

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 5 februari 2014

BOKSLUTSRAPPORT 2013

HÖJDPUNKTER

Fjärde kvartalet som avslutades den 31 december 2013 (31 december 2012)

- Produktion om 31,1 Mboepd (35,9 Mboepd)
- Intäkter om 288,2 MUSD (346,9 MUSD)
- EBITDA om 218,6 MUSD (289,8 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 204,8 MUSD (237,4 MUSD)
- Resultat om 23,0 MUSD (-52,7 MUSD)

Tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2013 (31 december 2012)

- Produktion om 32,7 Mboepd (35,7 Mboepd)
- Intäkter om 1 195,8 MUSD (1 375,8 MUSD)
- EBITDA om 960,9 MUSD (1 144,1 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 975,6 MUSD (831,4 MUSD)
- Resultat om 72,9 MUSD (103,9 MUSD)
- Nettoskuld om 1 182 MUSD (335 MUSD)
- Oljefyndighet i PL359 Luno II, offshore Norge
- Gohta oljefyndighet i Barents hav, Norge
- Principavtal överenskommet med Rosneft avseende försäljningen av 51 procent av Laganskyblocket, Ryssland

	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Produktion i Mboepd, brutto	32,7	31,1	35,7	35,9
Intäkter i MUSD	1 195,8	288,2	1 375,8	346,9
Periodens resultat i MUSD	72,9	23,0	103,9	-52,7
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	77,6	23,7	108,2	-51,5
Vinst/aktie i USD ¹	0,25	0,08	0,35	0,21
EBITDA i MUSD	960,9	218,6	1 144,1	289,8
Operativt kassaflöde i MUSD	975,6	204,8	831,4	237,4

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 194 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.

BREV TILL AKTIEÄGARE

Bästa aktieägare,

Jag är mycket förväntansfull inför utsikterna för Lundin Petroleum när vi nu går in på ett nytt år. Vår huvudsakliga målsättning förblir att bygga långsiktigt och hållbart värde för våra aktieägare. Vi fortsätter att med den utgångspunkten primärt fokusera på att finna nya kolväteresurser genom prospekteringsborrning. Denna strategi har lett till oerhört positiva resultat de senaste tio åren och jag är övertygad om att vi har de licenser, de människor och de finansiella resurser som krävs för att upptäcka nya fält stora nog att ha en positiv påverkan på bolagets värdering. Vårt prospekteringsprogram under 2014 - med särskilt fokus på Barents hav, offshore Norge och offshore Sabah i Malaysia - är enligt min mening mycket lovande.

Allteftersom Lundin Petroleum växer fortsätter vi att förädla vår utbyggnads- och operativa kapacitet. Våra fyra utbyggnadsprojekt i Norge utvecklas i allt väsentligt väl och vi är fortsatt övertygade om att kunna skapa betydande tillväxt vad gäller produktion, operativt kassaflöde och lönsamhet under de närmsta fyra åren. Vi bedömer att vi under 2015 kommer nå en genomsnittlig produktion på cirka 50 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd) och att denna - när Edvard Grieg tas i produktion vid slutet av 2015 - beräknas öka till över 75 000 boepd. Vi är nöjda med de framsteg som gjorts i projekten, och allteftersom vi närmar oss produktionsstart minskar riskerna i genomförandet.

Tillräckliga finansiella resurser för att finansiera verksamheten för överskådlig framtid

Den primära källan till finansiering av våra utbyggnads-, utvärderings- och prospekteringsprogram är det operativa kassaflödet från vår befintliga produktion. Vår nuvarande produktion är i huvudsak Brent råolja, med låga verksamhetskostnader och skatter, vilket genererar högt operativt kassaflöde. Vi hade ett operativt kassaflöde, netback¹ om 81,70 USD per fat under 2013, vilket genererade närmare 1 miljard USD i operativt kassaflöde. Jag förväntar mig att detta fortsätter under 2014 med operativt kassaflöde på mer än 1 miljard USD.

Vår andra finansieringskälla är banklån. Vi har mycket god uppbackning från våra 25 internationella banker och förfogar över en revolverande kreditfacilitet på 2,5 miljarder USD för finansiering av vår löpande utbyggnads- och prospekteringsverksamhet. Vi har nyligen tagit vara på möjligheten att öka vår kreditfacilitet till 4 miljarder USD, med stöd från samtliga av våra befintliga långgivare. Denna större kreditfacilitet kommer att öka vår finansiella flexibilitet när kostnaderna för Johan Sverdrup-utbyggnaden börjar bli aktuella, och samtidigt ge oss möjlighet att fortsätta vårt aggressiva prospekteringsprogram. Vi är nu fullt finansierade för överskådlig framtid med tillräckliga reserver för att kunna hantera oförutsedda omständigheter.

Produktion från pågående projekt ökar till över 75 000 boepd

Vår genomsnittliga produktion under 2013 var 32 700 boepd, vilket var nära den lägre delen av intervallet för vår tidigare meddelade produktion. Våra produktionstillgångar har i allmänhet genererat resultat enligt förväntan, med undantag för Brynhildutbyggnaden där produktionsstarten har försenats till andra kvartalet i år. Vår produktionsprognos för 2014 ligger på mellan 30 000 och 35 000 boepd; däri inräknat att produktionsminskningen vid våra befintliga fält kompenseras av kommande ny produktion från Brynhild. Som tidigare nämnts kommer vår produktion under 2015 att öka till över 50 000 boepd i och med att vi påbörjar produktion vid Bøyla-, Bertam- och Edvard Griegfälten.

Utbyggnadsprojekt enligt plan

Samtliga våra utbyggnadsprojekt har gjort stora framsteg de senaste månaderna.

Jag bedömer att de frustrerande förseningarna av Brynhildprojektet ligger bakom oss och att vi kan starta produktion enligt plan under andra kvartalet i år. Undervattensinstallationerna färdigställdes förra året. Arbetet med att modifiera FPSO:n Haewene Brim är nu i stort sett avslutat och fartyget är nu tillbaka på sin plats på Piercefältet i brittiska Nordsjön, där Shell är operatör. För att möjliggöra produktionsstart på Brynhild kommer installation av ett nytt borrhör att påbörjas inom kort. Utbyggnadsborrningen på Brynhild pågår alltjämt. Den har påverkats negativt av dåligt väder på Nordsjön men det borde inte påverka tidpunkten för produktionsstart.

Utbyggnadsplanen för Bertam, offshore Malaysia, godkändes 2013 och framstegen i projektet är uppmuntrande. Kontraktet för offshore-plattformen har tilldelats det malaysiska varvet TH Heavy Engineering (THHE) och monteringsarbetet pågår. Bertamprojektet kommer också använda den av oss till 100 procent ägda FPSO:n Ikdam, som flyttades till Malaysia efter att vi slutade att producera vid Oudnafältet, offshore Tunisien. Modifieringar av Ikdam pågår vid Keppel Shipyard i Singapore för att anpassa FPSO:n till förutsättningarna på Bertam. Utbyggnadsborrning av Bertam kommer att påbörjas senare i år, med beräknad produktionsstart under första halvan av 2015.

Vi gör också goda framsteg med Edvard Griegprojektet. Jacketen är till stor del färdigställd och kommer installeras på plats i sommar i samband med att vi påbörjar utbyggnadsborrningarna. Upphandling av all utrustning för processdäcket har genomförts och bygget fortskrider i god ordning. Projektet följer budget och tidsplan för produktionsstart sent 2015.

¹ Netback: Operativt kassaflöde dividerat med totalt producerad volym

Utvärderingen av Johan Sverdrup-fältet är i stort sett färdig. Fältets arbetande operatör Statoil tillkännagav nyligen en uppdaterad resursuppskattning för hela fältet på mellan 1,8 och 2,9 miljarder fat oljeekvivalenter med planerad produktionsstart sent 2019. Jag förväntar mig att fältets partners inom kort formellt godkänner det valda utbyggnadskonceptet. Jag vet att det har varit frustrerande för många aktieägare att behöva vänta på information om utbyggnadskonceptet. Men detta är ett mycket omfattande projekt och det är viktigt att vi gör rätt investeringar idag för att maximera värdet på lång sikt. Detta är nu genomfört och jag är övertygad om att alla partners i Johan Sverdrup är helt överens i de vägval vi gjort. Det är oerhört spännande att vara en betydande partner i detta projekt och följa det allteftersom det växer fram. Kvalitén, det geografiska läget och storleken på Johan Sverdrup-fältet är unika för vilket bolag som helst - inte bara för Lundin Petroleum - och kommer slutligen att leverera betydande långsiktigt värde.

Det är med tanke på Johan Sverdrups storlek ibland lätt att glömma resten av våra utvärderingsprojekt. Under de senaste två åren har vi gjort prospekteringsfyndigheter i Luno II och Gohta i Norge samt i Tembakau, offshore Malaysia. Vi kommer under 2014 att utföra utvärderingsborrningar för alla dessa fyndigheter, med potentialen att nästan dubbla våra befintliga reserver. Inga av våra produktionsprognoser inberäknar några bidrag från dessa potentiella utbyggnader.

