

SEXMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 JUNI 2014

HÖJDPUNKTER

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2014 (30 juni 2013)

- Produktion om 28,1 Mboepd (35,2 Mboepd)¹
- Intäkter om 460,8 MUSD (594,1 MUSD)
- EBITDA om 349,3 MUSD (517,6 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 497,0 MUSD (498,6 MUSD)
- Resultat om 0,8 MUSD (48,2 MUSD)
- Nettoskuld om 1 777 MUSD (31 december 2013: 1 192 MUSD)
- Kreditfacilitet utökad från 2,5 miljarder USD till 4,0 miljarder USD
- Johan Sverdrup Fas 1 konceptuell utbyggnadsplan godkändes av licenspartners
- Nio prospekteringslicenser tilldelades i 2013 års norska APA licensrunda, fyra som operatör

Andra kvartalet som avslutades den 30 juni 2014 (30 juni 2013)

- Produktion om 27,5 Mboepd (34,8 Mboepd)¹
- Intäkter om 225,4 MUSD (283,8 MUSD)
- EBITDA om 171,5 MUSD (243,1 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 241,0 MUSD (240,8 MUSD)
- Resultat om -2,4 MUSD (1,2 MUSD)

	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto ¹	28,1	27,5	35,2	34,8	32,7
Intäkter i MUSD	460,8	225,4	594,1	283,8	1 132,0
Periodens resultat i MUSD	0,8	-2,4	48,2	1,2	72,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	3,2	-1,2	50,9	2,6	77,6
Vinst/aktie i USD ²	0,01	0,00	0,16	0,01	0,25
EBITDA i MUSD	349,3	171,5	517,6	243,1	955,7
Operativt kassaflöde i MUSD	497,0	241,0	498,6	240,8	967,9

¹ Inkluderar produktion från ryska offshorestillgångar redovisade i enlighet med kapitalandelsmetoden under IFRS 11 Joint Arrangements.

² Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare

Not: Från och med den 1 januari 2014 har koncernen antagit IFRS 11 Joint Arrangements. Det finansiella resultatet hänförligt till de ryska produktionstillgångarna, onshore redovisas i enlighet med kapitalandelsmetoden. Jämförelsetalen från föregående år har räknats om.

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

Kära aktieägare,

Den värld vi lever i idag är en värld med ökad geopolitisk osäkerhet. Den senaste tidens beklagliga händelser i Ukraina och Mellanöstern skapar en miljö där framtiden är mindre tydlig och där frågan om energisäkerhet ges ett större offentligt fokus.

Vi tror starkt på en värld där det kommer att finnas en fortsatt hög efterfrågan på energi som det primära drivmedlet för ekonomisk tillväxt och där fossila bränslen kommer att förbli den viktigaste energikällan under överskådlig framtid.

Vår affärsmodell är att om vi lyckas öka Lundin Petroleums olje- och gasresurser och produktion så kommer detta att leda till värdeskapande för våra aktieägare. De senaste åren har vi framgångsrikt ökat våra resurser, särskilt i Norge, där vi nog utan tvekan kan påstå att vi har varit det ledande prospekteringsbolaget i och med ett antal fyndigheter, däribland Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Vi har nu kommit mycket långt i arbetet med att sätta dessa fyndigheter i produktion och till följd av det kommer vi under nästa år att kunna visa en betydande tillväxt i produktion, kassaflöde och lönsamhet.

En nära trefaldig ökning av produktionen vid slutet av 2015

Vår produktion för det första halvåret 2014 var 28 100 boepd. Produktionen från våra norska fält Alvheim och Volund står fortfarande för det största bidraget och representerar över två tredjedelar av produktionen. Båda fälten har och fortsätter att prestera bra men liksom för de flesta oljefält börjar vatten bryta igenom och det uppstår ett ökat förhållande mellan vatten och olja, vilket innebär att oljeproduktionen med tiden kommer att fortsätta minska.

Vår förväntade produktion om 24 000 till 29 000 boepd för 2014 bibehålls. Uppskattningen för 2014 har påverkats på grund av förseningar av Brynhildfältets produktionsstart och den nyligen genomförda försäljningen av vår ryska onshore-produktion.

