4,9	2,5	-25,4
Övriga					
Olja ¹	–	–	24,6	–	24,6
Försäljning av olja och gas	–	–	24,6	–	24,6
Övriga intäkter	5,5	1,8	2,6	1,2	4,3
Intäkter	5,5	1,8	27,2	1,2	28,9
Produktionskostnader	–	–	-24,3	-1,5	-24,7
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	-3,5	-3,5	-5,3
Prospekteringskostnader ²	-0,5	0,1	-11,8	-9,7	-52,3
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar ³	-41,7	-41,7	–	–	–
Bruttoresultat	-36,7	-39,8	-12,4	-13,5	-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.

³ Under rapporteringsperioden har nedskrivningar av olje- och gas tillgångar, hänförliga till Malaysia redovisats.

Totalt					
Olja	811,7	295,7	878,9	269,6	1 169,0
Kondensat	2,3	0,9	0,7	0,2	3,3
Gas	118,9	33,1	102,6	38,1	147,2
Försäljning av olja och gas	932,9	329,7	982,2	307,9	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	-38,0	-54,0	26,4	20,9	30,7
Övriga intäkter	12,7	4,1	20,3	14,5	25,6
Intäkter	907,6	279,8	1 028,9	343,3	1 375,8
Produktionskostnader	-137,2	-43,0	-150,6	-44,6	-203,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-122,1	-36,5	-141,4	-53,7	-191,4
Prospekteringskostnader	-152,8	-18,5	-33,5	-10,6	-168,4
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	-123,4	-41,7	–	–	-237,5
Bruttoresultat	372,1	140,1	703,4	234,4	575,3

Not 4. Finansiella intäkter,	1 jan 2013- 30 sep 2013	1 jul 2013- 30 sep 2013	1 jan 2012- 30 sep 2012	1 jul 2012- 30 sep 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Ränteintäkter	1,8	0,5	2,5	0,9	5,1
Valutakursvinster, netto	–	–	0,7	-5,2	6,2
Garanti-intäkter	0,3	0,1	–	–	0,2
Vinst vid konsolidering av dotterbolag	–	–	13,4	13,4	13,4
Övriga	0,3	–	0,2	0,1	2,4
	2,4	0,6	16,8	9,2	27,3

Not 5. Finansiella kostnader,	1 jan 2013- 30 sep 2013	1 jul 2013- 30 sep 2013	1 jan 2012- 30 sep 2012	1 jul 2012- 30 sep 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Räntekostnader	3,8	1,1	4,8	1,6	6,8
Valutakursförluster, netto	33,2	17,1	–	–	–
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	1,0	0,5	0,2	–	0,2
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	4,6	1,5	3,8	1,3	5,1
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	6,5	2,1	4,6	2,1	6,6
Engagemangavgifter för lånefacilitet	13,7	4,1	5,6	4,9	10,3
Nedskrivning av övriga aktier	–	–	18,6	–	18,6
Övriga	0,8	0,4	0,5	0,2	0,9
	63,6	26,8	38,1	10,1	48,5

Not 6. Inkomstskatter,	1 jan 2013- 30 sep 2013	1 jul 2013- 30 sep 2013	1 jan 2012- 30 sep 2012	1 jul 2012- 30 sep 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Aktuell skatt	-0,4	-31,1	284,3	80,3	341,3
Uppskjuten skatt	229,9	127,2	214,7	82,4	77,1
	229,5	96,1	499,0	162,7	418,4

Not 7. Olje- och gastillgångar, MUSD	30 sep 2013	31 dec 2012
Norge	2 396,9	1 702,3
Frankrike	221,2	216,8
Nederländerna	58,2	65,8
Indonesien	94,7	96,9
Ryssland	591,1	599,2
Malaysia	179,0	183,4
	3 541,1	2 864,4

Not 8. Finansiella tillgångar, MUSD	30 sep 2013	31 dec 2012
Övriga aktier och andelar	19,1	20,0
Obligationer	10,1	9,5
Uppskjutna skattefordringar	14,0	13,3
Bolagsskatt	16,2	–
Övriga	1,3	1,3
	60,7	44,1