Prospektering – Barents hav ökar i betydelse

Jag har nyligen fått kommentarer att Lundin Petroleum inte längre skulle vara ett prospekteringsfokuserat bolag och att vi inte längre skulle vara exponerade mot någon avgörande potential i våra borrningsprogram. Detta är, enkelt uttryckt, felaktigt på bägge punkter.

Vi tillkännagav sent förra året vårt prospekteringsprogram för 2014, vilket kommer exponera oss för en potential om över 600 miljoner fat oljeekvivalenter under året. Låt mig ännu en gång poängtera att prospektering förblir ett huvudfokus för oss, inte bara detta år utan för överskådlig framtid.

Vi bedömer att det i Norge finns fler kolväten att upptäcka i Utsirahöjdsområdet. Vi ligger i framkant vad gäller prospektering i regionen och innehar fortfarande den största arealen - i ett område som nu utvecklar infrastruktur i och med utbyggnaderna av Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Vi är också mycket förväntansfulla inför utvecklingen i Barents hav, som vi ser växa fram som en oljeproducerande region inom de närmsta åren. Det har gjorts ett antal viktiga fyndigheter i Barents hav de senaste månaderna, inklusive våra framgångar i Gohta, och vi ser en markant ökad aktivitet från branschen i regionen. Vi innehar redan en avsevärd areal i området och det gläder mig att vi nyligen tilldelades ytterligare fyra block i APA-rundan 2013. Vårt mål är att under de närmsta fem åren ligga i framkant vad gäller prospektering i Barents hav, där vi tror det finns potential att upptäcka stora nya oljereserver.

Även i Sydostasien kommer 2014 att bli ett intensivt år. Vår strategi - att insamla ny 3D-seismisk data från områden som under senare år förbisetts av de stora oljebolagen - har redan gett positiva resultat, som utbyggnad av Bertam och sannolik utbyggnad av Tembakau. Vi kommer i år att borra i Sabah, där vi bedömer att det finns potential att upptäcka stora oljefyndigheter i närheten av befintlig infrastruktur. Vi förstärker även vår portfölj i utvecklade områden som Cendrawasih VII-licensen i östra Indonesien, vilken innehåller flera mycket intressanta strukturer vi hoppas kunna borra under 2015.

Oljemarknader

Priset på Brent råolja har, i enlighet med våra förväntningar, legat kvar en bra bit över 100 USD per fat och personligen tror jag att det kommer att fortsätta på den nivån. Den revolutionerande utvecklingen för skifferolja i USA gör att utbudet på olja ökar, men samtidigt innebär den geopolitiska osäkerheten i Mellanöstern och Nordafrika att utbudet minskar. Den kinesiska ekonomin har visserligen saktat ner, men tillväxten är fortfarande stark med fortsatt hög efterfrågan på råvaror, inklusive olja. Den kinesiska efterfrågan - i kombination med min uppfattning att efterfrågan i den industrialiserade världen blir större än prognos - kommer säkerställa att oljepriserna ligger fast.

Priserna kommer också hållas uppe av de höga kostnadsnivåerna i vår bransch, som pressat lönsamhetsmarginalerna under senare år. Den nivå av kostnadsinflation vi upplevt de senaste 10 åren är inte hållbar utan kommer att påverka framtida produktion och leda till att vissa projekt döms ut som oekonomiska.

Lundin Petroleum befinner sig totalt sett i ett mycket bra läge. Vi är fullt finansierade med stora, betydande projekt, som Johan Sverdrup, vilka ligger i politiska lågriskområden och kommer producera Brent råolja i många år framöver. De investeringar vi gör idag kommer enligt min mening leda till en långsiktig ökning av värde för våra aktieägare. Jag vill tacka för ert förtroende och fortsatta stöd.

Med vänlig hälsning

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm den 5 februari 2014

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två kärnområden, Norge och Sydostasien. Lundin Petroleum har även tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet, där produktionen för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2013 (rapporteringsperioden) stod för 73 procent av den totala produktionen och 76 procent av Lundin Petroleums totala reserver vid slutet av 2013.

RESERVER OCH RESURSER

Lundin Petroleum har 194,1 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som reviderats av en oberoende tredje part vid slutet av 2013. Lundin Petroleum har också ett antal funna olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Exklusive det stora Johan Sverdrup-fältet i Norge uppgår de betingade resurserna enligt bästa estimat vid slutet av 2013 till 342 MMboe, netto till Lundin Petroleum. Johan Sverdrup-fältet innehåller betingade bruttoresurser om mellan 1,8 och 2,9 miljarder fat oljeekvivalenter som tidigare meddelats av pre-unitoperatören Statoil. Johan Sverdrup-fältet ligger i licenserna PL501, PL502 och PL265 i Norge. Lundin Petroleum har en intresseandel om 40 procent i PL501 och 10 procent i PL265.

PRODUKTION

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 32,7 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 35,7 Mboepd för samma period 2012) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Olja				
Norge	20,6	19,3	23,3	22,9
Frankrike	2,9	3,0	2,8	2,8
Ryssland	2,3	2,1	2,7	2,5
Tunisien	–	–	0,1	–
Summa produktion olja	25,8	24,4	28,9	28,2
Gas				
Norge	3,3	3,2	3,9	4,2
Nederländerna	2,0	2,0	1,9	1,8
Indonesien	1,6	1,5	1,0	1,7
Summa produktion gas	6,9	6,7	6,8	7,7
Summa produktion				
Kvantitet i Mboe	11 939,6	2 859,9	13 050,4	3 300,8
Kvantitet i Mboepd	32,7	31,1	35,7	35,9

NORGE

Produktion

Produktion i Mboepd	i.a. ¹	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Volund	35%	12,2	11,1	13,1	12,5
Alvheim	15%	10,5	10,5	11,8	11,9
Gaube	40%	1,2	0,9	2,3	2,7
		23,9	22,5	27,2	27,1

¹ Lundin Petroleums licensandel (i.a.)

Volundfältets produktion överträffade förväntningarna under rapporteringsperioden på grund av bättre reservoar-prestanda samt att Alvheim FPSO:ns driftstid 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. Vatten har nu brutit igenom i samtliga fyra producerande borrningar på Volund och det totala förhållandet mellan vatten och olja för fältet var cirka 35 procent i slutet av 2013. Produktionen från Volund var under det fjärde kvartalet lägre än förväntningarna på grund av ett högre förhållande mellan vatten och olja än vad som tidigare prognostiserats. Utvinningskostnaderna, exklusive projektspecifika kostnader, för Volundfältet var lägre än 2,50 USD per fat under rapporteringsperioden.

Produktionen från Alvheimfältet var 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 borrning som driftstoppades i juni 2013. Integritetsproblemet på rörledningen har åtgärdats och borrningen sattes åter i produktion i september 2013. Arbetet på de två återstående avstängda borrningarna påbörjades under det fjärde kvartalet

2013. De två borrhningarna som står under reparation förväntas att kunna sättas åter i produktion i februari 2014. Underhållsarbetet på 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 96 procent under rapporteringsperioden har haft en gynnsam inverkan på produktionen vid Alvheim jämfört med förväntningarna. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet, exklusive underhållsarbete av borrhningarna och annat projektarbete av engångskaraktär, var omkring 5,00 USD per fat under rapporteringsperioden. Underhållsarbetet av borrhningarna under 2013, vilket var av engångskaraktär, förväntas öka Lundin Petroleums utvinningskostnader med 1,25 USD för helåret. Tre kompletterande borrhningar planeras att genomföras på Alvheim under 2014 och 2015 vilket resulterar i en förväntad ökning av Alvheims nettoreserver för nionde året i rad. Den tidigare aviserade borrhningen på prospekteringsstrukturen North Kameleon norr om Alvheimfältet förväntas nu att ske under 2015 på grund av förseningar i schemat för riggen Transocean Winner.

Produktion från Gaupefältet har varit i linje med förväntningarna under rapporteringsperioden och driftstoppet under augusti 2013 för planerat underhållsarbete fortgick som förväntat och produktionen återupptogs i september 2013. Produktionen vid Gaupefältet förväntas upphöra under 2014.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO godkännande	Uppskattade brutto 2P-reserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
PL148	Brynhild	90%	november 2011	23 MMboe	Andra kvartalet 2014	12,0 Mboepd
PL340	Bøyla	15%	oktober 2012	22 MMboe	Första kvartalet 2015	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 Brynhildfältet 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 slutfördes senare än planerat och FPSO:n lämnade varvet i november 2013, cirka två månader senare än tidplan. FPSO:n är åter förankrad vid Piercefältet sedan slutet av 2013 för ytterligare installation och driftsättningsarbete, bland annat installation av ett nytt produktionsstigrör. Produktionsstart från Brynhildfältet förväntas 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. Produktionsstarten har reviderats till det första kvartalet 2015 på grund av en försening i schemat för riggen Transocean Winner. Utbyggnadskostnaderna för Bøylafältet håller sig inom budget.