Vår förväntade produktion kommer att öka kraftigt under 2015 i och med att vi påbörjar produktion vid utbyggnaderna av oljefälten Bøyla, Bertam och Edvard Grieg. Vi behåller vår uppskattade genomsnittliga produktion om cirka 50 000 boepd för 2015 och räknar med att uppnå över 75 000 boepd vid utgången av 2015, när alla dessa projekt har satts i produktion.

Utbyggnadsprojekt

Vi har haft frustrerande förseningar vid utbyggnadsprojektet Brynhild, offshore Norge. Brynhildfältet är en undervattensutbyggnad med återkoppling till Piercefältets anläggningar i Storbritannien, där Shell är operatör. Piercefältets produktionsanläggning är FPSO:n Haewene Brim som drivs av Bluewater. Utbyggnadens undervattensdel är färdigställd och utbyggnadsborrningarna är redo att påbörja produktion. Förseningen av Brynhilds produktionsstart har varit en direkt följd av Shells och Bluewaters oförmåga att slutföra arbetet enligt plan på FPSO:n för att försäkra att fartyget är redo att återuppta Pierceproduktionen och ta emot Brynhildoljan. Vi närmar oss produktionsstart som nu förväntas till slutet av september, men baserat på historiskt låga produktivitetsnivåer och fortsatta förändringar i arbetets omfattning har jag lågt förtroende för Shells/Bluewaters tidplan och förväntar mig att produktionsstarten vid Brynhild mer realistiskt glider in i fjärde kvartalet.

Som jag har nämnt tidigare tror vi, baserat på resultaten av de slutförda borrningarna, att det finns potential för att Brynhilds initiala bruttoproduktion om 12 000 boepd kan överskridas.

Nyhetererna är positiva kring våra andra utbyggnadsprojekt, Bøyla, Bertam och Edvard Grieg, då samtliga projekt följer budget och tidplan.

Framstegen för utbyggnaden av Bertam, offshore Malaysiska halvön, är särskilt uppmuntrande i och med den framgångsrika installationen av jacketen för Bertams plattform för borrhysningar som slutfördes i maj 2014. Färdigställandet av offshoreplattformens processdäck och modifieringsarbetet vid den till 100 procent ägda Bertam FPSO:n förväntas fortfarande att slutföras i år med produktionsstart under det andra kvartalet 2015. Jack-up-riggen West Prospero som ägs av Seadrill har kontrakterats för utbyggnadsborrprogrammet som kommer att starta inom kort.

Jag fortsätter att uppmuntras av de framsteg som görs på utbyggnaden av Edvard Grieg efter den framgångsrika installationen av jacketen i Nordsjön tidigare i år. Konstruktionen av processdäcken går enligt plan och vi räknar med att ha slutfört de maskintekniska arbetena i slutet av detta år. Installationen av gasledningen pågår för närvarande och vi förväntar oss att kunna påbörja utbyggnadsborrning med jack-up-riggen Rowan Viking under det tredje kvartalet 2014. Jag är fortsatt övertygad om att vi kommer att kunna starta produktionen vid Edvard Grieg med en plåtproduktion på 100 000 boepd, brutto, under det fjärde kvartalet 2015.

Jag är nöjd med framstegen i utarbetandet av utbyggnadsplanen för Johan Sverdrup som vi fortfarande förväntar oss att lämna in till den norska regeringen för godkännande i början av 2015. Utvärderingsborrprogrammet är slutfört. Statoil, den arbetande operatören för pre-unitfasen, håller på att slutföra undervattensmodelleringen och har ett nära samarbete med Aker Solutions som slutför förprojekteringskontraktet. Samtidigt fortskrider samordningsprocessen, med målsättning att beslut skall ha tagits före inlämnandet av utbyggnadsplanen.