Not 9. Fordringar och lager, MUSD	30 sep 2013	31 dec 2012
Lager	20,2	18,7
Kundfordringar	119,8	125,9
Underuttag	8,5	26,4
Bolagsskatt	4,8	4,0
Fordringar på Joint venture	24,4	11,5
Derivatinstrument	0,2	9,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter		32,9
Övriga	6,6	9,9
	217,9	238,4

Not 10. Avsättningar, MUSD	30 sep 2013	31 dec 2012
Långfristiga:		
Återställningskostnader	214,2	190,5
Uppskjuten skatteskuld	1 104,6	942,2
Långfristiga incitamentsprogram	37,0	67,1
Derivatinstrument	1,6	–
Pension	1,5	1,5
Övriga	2,9	3,3
	1 361,8	1 204,6
Kortfristiga:		
Långfristiga incitamentsprogram	40,2	8,8
	40,2	8,8
	1 402,0	1 213,4

Not 11. Finansiella skulder, MUSD	30 sep 2013	31 dec 2012
Banklån	905,0	432,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-38,3	-47,8
	866,7	384,2

Not 12. Kortfristiga skulder, MUSD	30 sep 2013	31 dec 2012
Leverantörsskulder	9,8	15,7
Förutbetalda intäkter	–	1,6
Överuttag	21,3	0,5
Skatteskulder	4,5	170,0
Upplupna kostnader	33,7	8,3
Skulder till Joint venture	378,2	213,9
Derivatinstrument	2,8	–
Övriga	8,2	13,4
	458,5	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 september 2013 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	18,7	–	0,4
– Obligationer	10,1	–	–
– Derivatinstrument – långfristiga	–	–	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	0,2	–
	28,8	0,2	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	1,6	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	2,8	–
	–	4,4	–
<hr/>			
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 överensstämma 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 överenskommit 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 sep 2013	1 jul 2013- 30 sep 2013	1 jan 2012- 30 sep 2012	1 jul 2012- 30 sep 2012	1 jan 2012- 31 dec 2012
MUSD	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Prospekteringskostnader	152,8	18,5	33,6	10,6	168,5
Avskrivningar och nedskrivningar	125,3	37,7	140,2	50,9	189,3
Aktuell skatt	-0,4	-31,1	284,3	80,3	341,3
Uppskjuten skatt	229,9	127,2	214,7	82,4	77,1
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	123,4	41,7	-	-	237,5
Nedskrivning av övriga aktier	-	-	18,6	-	18,6
Långfristiga incitamentsprogram	9,3	8,9	14,2	27,9	13,0
Övriga	52,2	22,2	0,7	3,7	11,6
	692,5	225,1	706,3	255,9	1 056,9

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Intäkter	0,9	1,0	44,0	22,7	71,0
Administrationskostnader	-58,1	-27,2	-77,5	-82,4	-84,6
Rörelseresultat	-57,2	-26,2	-33,5	-59,7	-13,6
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	2,4	0,7	1,0	0,3	807,1
Finansiella kostnader	-1,6	-1,5	-25,8	-8,7	-31,3
	0,8	-0,8	-24,8	-8,3	775,8
Resultat före skatt	-56,4	-27,0	-58,3	-68,0	762,2
Skatt	-	-	-	-	-
Periodens resultat	-56,4	-27,0	-58,3	-68,0	762,2

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Periodens resultat	-56,4	-27,0	-58,3	-68,0	762,2
Övrigt totalresultat	-	-	-	-	-
Totalresultat	-56,4	-27,0	-58,3	-68,0	762,2
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	-56,4	-27,0	-58,3	-68,0	762,2
	-56,4	-27,0	-58,3	-68,0	762,2