Edvard Grieg

Utbyggnaden för fältet Edvard Grieg fortgår enligt plan och inom budget. Konstruktion och projekteringsarbete med jacketstruktur, processdäck och pipelines för export pågår. Produktionsstart från Edvard Griegfältet 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 samt 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. 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 den 94 km långa Edvard Grieg-gasledningen. Ledningarna kommer att ägas gemensamt av licensinnehavarna i Edvard Grieg PL338 och Ivar Aasen (tidigare Draupne) 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. Jacket-konstruktionen som påbörjades under 2012 är nu i huvudsak avslutad och beräknas att levereras offshore under andra kvartalet 2014 för installation. Konstruktionen av processdäcket påbörjades 2013 och installation är planerad till sommaren 2015. En utvärderingsborrhning planeras att borrar i den sydöstra delen av Edvard Grieg-reservoaren under första kvartalet 2014 med potential att öka reserverna och optimera placeringen av utbyggnadsborrningarna på Edvard Grieg.

Utbyggnadsplanen för Edvard Grieg omfattar förberedelser för den samordnade utbyggnadslösningen med det närbelägna Ivar Aasenfältet beläget i PL001B med Det norske oljeselskap ASA (Det norske) 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. Under 2013 kunde en utvärderingsborrning i PL502 (l.a. 0%) bekräfta att en liten del av fältet även sträcker sig in i PL502.

Totalt 20 borrningar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet är till stor del genomfört. Statoil, operatör för pre-unitfasen av fältet, har gett uppdaterade estimat för fältets betingade bruttoresurser om 1,8 till 2,9 miljarder oljeekvivalenter och produktionsstart förväntas till slutet av 2019. För att kunna få ett godkännande av utbyggnadsplanen (PDO) under 2015, tilldelades Aker Solutions ett FEED-kontrakt i slutet av 2013. Val av utbyggnadskoncept förväntas ske i början av 2014.

Under rapporteringsperioden har sju utvärderingsborrningar slutförts. Under rapporteringsperioden har fem utvärderingsborrningar borrats på PL501 och vad gäller reservoartjocklek, kvalitet och oljekolumner så ligger resultaten huvudsakligen i linje med förväntningarna.

En utvärderingsborrning genomfördes i PL265 och produktionstestats vid två nivåer och uppnådde ett flöde om 1 500 bopd från de nedre sandstenslagren med integrerade skiffersektioner och 5 900 bopd från de övre lagren med sandsten av mycket god kvalitet från juraåldern. En prospekteringsborrning och en sidospårsborrning från den framgångsrika utvärderingsborrningen genomfördes väster om den gränsdragande förkastningen i PL265 men båda påträffade berggrund med icke-kommersiella reservoaregenskaper.

En framgångsrik utvärderingsborrning genomfördes även i PL502 under rapportperioden.

Tabellen nedan beskriver genomförda utvärderingsborrningar på Johan Sverdrup under 2013.

Borrprogram för utvärdering av Johan Sverdrup 2013

Licens	Operatör	l.a.	Borrning	Start datum	Olje-kolonn, brutto	Resultat
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/2-16aAT2	december 2012	30m	Avslutad med framgång februari 2013 (sidospår)
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	0m	Avslutad i augusti 2013 (prospektering)
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/5-4	augusti 2013	6m	Avslutad med framgång i september 2013
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3-7	oktober 2013	0m	Avslutad i november 2013

En utvärderingsborrning, 16/3-8S, i PL501 påbörjades i januari 2014 och borrar för närvarande på Crestalhöjden mellan borrningarna 16/2-6, 16/2-7 och 16/3-4. Partnerna i PL265 har kommit överens om att under 2014 genomföra ytterligare en utvärderingsborrning på Johan Sverdrup, norr om prospekteringsborrningen 16/2-12, Geitungen.

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2013

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
Södra NCS						
PL453S	8/5-1	januari 2013	Ogna	35%	Lundin	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
PL544	16/4-7	juli 2013	Biotitt	40%	Lundin Petroleum	Torr
PL501	16/2-20 och 16/2-20A	september 2013	Torvastad	40%	Lundin Petroleum	Analys av borresultat pågår (logging)
Utgårdhöjden						
PL330	6608/2-1S	juni 2013	Sverdrup	30%	RWE Dea	Torr
Barents hav						
PL492	7120/1-3	juli 2013	Gohta	40%	Lundin Petroleum	Olje- och gasfyndighet – betingade resurser om 105–235 MMboe, brutto
PL659	7222/11-2	januari 2014	Langlitinden	20%	Det norske	Borrning pågår

Slutförandet av borrningen 16/4-6S med strukturen Luno II i PL359 (I.a. 40%) som målsättning, meddelades i maj 2013 som en oljefyndighet. Borrningen genomfördes på den sydvästra delen av Utsirahöjden, cirka 15 km söder om Edvard Griegfältet. Lundin Petroleum uppskattade att Luno II-strukturen, som tros spänna över två separata reservoarsegment, innehåller betingade bruttoresurser om 25 till 120 MMboe samt prospekteringsresurser om 10 till 40 MMboe, brutto i Luno II North-segmentet. De betingade resurserna avser det södra segmentet av Luno II-strukturen och de prospekteringsresurserna avser det norra segmentet. I slutet av 2013 blev den potentiella förlängningen av Luno II-fyndigheten in i PL410 (I.a. 70%) utvärderad av borrningen 16/5-5 men borrningen påträffade reservoaren grundare än väntat och med sämre reservoar kvalitet och lägre oljemättnad än väntat. Utvidgningen har därför bedömts vara ej kommersiell. Resursspannet om mellan 25 och 120 MMboe är beräknat före utvärderingsborrningen 16/5-5 i PL410. En andra utvärderingsborrning för Luno II planeras att genomföras på PL359 under första halvåret 2014. Borrning på strukturen Luno II North i PL359 norr om Luno II-fyndigheten förväntas också att genomföras under 2014 och har förutom strukturen Luno II North även prospekteringsstrukturen Fignon om 23 MMboe från Miocena-åldern som målsättning.

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 norr om Snøvitfältet, påträffade en kolvätekolonn om 100 meter, brutto i en karbonatreservoar från perm-karbonålder, av vilka de översta 25 meterna utgjordes av gas. Ett produktionstest har genomförts av borrningen 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 planeras en utvärderingsborrning att genomföras på Gohta samt en prospekteringsborrning på strukturen Alta i PL609.

Öster om fyndigheten Gohta påbörjades i januari 2014 borrningar på strukturen Langlitinden i PL659 (I.a. 20%), belägen sydost om Loppahöjden. Det norske är operatör för borrningen och strukturen Langlitinden förväntas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 220 MMboe, brutto.

I oktober 2013 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 Nordsjön) i norra Norska havet. Borrningen bekräftade förekomsten av ett aktivt petroleumsystem men fann inte någon reservoarbergart och pluggades igen och övergavs som ett torrt hål.

I december 2013 slutfördes borrning 16/2-20S som hade strukturen Torvastad i PL501 (I.a. 40%) på Utsirahöjden som målsättning. Borrningen fann en reservoar från juraåldern av god kvalitet men den påträffades djupare än förväntat och var därför vattenbärande. Borrningen tillkännagavs som ett torrt hål. En sidospärrborrning väster ut från borrningen 16/2-20S påbörjades i december för att undersöka om den högkvalitativa sanden steg mot strukturens västra förhöjning. Sidospärrborrningen påträffade en reservoar-sektion vid förhöjningen, men av dålig reservoar kvalitet. Analys av borresultat pågår (logging).

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

Licenstagningar och återlämnanden av licenser

Under rapporteringsperioden tilldelades Lundin Petroleum sju licenser genom licensrundan APA 2012 och ytterligare en licens i den 22:a norska licensrundan. Under rapporteringsperioden återlämnades fyra licenser. I januari 2014 meddelades att Lundin Petroleum hade tilldelats nio licenser genom licensrundan APA 2013, inklusive fyra nya licenser i Barents hav. I januari 2014 farmade Lundin Petroleum ut tio procent i PL546 (l.a. 50% efter utfarming) till Petrolia Norway As.

KONTINENTAL EUROPA

Produktion

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

¹Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Den totala produktionsnivån från Frankrike har ökat under rapporteringsperioden, med god produktion från Grandvillefältet i Paris Basin som fortsätter att öka produktionen till följd av ökad vatteninjiceringskapacitet och fler borrningar. Denna ökning kompenseras delvis av en lägre produktion från vissa Aquitaine Basinfält till följd av olika icke-reservoarrelaterade mekaniska fel. Prospekteringsborrningen Hoplites på koncessionen Est Champagne (l.a. 100%) planeras att genomföras under 2014.

Nederländerna

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

Fem prospekteringsborrningar planeras att genomföras under 2014; en onshore på Leeuwardenlicensen (l.a. 7,23%), två onshore på Gorredijklicensen (l.a. 7,75%) samt en onshore på Slootdorplicensen (l.a. 7,23%). En offshore prospekteringsborrning planeras att genomföras på E17-licensen (l.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 en utvärderingsborrning 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 Bertamfältet och gasfyndigheten, Tembakau.