Projektet Johan Sverdrup kommer att ha en transformerande inverkan på Lundin Petroleum och det första konkreta beviset kommer att visas nästa år då vi kommer kunna redovisa Johan Sverdrupresurserna som reserver, till följd av utbyggnadsplanen och samordningen. Johan Sverdrupfältets effekt på våra reserver och produktion kommer att bli väsentlig, då detta fält motsvarar en ökning av våra nuvarande reserver och produktion på över tre till fyra gånger.

Utvärdering

Vi har gjort utvärderingsborrningar på tre av våra senaste fyndigheter.

Vi har nyligen avslutat utvärderingsborrningen på Gohta i Barents hav med blandade resultat. Vi fann en ny konglomeratisk reservoar som vi framgångsrikt testat, men reservoarkvaliteten vid den här platsen för den karstifierade karbonatreservoaren var under förväntningarna. Vi analyserar för närvarande resultaten från borrningen för att enas om en framtida handlingsplan. Resurspotentialen för Gohta, liksom för övriga fyndigheter i Barents hav, är väsentlig men troligtvis under den ekonomiska tröskeln för en fristående utbyggnad. Jag är fortfarande övertygad om att infrastruktur för oljeexport kommer att utvecklas inom detta område i Barents hav för att möjliggöra att fyndigheter såsom Gohta kan byggas ut kommersiellt.

I Malaysia är resultaten från utvärderingsborrningen på Tembakau positiva och jag är övertygad att denna fyndighet kan bli kommersiell. Fyndigheten är bra belägen, nära kusten där det finns en stark gasmarknad. Vi kommer nu att arbeta vidare med konceptuella utbyggnadsstudier och uppdatera våra resursestimat.

Utvärderingsborrningen på Luno II i PL359 i Utsirahöjdsområdet, nära Edvard Grieg- och Johan Sverdrupfälten pågår. Jag gläds åt att vi nyligen kunde öka vårt ägande i PL359 till 50 procent och samtidigt likställa intresseandelarna i Edvard Grieglicensen PL338 och PL359. Detta kommer att underlätta de kommersiella överenskommelserna för eventuella återkopplingar från Luno II till Edvard Griegs anläggningar.

Prospektering

Vi står fortsatt fast vid vår organiska tillväxtmodell som är baserad på vår prospekteringsaktivitet med särskilt fokus på Norge och Malaysia. Aktiviteten kommer att öka under det andra halvåret 2014 och 13 prospekteringsborrningar planeras att genomföras före årsskiftet. Vi kommer att genomföra borrningar i våra norska kärnområden för prospektering, Utsirahöjden och Barents hav, där strukturererna Kopervik och Alta är av särskilt intresse och vi kommer samtidigt att försöka öppna upp nya områden. I Malaysia kommer vi att genomföra prospekteringsborrningar offshore Malaysiska halvön och offshore Sabah i bevisade oljeområden nära infrastruktur.

Utifrån den senaste tidens förvärvsaktivitet i Norge och Sydostasien är det tydligt att företag betalar premiumvärden för resurser av god kvalitet och med tanke på våra historiskt låga kostnader för att hitta nya fyndigheter, tror vi att borren är vårt bästa redskap för att skapa detta värde.

Världens oljemarknader

Världens ledare står inför stora utmaningar i samband med den globalt ökade geopolitiska osäkerheten med därav efterföljande konsekvenser för energisäkerheten. Tillväxten i världsekonomin återvänder sakta men säkert till de flesta områden och det finns en ökande acceptans för att tillväxten

i Kina och utvecklingsländerna kommer att fortsätta. Detta har redan lett till ökad efterfråga på råvaror, inklusive olja. Jag tror i allra högsta grad att vår bransch under de kommande åren kommer att utmanas att fortsätta möta världens ökande behov av kolväten.

Många oljebolag står dessutom inför ett ökat tryck från aktieägarna att minska kostnader, öka kapitalavkastningen och skydda utdelningar till aktieägarna. Industriledare står helt klart inför dilemmat att välja mellan kortsiktig avkastning och behovet av långsiktiga investeringar. En brist på investeringar i dag kommer dock onekligen att påverka produktionen under kommande år.