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	30 september 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Fordringar från koncernbolag	51,7	21,4
Summa anläggningstillgångar	7 923,5	7 893,2
Omsättningstillgångar		
Fordringar	17,8	20,7
Likvida medel	1,5	1,1
Summa omsättningstillgångar	19,3	21,8
SUMMA TILLGÅNGAR	7 942,8	7 915,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 681,5	7 869,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36,4	36,4
Skulder till koncernbolag	208,9	–
Summa långfristiga skulder	245,3	36,4
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	16,0	8,8
Summa kortfristiga skulder	16,0	8,8
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 942,8	7 915,0
Ställda säkerheter	12 259,5	11 911,6

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-56,4	-27,0	-58,3	-68,0	762,2
Ej kassaflödespåverkande poster	0,3	0,3	85,5	86,1	-725,2
Förändringar i rörelsekapital	9,9	-0,3	-8,4	-4,1	-6,4
Summa kassaflöde från verksamheten	-46,2	-27,0	18,9	14,0	30,6
Kassaflöde från investeringar					
Förändring av långfristiga fordringar	-	-	-	-	-
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	-	-	-	-	0,1
Summa kassaflöde från investeringar	-	-	-	-	0,1
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	178,5	35,4	46,8	-22,1	29,1
Köp av egna aktier	-131,9	-11,4	-62,4	-	-62,4
Summa kassaflöde från finansiering	46,6	24,0	-15,6	-22,1	-33,3
Förändring av likvida medel	0,4	-3,0	3,3	-8,1	-2,6
Likvida medel vid periodens början	1,1	4,4	3,8	15,2	3,8
Valutakursförändring i likvida medel	-	0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Likvida medel vid periodens slut	1,5	1,5	7,0	7,0	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	–	–	–	–	58,3	58,3
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,4	–	–	-62,4
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,4	–	–	-62,4
Balans per den 30 september 2012	3,2	861,3	2 489,4	3 753,7	58,3	7 165,8
Totalresultat	–	–	–	–	703,9	703,9
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	–	–	–	–	-56,4	-56,4
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-131,9	–	–	-131,9
Summa transaktioner med ägare	–	–	-131,9	–	–	-131,9
Balans per den 30 september 2013	3,2	861,3	2 357,5	4 515,9	-56,4	7 681,5

FINANSIELLA NYCKELTAL

	1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader	1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader	1 jan 2012- 30 sep 2012 9 månader	1 jul 2012- 30 sep 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Finansiell data (MUSD)					
Intäkter ¹	907,6	279,8	1 028,9	343,3	1 375,8
EBITDA	742,3	222,1	854,3	273,6	1 144,1
Periodens resultat	49,9	1,7	156,6	44,9	103,9
Operativt kassaflöde	770,8	267,9	594,0	218,4	831,4
Nyckeltal, aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,79	3,79	3,91	3,91	3,81
Operativt kassaflöde per aktie	2,49	0,87	1,91	0,70	2,68
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,51	1,16	2,00	0,91	2,64
Resultat per aktie	0,17	0,01	0,51	0,15	0,35
Resultat per aktie efter full utspädning	0,17	0,01	0,51	0,15	0,35
EBITDA per aktie	2,39	0,71	2,75	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	309 570 330	309 570 330	310 542 295	310 542 295	310 542 295
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	310 017 074	309 500 416	310 735 227	310 441 462	310 735 227
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	138,60	138,60	160,10	160,10	149,50
Börskurs vid periodens slut (CAD)	22,40	22,40	23,50	23,50	22,87
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%)	4	–	13	4	9
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	17	6	45	15	35
Netto skuldsättningsgrad (%)	71	71	15	15	30
Soliditet (%)	31	31	38	38	38
Andel riskbärande kapital (%)	58	58	69	69	66
Räntetäckningsgrad	66	71	132	134	75
Operativt kassaflöde/räntekostnader	160	162	119	136	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.

Stockholm den 6 november 2013

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Den finansiella informationen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2013 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- 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 15 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", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte 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 Petroleums 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. Om inte annat anges avser alla uppskattningar av prospekteringsbara resurser häri en P50 uppskattning av prospekteringsbara resurser. Kvalificerade prospekteringsbara resurser som rapporteras är delvis kvalificerade. De har kvalificerats avseende osäkerheten för upptäckt, men inte avseende osäkerheten för utbyggnad.

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.