En fältutbyggnadsplan för Bertamfyndigheten godkändes av Petronas och utbyggnad påbörjades under rapporteringsperioden. Bertamfältet kommer att byggas ut med en plattform med 20 borrhuvningar 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 borrningar och en som är kompletterad med elektriska undervattenspumpar. Kontrakt för livstidsförädlingsarbete på FPSO:n har slutits med Keppel Shipyard och arbetet pågår i Singapore. Kontraktet för plattformen för borrhuvudet har tilldelats TH Heavy Engineering (THHE) och arbetet pågår vid Port Klang nära Kuala Lumpur. Utbyggnadsborrning planeras att påbörjas under sommaren 2014. Den totala bruttoinvesteringen för fältutbyggnaden Bertam, exklusive kostnader relaterade till FPSO:n, uppskattas till cirka 400 MUSD.

Bertamfältet uppskattas innehålla bruttoreserver om 18,2 MMboe och produktionsstart planeras till 2015 med en platåproduktion om 15 000 bopd, brutto.

Ett insamlingsprogram av 3D-seismik över den norra delen av block PM307 och den södra delen av block PM319 (i.a. 85%) slutfördes under rapporteringsperioden och bearbetning av seismiken pågår. Gasfyndigheten Tembakau med betingade bruttoresurser om 306 miljarder kubikfot (bcf), enligt bästa estimat som gjordes 2012 kommer att utvärderas som en del i nästa borrkampanj offshore Malaysiska halvön som påbörjas under det första halvåret 2014. Under 2014 planeras en prospekteringsborrning att genomföras på oljestrukturen Rengas i PM307.

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 slutfördes under rapporteringsperioden och borrningar på två strukturer inom Emerald 3D, 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 Petroleums 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- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Singa	25,9%	1,6	1,5	1,0	1,7

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

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på Baronangblocket (i.a. 90%) planeras att påbörjas under det första kvartalet 2014 med en borrning 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 har kontrakterats för att genomföra borrningen och sidospårsborrningen. Riggen är för närvarande i Vietnam och inväntar bättre väder innan den mobiliseras till Indonesien.

Gurita

Efter slutförandet av tolkningen av 3D-seismiksinsamlingen om 950 km² som gjordes under 2012 har strukturen Gobi identifierats som målsättningen för prospekteringsborrningen 2014 på Guritablocket (i.a. 90%). Strukturen Gobi, som uppskattas innehålla prospekteringsresurser, brutto, om 24 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 borrningar i Natunahavet. Borrningen på strukturen Gobi planeras att påbörjas under 2014 omedelbart efter slutförandet av borrningen av strukturerna Balqis och Boni inom produktionsdelningskontraktet (PSC) för Baronang. I händelse av att riggen Hakuryu 11 fördröjs ytterligare i Vietnam finns det en risk att Gobi-1 borrningen försenas till 2015.

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 VII

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

ÖVRIGA OMRÅDEN

Ryssland

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Onshore Komi Republic	50%	2,3	2,1	2,7	2,5

Produktionen för rapporteringsperioden minskade jämfört med föregående rapporteringsperiod till följd av en naturlig nedgång i fältet.

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. 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. Transaktionen med Rosneft förväntas slutföras under första halvan 2014.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2013 (rapporteringsperioden) uppgick till 72,9 MUSD (103,9 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 77,6 MUSD (108,2 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,25 USD (0,35 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 960,9 MUSD (1 144,1 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 3,10 USD (3,68 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 975,6 MUSD (831,4 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 3,15 USD (2,68 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1 195,8 MUSD (1 375,8 MUSD) och utgörs av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överruttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1. Från och med 1 januari 2013 redovisas förändring i under- och överruttag 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 1 224,2 MUSD (1 319,5 MUSD). Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 98,71 USD (100,89 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 108,66 USD (111,67 USD) per fat. Alvhelm- 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- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Genomsnittspris per boe i USD				
Försäljning olja				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	7 925,4	1 845,7	8 270,1	2 059,4
– Genomsnittspris per boe	111,87	113,65	115,29	114,35
Frankrike				
– Kvantitet i Mboe	1 030,4	233,0	1 041,1	337,9
– Genomsnittspris per boe	106,93	108,02	110,44	108,79
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	1,8	0,6	1,7	0,5
– Genomsnittspris per boe	96,24	94,06	100,09	101,45
Ryssland				
– Kvantitet i Mboe	818,9	184,3	981,6	225,4
– Genomsnittspris per boe	77,84	76,38	77,23	79,00
Tunisien				
– Kvantitet i Mboe	–	–	227,5	–
– Genomsnittspris per boe	–	–	108,14	–
Summa försäljning olja				
– Kvantitet i Mboe	9 776,5	2 263,6	10 522,0	2 623,2
– Genomsnittspris per boe	108,50	110,04	110,90	109,80
Försäljning gas och NGL				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	1 389,4	341,9	1 513,9	467,5
– Genomsnittspris per boe	72,33	75,46	64,18	70,35
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	715,7	184,5	704,2	169,4
– Genomsnittspris per boe	64,34	67,24	60,18	62,92

Indonesien

– Kvantitet i Mboe	520,1	124,0	338,1	113,4
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	<i>32,54</i>	<i>32,79</i>	<i>32,43</i>	<i>31,73</i>
Summa försäljning gas				
– Kvantitet i Mboe	2 625,2	650,4	2 556,2	750,3
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	<i>62,27</i>	<i>64,98</i>	<i>59,69</i>	<i>65,59</i>
Summa försäljning				
– Kvantitet i Mboe	12 401,7	2 914,0	13 078,2	3 373,5
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	<i>98,71</i>	<i>99,98</i>	<i>100,89</i>	<i>99,97</i>

Oljan som produceras i Ryssland säljs antingen på den inhemska ryska marknaden eller exporteras till den internationella marknaden. Av den ryska försäljningen för rapporteringsperioden avsåg 47 procent (45 procent) den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 108,49 USD per fat (109,93 USD per fat) och återstående 53 procent (55 procent) den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 50,91 USD per fat (49,98 USD per fat).

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålda 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 45,2 MUSD (intäkt om 30,7 MUSD) har redovisats som en kostnad i resultaträkningen och är främst hänförlig till Norge, där sålde volymer var högre än producerade volymer under rapporteringsperioden. Volymerna av uttagen olja från Alvheim- och Volundfälten var cirka 67 tusen fat (Mbbbl) högre än producerade volymer under det fjärde kvartalet 2013, vilket berodde på timingen för uttagen som är hänförliga till försäljningskontraktet för Alvheim Blend.

Övriga intäkter uppgick till 16,8 MUSD (25,6 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade justeringen för kvalitetsskillnader som erhållits från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältens ägare, 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 195,8 MUSD (203,2 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- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Utvinningskostnader				
– i MUSD	114,6	32,6	105,6	29,2
– <i>i USD per boe</i>	<i>9,60</i>	<i>11,39</i>	<i>8,09</i>	<i>8,86</i>
Tariff- och transportkostnader				
– i MUSD	25,7	5,8	29,7	8,7
– <i>i USD per boe</i>	<i>2,15</i>	<i>2,05</i>	<i>2,27</i>	<i>2,63</i>
Royalty och direkta skatter				
– i MUSD	44,0	10,0	51,3	12,3
– <i>i USD per boe</i>	<i>3,69</i>	<i>3,52</i>	<i>3,93</i>	<i>3,73</i>
Förändringar i lager				
– i MUSD	-2,0	-1,9	14,8	2,4
– <i>i USD per boe</i>	<i>-0,16</i>	<i>-0,67</i>	<i>1,13</i>	<i>0,71</i>
Övrigt				
– i MUSD	13,5	12,1	1,8	0,0
– <i>i USD per boe</i>	<i>1,12</i>	<i>4,19</i>	<i>0,14</i>	<i>0,00</i>
Totala produktionskostnader				
– i MUSD	195,8	58,6	203,2	52,6
– <i>i USD per boe</i>	<i>16,40</i>	<i>20,48</i>	<i>15,56</i>	<i>15,93</i>

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 114,6 MUSD (105,6 MUSD), och inkluderade kostnader hänförliga till underhållsarbeten på två borrhningar på Alvheimfältet, vilka genomfördes under det fjärde kvartalet 2013.

Utvinningskostnaden per fat för rapporteringsperioden uppgick till 9,60 USD (8,09 MUSD) per fat och till 11,39 USD (8,86 USD) per fat för det fjärde kvartalet 2013. Utvinningskostnaden per fat är högre än för jämförelseperioderna 2012, främst beroende på underhållsarbete på borrhningar i Norge och Frankrike under 2013. Den högre utvinningskostnaden för det fjärde kvartalet 2013 om 11,39 USD per fat i förhållande till jämförelseperioden var hänförlig till underhållsarbete på borrhningar på Alvheimfältet. Arbetet pågick över årsskiftet och kommer också att medföra kostnader under det första kvartalet 2014. Den förväntade genomsnittliga utvinningskostnaden för 2013 var 7,45 USD per fat om verksamhetsprojekt exkluderas.

Royalty och direkta skatter uppgick till 44,0 MUSD (51,3 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 23,13 USD (22,92 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 54,61 USD (57,08 USD) per fat för rapporteringsperioden.

Förändring i lager utgjordes av en intäkt om 2,0 MUSD, netto under rapporteringsperioden jämfört med en kostnad om 14,8 MUSD, netto för jämförelseperioden. Under 2013 gjordes endast ett uttag från Aquitainefälten, Frankrike och uttaget gjordes under det tredje kvartalet. Under 2012 genomfördes uttag av lager från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilket var huvudorsaken till kostnaden om 14,8 MUSD för jämförelseperioden.