Ledningsgruppen och jag är mycket fokuserade på att öka vår resurs- och produktionsbas. Jag är oerhört nöjd över att vi kan, med stöd av vår storägare familjen Lundin, fortsätta att göra långsiktiga investeringar som leder till värdeskapande för våra aktieägare.

Med vänliga hälsningar

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD
Stockholm, 6 augusti 2014

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till tre kärnområden, Norge, Sydostasien och kontinentala Europa. Norge utgör fortsatt majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet, där produktionen för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2014 (rapporteringsperioden) stod för 70 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 olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Exklusive det stora Johan Sverdrupfältet i Norge uppgick de betingade resurserna enligt bästa estimat vid slutet av 2013 till 342 MMboe, netto till Lundin Petroleum. Johan Sverdrupfältet innehåller betingade bruttoresurser om mellan 1,8 och 2,9 miljarder fat oljeekvivalenter som tidigare meddelats av den arbetande pre-unitoperatören Statoil. Johan Sverdrupfältet 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 28,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 35,2 Mboepd för samma period 2013) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Olja					
Norge	16,6	16,2	22,5	22,4	20,6
Frankrike	2,9	2,9	2,8	2,8	2,9
Ryssland ¹	2,1	2,1	2,4	2,4	2,3
Summa produktion olja	21,6	21,2	27,7	27,6	25,8
Gas					
Norge	3,0	2,9	3,8	3,6	3,3
Nederländerna	2,0	1,9	2,1	2,0	2,0
Indonesien	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
Summa produktion gas	6,5	6,3	7,5	7,2	6,9
Summa produktion					
Kvantitet i Mboe	5 090,8	2 502,5	6 375,4	3 169,1	11 939,6
Kvantitet i Mboepd	28,1	27,5	35,2	34,8	32,7

¹ Till följd av antagandet av IFRS 11 Joint arrangements kommer det finansiella resultatet som är hänförligt till de ryska onshore tillgångarna att redovisas enligt kapitalandelsmetoden från och med den 1 januari 2014.

NORGE

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a. ¹	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Alvheim	15%	10,0	10,3	11,3	11,1	10,5
Volund	35%	8,9	8,1	13,3	13,4	12,2
Gaupe	40%	0,7	0,7	1,7	1,5	1,2
		19,6	19,1	26,3	26,0	23,9

¹ Lundin Petroleums licensandel (I.a.)

Produktionen från Alvheimfältet var under rapporteringsperioden över förväntan till följd av en fortsatt god reservoarprestanda och en högre än förväntad produktion från två borrhningar som åter sattes i produktion under april 2014 efter utfört underhållsarbete. Den ökade produktionen jämnades delvis ut av två korta väderrelaterade driftstopp av FPSO:n Alvheim under rapporteringsperioden. En tredje producerande borrhning driftstoppades i november 2013 och reparationsarbetet planeras att

genomföras under 2015. En kompletterande borrhning på Alvheim kommer att genomföras under det fjärde kvartalet 2014 och borrhningen förväntas sättas i produktion i början av 2015. Ytterligare två kompletterande borrhningar planeras att genomföras under 2015. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet, exklusive underhållsarbete av borrhningarna, var lägre än 5,0 USD per fat under rapporteringsperioden.

Volundfältets produktion var under rapporteringsperioden lägre än förväntad på grund av en kombination av två korta väderrelaterade driftsstopp vid Alvheim FPSO:n, lägre än förväntat vätskegenomflöde samt ett högre än förväntat förhållande mellan vatten och olja. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var lägre än 3,50 USD per fat under rapporteringsperioden.

Produktionen vid Gaupefältet har varit enligt förväntan och produktionen vid fältet förväntas upphöra under 2014.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO godkännande	Uppskattade brutto- reserver	Förväntad produktions- start	Förväntad platå- produktion, brutto
PL148	Brynhild	90%	november 2011	23 MMboe	september 2014	12,0 Mboepd
PL340	Bøyla	15%	oktober 2012	22 MMboe	Q1 2015	20,0 Mboepd
PL338	Edvard Grieg	50%	juni 2012	186 MMboe	Q4 2015	100,0 Mboepd
Flera	Ivar Aasen	1,385%	maj 2013	192 MMboe	Q4 2016	65,0 Mboepd
Flera	Johan Sverdrup	10%-40%	N/A	1,8-2,9 miljarder boe ¹	sent 2019	550,0-650,0 Mboepd

Brynhild

Produktionsstart vid Brynhildfältet förväntas i september 2014. Brynhildfältets modell- och manifoldkonstruktion på havsbotten samt pipeline för produktion och vatteninjicering har installerats med framgång. De första två utav fyra utbyggnadsborrningar förväntas att slutföras och vara klara vid produktionsstart. De två slutförda borrhningarna fann både reservoarens tjocklek och kvalitet i enlighet med förväntningarna. FPSO:n Haewene Brim har med framgång åter förankrats vid Piercefältet, offshore Storbritannien och nya produktionsstigrör har anslutits till FPSO:n. Driftsättningsarbete pågår inför produktionsstart.

Bøyla

Bøylafältet byggs ut som en 28 km lång återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n med två produktionsborrningar och en vatteninjicerande borrhning. Manifoldkonstruktionen på havsbotten har under det första kvartalet 2014 framgångsrikt installerats och riggen Transocean Winner har slutfört den första produktionsborrningen och genomför för närvarande den andra produktionsborrningen. Produktionsstarten förväntas till det första kvartalet 2015 och fältet förväntas uppnå en platåproduktion om 20,0 Mboepd, brutto. Utbyggnadskostnaderna för Bøylafältet är fortsatt inom budget.

Edvard Grieg

Ståljacketen installerades med framgång på plats offshore under det andra kvartalet 2014. Installationen av den 94 km långa gasledningen till gassystemet Sage Beryl pågår för närvarande. Konstruktion- och projekteringsarbete med processdäck och oljepipelines för export pågår och Y-kopplingen till oljeledningen Grane har framgångsrikt installerats. Installationen av den 43 km långa oljeledningen till Granes Y-koppling planeras att genomföras under våren 2015. Utbyggnadsborrningar beräknas att påbörjas med jack-up-riggen Rowan Viking under det tredje kvartalet 2014. Produktionsstart från Edvard Griegfältet förväntas till det fjärde kvartalet 2015. Utbyggnaden av Edvard Griegfältet har kommit långt och fortgår enligt plan och inom budget.

Kværners konstruktion av processdäcken som påbörjades 2013 planeras att slutföras maskintekniskt mot slutet av 2014 och driftsättningsarbetet planeras att påbörjas därefter. Processdäckinstallationen offshore är planerad till våren 2015. Modulen med boendekvarter har levererats av Apply Leirvik till Kværners varv i Stord för integrering med övrig processdäcksutrustning.

Utvärderingsborrningen 16/1-18 på den sydöstra delen av Edvard Griegfältet slutfördes framgångsrikt under rapporteringsperioden. Borrhningen påträffade en konglomeratisk sandstenssekvens om 62 meter, varav merparten var av god reservoarkvalitet. Ytterligare en borrhning planeras att

genomföras på den södra delen av Edvard Grieg för att bättre förstå fördelningen av denna konglomeratiska sandsten.

Ivar Aasen

Under rapporteringsperioden har Ivar Aasenfältet, beläget omedelbart norr om Edvard Griegfältet, samordnats över de tre licenserna PL001b/PL242, PL338BS (I.a. 50%) och PL457. PL338BS är en stratigrafisk avknoppning av PL338 och har samma ägarstruktur i licensen som PL338 (I.a. 50%). PL338BS har tilldelats en samordnad intresseandel om 2,77 procent i utbyggnaden av Ivar Aasen, vilket därför ger Lundin Petroleum en ägarandel i Ivar Aasen om 1,385 procent, netto. Den samordnade intresseandelen är inte föremål för några nya beslut. Operatören för Ivar Aasen, Det norske oljeselskap, uppskattar att fältet innehåller bruttoreserver om 192 MMboe, exklusive fyndigheten Hanz som inte är en del av enheten Ivar Aasen. Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljackets med processdäcksanläggningar som består av boendekvarter och borranläggningar med olje-, gas- och vattenavskiljning för vidare export till Edvard Griegplattformen för slutlig behandling och pipelineexport. Produktionsstart av Ivar Aasen beräknas att ske under fjärde kvartalet 2016.