Övriga kostnader uppgick till 13,5 MUSD (1,8 MUSD) och var främst hänförliga till en avsättning för kontraktsevenliga åtaganden som infaller efter det att produktionen avslutats på Gaupefältet och till en värdering till verkligt värde av ett kostnadsdelningsavtal avseende Brynhildfältet, i enlighet med vilket produktionskostnaden varierar med oljepriset. Båda dessa poster är ej kassaflödespåverkande och kommer i framtiden att lösas upp mot de verkliga kostnaderna.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 160,9 MUSD (186,2 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 73 procent av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad per fat om 13,40 USD. De lägre avskrivningarna för 2013 jämfört med 2012 är i linje med de lägre produktionsvolymerna och är ett resultat av den lägre avskrivningen av Gaupefältet till följd av nedskrivningen av det bokförda värdet per den 31 december 2012.

Återställningskostnader som redovisats över resultaträkningen för rapporteringsperioden uppgick till 13,3 MUSD (5,2 MUSD) och är främst hänförliga till en uppskattad ökning av Gaupefältets återställning. Kostnaderna som redovisats i jämförelseperioden var hänförliga till återställningen av Oudnafältet.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 287,8 MUSD (168,4 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrhningar 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.

Utöver kostnader hänförliga till vissa norska licenser som återlämnades under kvartalet kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 135,0 MUSD under det fjärde kvartalet 2013. De var främst hänförliga till kostnaden för borrhningarna på Sverdrupstrukturen och Luno II South, Norge i PL330 respektive PL410 med tillhörande kostnader.

Under de första nio månaderna 2013 kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 152,8 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden i Norge för ej framgångsrika borrhningar med tillhörande licenskostnader samt ej framgångsrika licensansökningar i den 22:a norska licensrundan.

Nedskrivningar

Nedskrivningar i resultaträkningen uppgick till 123,4 MUSD (237,5 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Det bokförda värdet av olje- och gastillgångar bedöms regelbundet för att säkerställa återvinning och någon nedskrivning av olje- och gastillgångar har inte gjorts under det fjärde kvartalet 2013.

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

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 43,6 MUSD (31,8 MUSD), vilka innehöll ej kassaflödespåverkande intäkter om 3,3 MUSD (9,1 MUSD), hänförliga till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Den kassaflödespåverkande kostnaden uppgick till 35,9 MUSD (19,6 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade omföringen av kostnader som tidigare redovisades som utgifter i verksamheten samt vissa konsultervoden avseende affärsutvecklingsaktiviteter.

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 Petroleum's aktiekurs på balansdagen enligt Black & Scholes värderingsmetod och fördelas över den intjänade delen av de LTIP som är utestående och redovisas på balansdagen. En förändring i värdet på tilldelningen som beror på aktiekursen påverkar samtliga LTIP tilldelningar som redovisats på balansdagen, vilket inkluderar de som redovisats under tidigare perioder och förändringen i avsättningen redovisas över resultaträkningen. Lundin Petroleum har kompenserat kassaflödesexponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

Avskrivningar på anläggningstillgångar uppgick till 4,4 MUSD (3,1 MUSD) för rapporteringsperioden.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 3,3 MUSD (27,3 MUSD) och beskrivs i not 4. Jämförelseperioden inkluderade en vinst vid konsolidering av ett dotterbolag om 13,4 MUSD och en valutakursvinst, netto om 6,2 MUSD.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 86,3 MUSD (48,5 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 5,3 MUSD (6,8 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 18,2 MUSD (3,4 MUSD).

Valutakursförluster för rapporteringsperioden uppgick netto till 46,5 MUSD (6,2 MUSD vinst). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärderingen av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Under rapporteringsperioden förstärktes US dollarn mot den norska kronan och detta har fått redovisade valutakursförluster till följd. Lundin Petroleum's underliggande värde är baserat på US dollarn och detta är valutan som driver den största delen av intäkterna. En förstärkt 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 uppgick den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakurssäkringar till 5,5 MUSD (11,7 MUSD)

Avskrivningarna för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 8,7 MUSD (6,6 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD över facilitetens utnyttjandetid.

Engagemangavgifter för lånefaciliteten uppgick till 17,1 MUSD (10,3 MUSD) för rapporteringsperioden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till engagemangavgifterna avseende den ej utnyttjade delen av 2,5 miljarder USD faciliteten som ingicks i juni 2012, vilket är att jämföras med engagemangavgifterna för den ej utnyttjade delen av den tidigare kreditfaciliteten om 850 MUSD.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 215,1 MUSD (418,4 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden uppgick till 24,5 MUSD (341,3 MUSD) för rapporteringsperioden, av vilken 2,9 MUSD (311,8 MUSD) var hänförlig till Norge. Nedgången i den norska skattekostnaden i förhållande till jämförelseperioden beror på den ökande nivån på utbyggnads- och prospekteringsutgifter i Norge, som visas i avsnittet om omsättningstillgångar nedan.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 190,6 MUSD (77,1 MUSD) för rapporteringsperioden, av vilken 196,2 MUSD (80,4 MUSD) var hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. Dessutom har tidigare ej redovisade skattemässiga underskott hänförliga till den skattemässigt konsoliderade enheten i Nederländerna redovisats till följd av godkännande av utbyggnadsplan för Bertamfältet i Malaysia, vilket har medfört en uppskjuten skatteintäkt om 8,9 MUSD under det fjärde kvartalet. Uppskjutna skatteintäkter uppgick till ett sammanlagt

belopp om 124,9 MUSD under det fjärde kvartalet 2013. De avsåg norska prospekteringsutgifter som kostnadsförts under det fjärde kvartalet, avsättningen för Gaupefältets åtagande i samband med att produktionen upphör, Gaupefältets kostnadsförda återställningskostnader och avsättningen för Brynhilds kostnadsdelningsavtal.

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 75 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 -4,7 MUSD (-4,3 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 3 851,9 MUSD (2 864,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
Belopp i MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Norge	1 105,9	347,9	369,0	133,1
Frankrike	7,0	1,5	29,2	2,9
Nederländerna	4,8	1,3	8,5	1,7
Indonesien	-1,9	-0,9	-0,4	-0,4
Ryssland	3,6	1,7	7,5	1,8
Malaysia	12,7	7,9	-	-
	1 132,1	359,4	413,8	139,1

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 1 105,9 MUSD (369,0 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilket 1 057,2 MUSD (283,3 MUSD) investerades i Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. I Malaysia redovisades 12,7 MUSD (- MUSD) för utbyggnaden av Bertam under redovisningsperioden.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
Belopp i MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Norge	506,4	116,9	323,2	113,0
Frankrike	2,4	0,3	9,8	5,7
Indonesien	18,5	10,7	16,4	3,0
Ryssland	6,0	2,3	3,6	1,8
Malaysia	36,1	2,9	100,5	40,2
Övriga	0,5	0,2	3,8	-0,5
	569,9	133,3	457,3	163,2

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 506,4 MUSD (323,2 MUSD) i Norge.

I Malaysia redovisades 36,1 MUSD (100,5 MUSD) under rapporteringsperioden, för Arabornningen på block PM308A, vilken genomfördes över årets slut 2012 samt slutförandet av insamlingsprogrammet av seismik över blocken PM307, PM319 och SB307/308.

Materiella anläggningstillgångar uppgick till 85,0 MUSD (49,4 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Ikdam FPSO:n och andra materiella anläggningstillgångar. Ikdam FPSO:n uppgraderas för närvarande för att användas på fältutbyggnadsprojektet Bertam i Malaysia.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 59,2 MUSD (44,1 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 22,0 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 22,4 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. Ökningen av uppskjutna skatteintäkter i förhållande till jämförelseperioden är främst hänförlig till tidigare ej redovisade skattemässiga underskott den skattemässigt konsoliderade enheten i Nederländerna, vilka redovisats under det fjärde kvartalet 2013, till följd av godkännandet av fältutbyggnadsplanen för Bertamfältet i Malaysia.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 285,7 MUSD (238,4 MUSD) och beskrivs i not 9.

Lager uppgick till 22,8 MUSD (18,7 MUSD) och inkluderade både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Kundfordringar uppgick till 128,9 MUSD (125,9 MUSD) och inkluderade 102,5 MUSD (100,6 MUSD) hänförliga till Norge. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Underuttagspositionen uppgick till 9,4 MUSD (26,4 MUSD) av vilken 6,3 MUSD (24,6 MUSD) var hänförlig till produktion från Gaupefältet, Norge. Bolagsskatt uppgick till 6,5 MUSD (4,0 MUSD) och inkluderade en skatteåterbetalning i Frankrike om 5,8 MUSD (3,5 MUSD). Fordringar på joint venture uppgick till 25,2 MUSD (11,5 MUSD) och ökade jämfört med slutet av föregående år beroende på högre aktivitetsnivå. Derivatinstrument uppgick till 3,2 MUSD (9,1 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutasäkringskontrakt, se även avsnittet om derivatinstrument nedan. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 62,1 MUSD (32,9 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader som inkluderar kostnader för utnyttjande av en norsk rigg som kommer att vidarefaktureras på framtida borrhningar. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 27,6 MUSD (9,9 MUSD) och innehöll upplupna intäkter för utfarmningar i Norge och Indonesien, moms och andra diverse fordringar.

Likvida medel uppgick till 92,7 MUSD (97,4 MUSD). Likvida medel innehåser för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 351,2 MUSD (1 204,6 MUSD) och beskrivs i not 10.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 246,1 MUSD (190,5 MUSD) och var hänförliga till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under rapporteringsperioden till följd av inkluderandet av Brynhildfältets utbyggnad till ett belopp om 24,4 MUSD, uppdaterade kostnadsuppskattningar för andra fält och nuvärdesjustering av återställningskostnader. Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 1 067,6 MUSD (942,2 MUSD), av vilken 924,6 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 långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum LTIP program uppgick till 30,8 MUSD (67,1 MUSD). Lundin Petroleum LTIP program beskrivs i den här rapporten under avsnittet om ersättningar. Inlösen datum 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. Se även avsnittet om transaktioner med närstående nedan. Den långfristiga delen av avsättningen inkluderar inlösenbeloppet för de syntetiska optionerna 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 1 239,1 MUSD (384,2 MUSD). Banklån uppgick till 1 275,0 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 35,9 MUSD (47,8 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 25,0 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 446,2 MUSD (423,4 MUSD) och beskrivs i not 12.

Överuttagspositionen uppgick till 29,2 MUSD (0,5 MUSD) och var hänförlig till överuttaget på Alvheim- och Volundfältens del i produktionen per den 31 december 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 31 december 2013 ingick ett belopp om - MUSD (1,6 MUSD) i upplupna intäkter. Skatteskulder uppgick till 4,7 MUSD (170,0 MUSD), av vilka 3,6 MUSD (163,6 MUSD) var hänförliga till Norge. Skuld till joint venture och upplupna kostnader uppgick till 334,5 MUSD (213,9 MUSD) respektive 41,0 MUSD (8,3 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhningsaktivitet i Norge. Derivatinstrument uppgick till 1,6 MUSD

(- MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt som förfaller inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 46,2 MUSD (8,8 MUSD) och var hänförliga till den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program. Den kortfristiga delen av avsättningen innehåller inlösenbeloppet för de syntetiska optionerna som förfaller till betalning i maj 2014. Se även avsnittet om närståendetransaktioner nedan.

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 76,1 MSEK (762,2 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 105,7 MSEK (84,6 MSEK) och finansiella intäkter hänförliga till garanti-intäkter om 3,1 MSEK (1,6 MSEK) samt en utdelning om 178,2 MUSD (804,7 MUSD) som erhållits från ett dotterbolag. Finansiella kostnader var hänförliga till räntekostnader från ett koncernbolag om 2,3 MSEK (31,3 MSEK).

Ställda säkerheter till ett belopp om 12 014,5 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 0,4 MUSD (0,4 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster.

Koncernen betalade 0,1 MUSD (0,8 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.

Under det fjärde kvartalet 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, vilket styrelsen godkände som ett tillåtet avsteg från ersättningspolicyn för den verkställande ledningen, med beaktande av de speciella omständigheter och det väsentliga bidrag till bolaget under sina år i tjänst. 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. Det totala lånebeloppet, inklusive ränta skall betalas tillbaka den 30 juni 2014 eller tidigare.

LIKVIDITET

Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD med en grupp om 25 banker för att finansiera Lundin Petroleums pågående utgifter för prospektering och utbyggnad framför allt i Norge. Kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält till ett oljepris och ekonomiska antaganden som 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 31 december 2013 uppgår till 1 870,3 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 Petrolia 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 31 december uppgick till 11,9 MUSD.

HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

I januari 2014 meddelade Lundin Petroleum att nio prospekteringslicenser erhållits i den norska APA licensrundan 2013, för vilka Lundin Petroleum kommer att vara operatör för fyra.

I januari 2014 meddelade Lundin Petroleum att ett avtal slutits med sitt syndikat av banker för att utöka den nuvarande faciliteten om 2,5 miljarder USD till 4,0 miljarder USD under villkor liknande de som gäller för den nuvarande faciliteten. Slutförandet av ökningen av faciliteten förutsätter att komplett dokumentation.

Lundin Petroleum meddelade i januari 2014 att en prospekteringsborrning 16/2-20A som en sidospårsborrning, på Torvastadstrukturen i PL501 (i.a. 40%) pågår. Borrningen tycks vara ej kommersiell och de associerade kostnaderna för den ursprungliga borrningen och sidospårsborrningen kommer sannolikt att kostnadsföras under det första kvartalet 2014.

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.

Lundin Petroleum innehar 8 340 250 egna aktier.

Styrelsen kommer att föreslå till årsstämman att ingen utdelning skall betalas till aktieägarna för räkenskapsåret 2013.

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 31 december 2013 var 123 992 respektive 238 496 och 422 730.

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 31 december 2013 till 125,40 SEK. Avsättningen för de syntetiska optionerna uppgick till 68,2 MUSD inklusive sociala avgifter per den 31 december 2013 och marknadsvärdet på aktierna per den 31 december 2013 var 162,8 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 eller Euro, 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

Lundin Petroleum ingick följande valutasäkringskontrakt för att möta delar av 2013 års operationella krav på NOK, vilket beskrivs i nedanstående tabell.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
1 537,6 MNOK	256,1 MUSD	6,00 NOK: 1 USD	2 jan 2013 – 20 dec 2013
2 162,1 MNOK	353,9 MUSD	6,11 NOK: 1 USD	21 jan 2014 – 28 dec 2014
1 200,6 MNOK	191,9 MUSD	6,26 NOK: 1 USD	21 jan 2015 – 21 dec 2015

Under det första kvartalet 2013 ingick koncernen också en treårig ränteswap till fast ränta som startade 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 31 december 2013 har en kortfristig tillgång, uppgående till 3,2 MUSD (9,1 MUSD) och en långfristig tillgång om 3,0 MUSD (- MUSD) redovisats, vilket representerar det verkliga värdet av en del av räntesäkringskontrakten. Jämförelseperiodens kortfristiga tillgång var hänförlig till valutasäkringskontrakt. Dessutom har en kortfristig skuld om 4,0 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:

	31 dec 2013		31 dec 2012	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,8753	6,0837	5,8148	5,5639
1 USD motsvarar Euro	0,7529	0,7251	0,7778	0,7579
1 USD motsvarar Rubel	31,8675	32,8653	31,0546	30,5665
1 USD motsvarar SEK	6,5132	6,4238	6,7725	6,5045

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Intäkter¹	1	1 195,8	288,2	1 375,8	346,9
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader ¹	2	-195,8	-58,6	-203,2	-52,6
Avskrivningar		-174,2	-52,1	-191,4	-50,0
Prospekteringskostnader		-287,8	-135,0	-168,4	-134,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		-123,4	–	-237,5	-237,5
Bruttoresultat	3	414,6	42,5	575,3	-128,1
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-43,6	-12,1	-31,8	-5,4
Rörelseresultat		371,0	30,4	543,5	-133,5
Resultat från finansiella investeringar					
Finansiella intäkter	4	3,3	0,9	27,3	10,5
Finansiella kostnader	5	-86,3	-22,7	-48,5	-10,3
		-83,0	-21,8	-21,2	0,2
Resultat före skatt		288,0	8,6	522,3	-133,3
Inkomstskatt	6	-215,1	14,4	-418,4	80,6
Periodens resultat		72,9	23,0	103,9	-52,7
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:		77,6	23,7	108,2	-51,5
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-4,7	-0,7	-4,3	-1,2
Periodens resultat		72,9	23,0	103,9	-52,7
Resultat per aktie – USD ²		0,25	0,08	0,35	0,21

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- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Periodens resultat	72,9	23,0	103,9	-52,7
Övrigt totalresultat				
Poster som kan komma att om- klassificeras till resultaträkningen				
Valutaomräkningsdifferens	-31,7	2,6	61,6	25,4
Kassaflödessäkring	-8,1	5,2	9,2	-4,8
Finansiell tillgång som kan säljas	1,9	2,8	16,1	-2,9
Skatt på totalresultat	1,9	-1,4	-2,3	1,2
Övrigt totalresultat efter skatt	-36,0	9,2	84,6	18,9
Totalresultat	36,9	32,2	188,5	-33,8
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	44,7	33,4	190,2	-33,4
Innehav utan bestämmande inflytande	-7,8	-1,2	-1,7	-0,4
	36,9	32,2	188,5	-33,8

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	31 december 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	3 851,9	2 864,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		85,0	49,4
Finansiella tillgångar	8	59,2	44,1
Summa anläggningstillgångar		3 996,1	2 957,9
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	9	285,7	238,4
Likvida medel		92,7	97,4
Summa omsättningstillgångar		378,4	335,8
SUMMA TILLGÅNGAR		4 374,5	3 293,7
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 207,0	1 182,4
Innehav utan bestämmande inflytande		59,8	67,7
Totalt eget kapital		1 266,8	1 250,1
Långfristiga skulder			
Avsättningar	10	1 351,2	1 204,6
Banklån	11	1 239,1	384,2
Övriga långfristiga skulder		25,0	22,6
Summa långfristiga skulder		2 615,3	1 611,4
Kortfristiga skulder			
Kortfristiga skulder	12	446,2	423,4
Avsättningar	10	46,2	8,8
Summa kortfristiga skulder		492,4	432,2
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		4 374,5	3 293,7