Johan Sverdrup

Lundin Petroleum hittade fyndigheten Johan Sverdrup år 2010 med borringen 16/2-6 som genomfördes i PL501 (I.a. 40%). Totalt 22 borringar och sju sidospårsborringar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet har slutförts. Statoil, den arbetande operatören för pre-unitfasen av fältet, meddelade i december 2013 uppdaterade estimat för fältets betingade bruttoresurser om 1,8 till 2,9 miljarder oljeekvivalenter och att produktionsstart förväntas till slutet av 2019. Fältet sträcker sig över de tre licenserna PL501 (I.a. 40%), PL265 (I.a. 10%) och en liten del av fältet sträcker sig in i PL502.

Under rapporteringsperioden har val av utbyggnadskoncept för Fas 1 meddelats. Fas 1 av utbyggnaden kommer att innehålla ett fältcenter bestående av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borranläggning och en boendepattform. Plattformarna kommer att installeras i vattendjup om 120 meter på ståljackets och kommer att vara sammanlänkade med varandra genom brygginstallationer. Ett FEED-kontrakt tilldelades Aker Solutions i slutet av 2013. I juni 2014 meddelade den arbetande operatören för pre-unitfasen att en avsiktsförklaring har undertecknats med Kværner i Norge om leverans av två av ståljacketserna för utbyggnaden i Fas 1. Ståljacket för plattformen för stigrör planeras att levereras under 2017 och ståljacket för plattformen med borranläggningen planeras att levereras under 2018.

Produktionsstart för den första fasen av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 och 380 Mboepd. Mellan 40 och 50 produktions- och injiceringsborringar förväntas att genomföras för att uppnå produktion för Fas 1, av vilka 11 till 17 borringar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög innan produktionsstart, för att underlätta platåproduktion för Fas 1.

Bruttoinvesteringen för Fas 1, vilken innefattar såväl exportpipelines för olja och gas som energiförsörjning från land, uppskattas till mellan 100 och 120 miljarder NOK, inklusive oförutsedda utgifter och visst utrymme för potentiella framtida prisökningar. Fältcentret i Fas 1 kommer även att ha ett kapacitetsutrymme för att underlätta för framtida utbyggnadsfaser och potentiellt ökad utvinning.

Johan Sverdrups olje- och gasproduktion kommer att transporteras till land via, för ändamålet reserverade, pipelines för olja och gas. En 274 km lång pipeline om 36 tum för olja kommer att installeras och kopplas till oljeterminalen i Mongstad på den norska västkusten. En 165 km lång pipeline om 18 tum för gas kommer att installeras och kopplas till Kårstøs gasterminal där gasen sedan bearbetas och därefter transporteras vidare. En utbyggnadsplan för Johan Sverdrup Fas 1 planeras att lämnas in för godkännande av Norges regering i början av 2015.

De resurser i Johan Sverdrup som inte byggts ut i Fas 1 kommer att byggas ut under påföljande utbyggnadsfaser. Koncept och kostnader för ytterligare utbyggnadsfaser analyseras för närvarande av Johan Sverdrups partners och kommer att utgöra underlaget för senare investeringsbeslut.