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat		72,9	23,0	103,9	-52,7
Justeringar för ej					
kassaflödespåverkande poster	14	885,3	192,8	1 056,9	350,6
Vinst vid försäljning av tillgång		–	–	-1,1	-1,1
Erhållen ränta		0,9	0,1	3,5	2,2
Betald ränta		-21,8	-8,0	-8,9	-3,3
Betald skatt		-187,7	-13,5	-428,8	-121,6
Förändringar i rörelsekapital		164,6	-58,6	93,5	23,7
Summa kassaflöde från verksamheten		914,2	135,8	819,0	197,8
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar		-1 702,0	-492,7	-919,4	-352,2
Investering i kontorsinventarier samt					
övriga anläggningstillgångar		-36,2	-16,5	-9,7	-4,9
Investering i dotterbolag		-3,5	–	-10,2	–
Betalda återställningskostnader		-1,5	-0,8	-18,6	-9,9
Övriga betalningar		-0,4	–	-3,2	-0,3
Summa kassaflöde från investeringar		-1 743,6	-510,0	-961,1	-367,3
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga fordringar		845,1	370,4	225,7	111,2
Betalda finansieringsavgifter		–	–	-49,2	-0,4
Köp av egna aktier		-20,1	–	-8,7	–
Utdelningar		-0,1	–	–	–
Summa kassaflöde från finansiering		824,9	370,4	167,8	110,8
Förändring av likvida medel		-4,5	-3,8	25,7	-58,7
Likvida medel vid periodens början		97,4	97,4	73,6	156,9
Valutakursdifferenser i likvida medel		-0,2	-0,9	-1,9	-0,8
Likvida medel vid periodens slut		92,7	92,7	97,4	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						
Periodens resultat	–	–	–	108,2	-1,7	106,5
Övrigt totalresultat	–	82,0	–	–	–	82,0
Summa totalresultat	–	82,0	–	108,2	-1,7	188,5
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	-8,7	–	–	–	-8,7
Summa transaktioner med ägare	–	-8,7	–	–	–	-8,7
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						
Periodens resultat	–	–	–	77,6	-7,8	69,8
Övrigt totalresultat	–	-32,9	–	–	–	-32,9
Summa totalresultat	–	-32,9	–	77,6	-7,8	36,9
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-20,1	–	–	–	-20,1
Summa transaktioner med ägare	–	-20,1	–	–	-0,1	-20,2
Balans per den 30 december 2013	0,5	358,1	770,8	77,6	59,8	1 266,8

KONCERNENS NOTER

Not 1. Intäkter,	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Olja	1 060,8	249,1	1 169,0	290,1
Kondensat	3,4	1,1	3,3	2,6
Gas	160,0	41,1	147,2	44,6
Försäljning av olja och gas	1 224,2	291,3	1 319,5	337,3
Förändring i under- och överuttag	-45,2	-7,2	30,7	4,3
Övriga intäkter	16,8	4,1	25,6	5,3
Intäkter	1 195,8	288,2	1 375,8	346,9

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- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Utvinningskostnader	114,6	32,6	105,6	29,2
Tariff- och transportkostnader	25,7	5,8	29,7	8,7
Direkta produktionsskatter	44,0	10,0	51,3	12,3
Förändring i under- och överuttag	-2,0	-1,9	14,8	2,4
Övriga	13,5	12,1	1,8	-
	195,8	58,6	203,2	52,6

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- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Norge				
Olja	886,6	209,7	953,4	235,5
Kondensat	2,0	0,5	2,3	2,3
Gas	98,5	25,3	94,9	30,6
Försäljning av olja och gas	987,1	235,5	1 050,6	268,4
Förändring i under- och överuttag	-47,0	-9,1	31,4	3,9
Övriga intäkter	5,6	1,5	6,5	1,8
Intäkter	945,7	227,9	1 088,5	274,1
Produktionskostnader	-85,1	-32,7	-65,5	-18,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-130,2	-41,0	-154,1	-39,6
Prospekteringskostnader	-285,4	-134,8	-103,1	-89,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-81,7	-	-205,8	-205,8
Bruttoresultat	363,3	19,4	560,0	-79,6
Frankrike				
Olja	110,2	25,2	115,0	36,7
Försäljning av olja och gas	110,2	25,2	115,0	36,7
Förändring i under- och överuttag	-0,4	1,6	-	-
Övriga intäkter	2,2	0,4	2,6	1,5
Intäkter	112,0	27,2	117,6	38,2
Produktionskostnader	-34,3	-6,6	-29,9	-12,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-12,5	-3,4	-11,7	-3,0
Prospekteringskostnader	-0,2	-0,1	-5,0	-4,6
Bruttoresultat	65,0	17,1	71,0	18,2

Not 3. Segment information forts.,	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
MUSD				
Nederländerna				
Olja	0,2	0,1	0,2	0,1
Kondensat	1,4	0,6	1,0	0,3
Gas	44,6	11,8	41,4	10,4
Försäljning av olja och gas	46,2	12,5	42,6	10,8
Förändring i under- och överuttag	2,2	0,3	-0,7	-0,2
Övriga intäkter	1,7	0,4	12,2	0,3
Intäkter	50,1	13,2	54,1	10,9
Produktionskostnader	-14,7	-4,9	-12,4	-3,8
Avskrivningar och återställningskostnader	-15,0	-3,7	-10,4	-2,4
Prospekteringskostnader	-1,3	–	-0,6	-0,1
Bruttoresultat	19,1	4,6	30,7	4,6
Indonesien				
Gas	16,9	4,0	10,9	3,6
Försäljning av olja och gas	16,9	4,0	10,9	3,6
Förändring i under- och överuttag	–	–	–	0,6
Intäkter	16,9	4,0	10,9	4,2
Produktionskostnader	-5,0	-1,2	-5,5	-1,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-11,4	-2,7	-5,6	-2,2
Prospekteringskostnader	-0,4	-0,1	-7,4	-0,3
Bruttoresultat	0,1	–	-7,6	–
Ryssland				
Olja	63,8	14,1	75,8	17,8
Försäljning av olja och gas	63,8	14,1	75,8	17,8
Intäkter	63,8	14,1	75,8	17,8
Produktionskostnader	-56,3	-12,8	-65,2	-15,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-4,9	-1,1	-4,3	-1,0
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-31,7	-31,7
Bruttoresultat	2,6	0,2	-25,4	-30,3
Övriga				
Olja ¹	–	–	24,6	–
Försäljning av olja och gas	–	–	24,6	–
Övriga intäkter	7,3	1,8	4,3	1,7
Intäkter	7,3	1,8	28,9	1,7
Produktionskostnader	-0,4	-0,4	-24,7	-0,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-0,2	-0,2	-5,3	-1,8
Prospekteringskostnader ²	-0,5	–	-52,3	-40,5
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar ³	-41,7	–	–	–
Bruttoresultat	-35,5	1,2	-53,4	-41,0

Inom varje segment uppgår intäkter från transaktioner med en extern kund till tio procent eller mer av intäkterna för det segmentet.

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.

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

Not 3. Segment information forts.,	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Totalt				
Olja	1 060,8	249,1	1 169,0	290,1
Kondensat	3,4	1,1	3,3	2,6
Gas	160,0	41,1	147,2	44,6
Försäljning av olja och gas	1 224,2	291,3	1 319,5	337,3
Förändring i under- och överuttag	-45,2	-7,2	30,7	4,3
Övriga intäkter	16,8	4,1	25,6	5,3
Intäkter	1 195,8	288,2	1 375,8	346,9
Produktionskostnader	-195,8	-58,6	-203,2	-52,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-174,2	-52,1	-191,4	-50,0
Prospekteringskostnader	-287,8	-135,0	-168,4	-134,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-123,4	–	-237,5	-237,5
Bruttoresultat	414,6	42,5	575,3	-128,1

Inom varje segment uppgår intäkter från transaktioner med en extern kund till tio procent eller mer av intäkterna för det segmentet.