Under rapporteringsperioden har två utvärderingsborringar slutförts på Johan Sverdrupfältet. Borring 16/3-8S har framgångsrikt slutförts i PL501 på Avaldsneshöjden mellan borringarna 16/2-6, 16/2-7 och 16/3-4 och borringen påträffade en oljefylld 13 meters reservoaravsnitt av

Draupnesand från sen juraperiod. Borrningen uppnådde ett utmärkt flödestestresultat samt uppmätte exceptionellt hög permabilitet. En sidospårsborrning, 16/3-8ST2, har också slutförts med framgång. Utvärderingsborrning 16/2-19 och sidospårsborrning 16/2-19A i PL265 slutfördes under april 2014. Resultaten från borrningarna var under förväntan med en tunnare än väntat reservoar mot berggrundshöjden.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2014

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3-8 S och T2	januari 2014	Avslutad mars 2014
PL265	Statoil	10%	16/2-19	februari 2014	Avslutad april 2014
PL492	Lundin Petroleum	40%	7120/1-4S	maj 2014	Avslutad juli 2014
PL359	Lundin Petroleum	50%	16/4-8S	juni 2014	Pågående

Förutom utvärderingsborrningarna på Johan Sverdrup har ytterligare två utvärderingsborrningar genomförts under rapporteringsperioden. I juli 2014 slutfördes utvärderingsborrningen på fyndigheten Gohta i Barents hav. Utvärderingsborrningen 7120/1-4S i PL492 (I.a. 40%) på Gohta i Barents hav påträffade 10 meter av gas och kondensat i kalkstenskonglomerat från sen permperiod med goda reservoaregenskaper liggandes över bruten kalksten av begränsad reservoarkvalitet. Ett test producerade över 26 miljoner kubikfot av gas per dag (MMscfd) och 880 fat kondensat per dag. Utvärderingsborrning 16/4-8S i PL359 (I.a. 50%) på fyndigheten Luno II på Utsirahöjden påbörjades i juni 2014 och dess syfte är att testa kvaliteten och förlängningen av reservoaren från jura/triasperioden.

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2014

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
Utsirahöjden						
PL501	16/2-20A	januari 2014	Torvastad (sidospår)	40%	Lundin Petroleum	Oljespår–icke-kommersiell
Barents hav						
PL659	7222/11-2	januari 2014	Langlitinden	20%	Det norske	Oljefyndighet – icke-kommersiell

På Utsirahöjden har sidospårsborrningen Torvastad, 16/2-20A, med en reservoarsekvens från sen juraperiod 770 meter väster om prospekteringsborrningen 16/2-20 som målsättning, avslutats i februari 2014. Sidospårsborrningen påträffade olja men fann en reservoarkvalitet som var sämre än förväntad och bedömdes vara icke-kommersiell.

Borrning 7222/11-2 på strukturen Langlitinden på sydöstra Loppahöjden i Barents hav slutfördes i februari 2014. Borrningen påträffade olja i sandstensreservoar från mellersta triasperioden men reservoarkvaliteten var sämre än förväntat och borrningen bedömdes därför vara icke-kommersiell.

Lundin Petroleum planerar att genomföra ytterligare fem prospekteringsborrningar i Norge under 2014. Borrning på Altastrukturen i PL609 (I.a. 40%) har påbörjats. Altastrukturen ligger omedelbart nordost om Gohtafyndigheten i PL492 och uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 261 MMboe, brutto. Ytterligare borrningar kommer att genomföras på strukturerna Kopervik, Storm, Lindarormen och Vollgrav. Borrning på strukturen Storm i PL555 (I.a. 60%), belägen i norra Nordsjön, planeras att genomföras under det fjärde kvartalet 2014 och har som målsättning att nå 89 MMboe. Under det fjärde kvartalet 2014 planeras borrning på Lindarormen i PL584 (I.a. 60%) att genomföras i Norska havet söder om Asgardfältet och sydväst om Draugenfältet, vilken har som målsättning att nå 194 MMboe. Under tredje kvartalet 2014 planeras även borrning på Vollgrav i PL631 (I.a. 60%) att genomföras i norra Nordsjön mellan fälten Statfjord och Gullfaks, med målsättningen att nå 57 MMboe. Borrningar på Kopervikstrukturen i PL625 (I.a. 40%) på Utsirahöjden nordväst om Johan Sverdrupfältet planeras att genomföras under det fjärde kvartalet 2014 och har som målsättning att nå 163 MMboe.