Not 4. Finansiella intäkter,	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Ränteintäkter	2,3	0,5	5,1	2,6
Valutakursvinster, netto	–	–	6,2	5,5
Garanti-intäkter	0,5	0,2	0,2	0,2
Vinst vid konsolidering av dotterbolag	–	–	13,4	–
Övriga	0,5	0,2	2,4	2,2
	3,3	0,9	27,3	10,5

Not 5. Finansiella kostnader,	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Räntekostnader	5,3	1,5	6,8	2,0
Valutakursförluster, netto	46,5	13,3	–	–
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	1,5	0,5	0,2	–
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	6,1	1,5	5,1	1,3
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	8,7	2,2	6,6	2,0
Engagemangavgifter för lånefacilitet	17,1	3,4	10,3	4,7
Nedskrivning av övriga aktier	–	–	18,6	–
Övriga	1,1	0,3	0,9	0,3
	86,3	22,7	48,5	10,3

Not 6. Inkomstskatter,	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Aktuell skatt	24,5	24,9	341,3	57,0
Uppskjuten skatt	190,6	-39,3	77,1	-137,6
	215,1	-14,4	418,4	-80,6

Not 7. Olje- och gastillgångar, MUSD	31 dec 2013	31 dec 2012
Norge	2 685,6	1 702,3
Frankrike	224,4	216,8
Nederländerna	60,1	65,8
Indonesien	101,7	96,9
Ryssland	590,2	599,2
Malaysia	189,9	183,4
	3 851,9	2 864,4
Not 8. Finansiella tillgångar, MUSD	31 dec 2013	31 dec 2012
Övriga aktier och andelar	22,0	20,0
Obligationer	22,4	13,3
Uppskjutna skattefordringar	10,4	9,5
Bolagsskatt	3,0	–
Övriga	1,4	1,3
	59,2	44,1
Not 9. Fordringar och lager, MUSD	31 dec 2013	31 dec 2012
Lager	22,8	18,7
Kundfordringar	128,9	125,9
Underuttag	9,4	26,4
Bolagsskatt	6,5	4,0
Fordringar på Joint venture	25,2	11,5
Derivatinstrument	3,2	9,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	62,1	32,9
Övriga	27,6	9,9
	285,7	238,4
Not 10. Avsättningar, MUSD	31 dec 2013	31 dec 2012
Långfristiga:		
Återställningskostnader	246,1	190,5
Uppskjuten skatteskuld	1 067,6	942,2
Långfristiga incitamentsprogram	30,8	67,1
Derivatinstrument	1,6	–
Pension	1,5	1,5
Övriga	3,6	3,3
	1 351,2	1 204,6
Kortfristiga:		
Långfristiga incitamentsprogram	46,2	8,8
	46,2	8,8
	1 397,4	1 213,4
Not 11. Finansiella skulder, MUSD	31 dec 2013	31 dec 2012
Banklån	1 275,0	432,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-35,9	-47,8
	1 239,1	384,2
Not 12. Kortfristiga skulder, MUSD	31 dec 2013	31 dec 2012
Leverantörsskulder	19,4	15,7
Förutbetalda intäkter	–	1,6
Överuttag	29,2	0,5
Skatteskulder	4,7	170,0
Upplupna kostnader	41,0	8,3
Skulder till Joint venture	334,5	213,9
Derivatinstrument	4,0	–
Övriga	13,4	13,4
	446,2	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:

31 december 2013 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	21,6	–	0,4
– Obligationer	10,4	–	–
– Derivatinstrument – långfristiga	–	3,0	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	3,2	–
	<u>32,0</u>	<u>6,2</u>	<u>0,4</u>
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	1,6	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	4,0	–
	<u>–</u>	<u>5,6</u>	<u>–</u>
<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	–
	<u>29,1</u>	<u>9,1</u>	<u>0,4</u>
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	–	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	–	–
	<u>–</u>	<u>–</u>	<u>–</u>

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" kreditfacilitet 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 en del av det nuvarande utestående banklånet till betalning inom fem år, vid slutet av 2017.

Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	1 jan 2013- 31 dec 2013	1 okt 2013- 31 dec 2013	1 jan 2012- 31 dec 2012	1 okt 2012- 31 dec 2012
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Prospekteringskostnader	287,8	135,0	168,5	134,9
Avskrivningar och nedskrivningar	165,3	40,0	189,3	49,1
Aktuell skatt	24,5	24,9	341,3	57,0
Uppskjuten skatt	190,6	-39,3	77,1	-137,6
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	123,4	–	237,5	237,5
Nedskrivning av övriga aktier	–	–	18,6	–
Långfristiga incitamentsprogram	9,9	0,6	13,0	-1,2
Övriga	83,8	31,6	11,6	10,9
	885,3	192,8	1 056,9	350,6

¹ Övriga justeringar innehåller växelkursdifferenser om 52,1 MUSD (5,6 MUSD) för rapporteringsperioden.

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Intäkter	3,1	2,2	71,0	27,0
Administrationskostnader	-105,7	-47,6	-84,6	-7,1
Rörelseresultat	-102,6	-45,4	-13,6	19,9
Resultat från finansiella poster				
Finansiella intäkter	181,4	179,0	807,1	806,1
Finansiella kostnader	-2,7	-1,1	-31,3	-5,5
	178,7	177,9	775,8	800,6
Resultat före skatt	76,1	132,5	762,2	820,5
Skatt	-	-	-	-
Periodens resultat	76,1	132,5	762,2	820,5

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Periodens resultat	76,1	132,5	762,2	820,5
Övrigt totalresultat	-	-	-	-
Totalresultat	76,1	132,5	762,2	820,5
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	76,1	132,5	762,2	820,5
	76,1	132,5	762,2	820,5

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	31 december 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Fordringar från koncernbolag	–	21,4
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,2	–
Summa anläggningstillgångar	7 872,0	7 893,2
Omsättningstillgångar		
Fordringar	17,3	20,7
Likvida medel	2,6	1,1
Summa omsättningstillgångar	19,9	21,8
SUMMA TILLGÅNGAR	7 891,9	7 915,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 814,0	7 869,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36,6	36,4
Skulder till koncernbolag	21,6	–
Summa långfristiga skulder	58,2	36,4
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	19,7	8,8
Summa kortfristiga skulder	19,7	8,8
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 891,9	7 915,0
Ställda säkerheter	12 014,5	11 911,6

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	76,1	132,5	762,2	820,5
Ej kassaflödespåverkande poster	-18,9	-19,2	-725,2	-810,7
Förändringar i rörelsekapital	14,2	4,3	-6,4	1,9
Summa kassaflöde från verksamheten	71,4	117,6	30,6	11,7
Kassaflöde från investeringar				
Förändring av långfristiga fordringar	-	-	0,1	0,1
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	-0,2	-0,2	-	-
Summa kassaflöde från investeringar	-0,2	-0,2	0,1	0,1
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	62,2	-116,3	29,1	-17,7
Köp av egna aktier	-131,9	-	-62,4	-
Summa kassaflöde från finansiering	-69,7	-116,3	-33,3	-17,7
Förändring av likvida medel	1,5	1,1	-2,6	-5,9
Likvida medel vid periodens början	1,1	1,5	3,8	7,0
Valutakursförändring i likvida medel	-	-	-0,1	-
Likvida medel vid periodens slut	2,6	2,6	1,1	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	-	-	-	-	762,2	762,2
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	-	-	-62,4	-	-	-62,4
Summa transaktioner med ägare	-	-	-62,4	-	-	-62,4
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	-	-	-	-	76,1	76,1
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	-	-	-131,9	-	-	-131,9
Summa transaktioner med ägare	-	-	-131,9	-	-	-131,9
Balans per den 31 december 2013	3,2	861,3	2 357,5	4 515,9	76,1	7 814,0

FINANSIELLA NYCKELTAL

	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader	1 okt 2012- 31 dec 2012 3 månader
Finansiell data (MUSD)				
Intäkter ¹	1 195,8	288,2	1 375,8	346,9
EBITDA	960,9	218,6	1 144,1	289,8
Periodens resultat	72,9	23,0	103,9	-52,7
Operativt kassaflöde	975,6	204,8	831,4	237,4
Nyckeltal, aktie (USD)				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,90	3,90	3,81	3,81
Operativt kassaflöde per aktie	3,15	0,66	2,68	0,77
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,95	0,44	2,64	0,64
Resultat per aktie	0,25	0,08	0,35	-0,16
Resultat per aktie efter full utspädning	0,25	0,08	0,35	-0,16
EBITDA per aktie	3,10	0,71	3,68	0,93
Utdelning per aktie	-	-	-	-
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 570 330	309 570 330	310 542 295	310 542 295
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut	310 017 074	309 570 330	310 735 227	310 542 295
Börskurs				
Börskurs vid periodens slut (SEK)	125,40	125,40	149,50	149,50
Börskurs vid periodens slut (CAD)	19,73	19,73	22,87	22,87
Nyckeltal				
Räntabilitet på eget kapital (%)	6	2	9	-4
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	16	1	35	-10
Netto skuldsättningsgrad (%)	98	98	28	28
Soliditet (%)	29	29	38	38
Andel riskbärande kapital (%)	53	53	66	66
Räntetäckningsgrad	51	12	75	-67
Operativt kassaflöde/räntekostnader	144	105	119	117
Direktavkastning	-	-	-	-

¹ Jämförelsetalen har räknats om för den nya klassificeringen av förändring i under- och överutttag 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: Banklån minus likvida medel 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 5 februari 2014

Ian H. Lundin
Ordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

William A. Rand

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

Peggy Bruzelius

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för tremånadersperioden (januari-mars 2014) kommer att publiceras den 7 maj 2014.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari-juni 2014) kommer att publiceras den 6 augusti 2014.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari-september 2014) kommer att publiceras den 5 november 2014.

Årsstämman kommer att hållas den 15 maj 2014 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

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

Maria Hamilton
eller 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.