Under rapporteringsperioden har Lundin Petroleum tillsammans med 32 andra företag tecknat avtal med Western Geco och PGS för utökad insamling av 3D-seismik i norska östra Barents hav inför den

23:e licensrundan. 3D-insamlingen planeras vara klar under tredje kvartalet 2014 och bearbetningen planeras att vara klar sommaren 2015.

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

Under rapporteringsperioden tilldelades Lundin Petroleum nio licenser genom licensrundan APA 2013, inklusive fyra nya licenser i Barents hav. Därutöver har Lundin Petroleum av Premier Oil förvärvat 30 procent i PL359, där Lundin Petroleum är operatör och redan hade en andel om 40 procent. Lundin Petroleum har därefter ingått i två separata transaktioner som innebär att fem procent i PL359 såldes till OMV Norge AS och 15 procent i PL359 såldes till Wintershall Norge AS. Efter dessa transaktioner, som båda är villkorade av regeringens godkännande, kommer Lundin Petroleum att ha 50 procent i PL359 och dessa transaktioner kommer också att garantera att respektive partners licensandelar är de samma i PL359 och PL338, där Edvard Griegfältet ligger. I januari 2014 farmade Lundin Petroleum ut tio procent i PL546 (I.a. 50% efter utfarmning) till Petrolia Norway AS. Under rapporteringsperioden återlämnades PL409 och PL570.

KONTINENTAL EUROPA

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Frankrike						
– Paris Basin ¹	100%	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5
– Aquitaine Basin	50%	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Nederländerna	flera	2,0	1,9	2,1	2,0	2,0
		4,9	4,8	4,9	4,8	4,9

¹Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionsnivån från Frankrike har varit i linje med förväntningarna och har ökat i jämförelse med motsvarande period föregående år till följd av den ytterligare produktionen från Grandvilles återutbyggnad i Paris Basin, vilket har mer än kompenserat för den naturliga minskningen från de andra fälten. Riggkontrakt har skrivits under avseende utbyggnaden av Vert la Gravelle och borrning förväntas att påbörjas under det fjärde kvartalet 2014.

Prospekteringsbörningen Hoplites på koncessionen Est Champagne (I.a. 100%) planeras att genomföras under det tredje kvartalet 2014.

Nederländerna

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

Två utbyggnadsbörningar offshore på E17a/b (I.a. 1,20%) och på K4b/K5a (I.a. 2,03%) förväntas att påbörjas under det tredje kvartalet 2014.

En prospekteringsbörning som påträffade gas har genomförts på E17a/b (I.a. 1,20%) under rapporteringsperioden. Borrtestning genomförs för närvarande.

Prospekteringsbörningen Hempens-1 på Leeuwardenlicensen (I.a. 7,2325%) slutfördes som ett torrt hål under rapporteringsperioden. Prospekteringsbörningen Lambertschaag-2 på Slootdorplicensen (I.a. 7,2325%) slutfördes under rapporteringsperioden. Trots att det huvudsakliga målet var torrt kunde gas påträffas i en grundare sektion som för närvarande utvärderas.

Ytterligare två prospekteringsbörningar planeras att genomföras onshore på Gorredijklicensen (I.a. 7,75%) i slutet av 2014.

SYDOSTASIEN

Malaysia

Bertamfältet, offshore Malaysiska halvön, har fått utbyggnadsplanen godkänd av Petronas i oktober 2013 och produktionsstart planeras till det andra kvartalet 2015. Lundin Petroleum planerar att

genomföra tre prospekteringsborrningar offshore Malaysia under det andra halvåret 2014 och en utvärderingsborrning pågår för närvarande.

Offshore Malaysiska halvön

Utbyggnaden av Bertamfältet i PM307 (I.a. 75%) fortgår enligt plan. Ståljacketen färdigställdes och installerades med framgång offshore Malaysiska halvön under rapporteringsperioden. Konstruktionen av processdäcket för plattformen för borrhuvudet har kommit långt vid TH Heavy Engineerings (THHE) varv i Pulau Indah nära Kuala Lumpur och kommer i enlighet med tidplanen att kunna installeras under det fjärde kvartalet 2014. Livstidsförlängningsarbete på FPSO:n Bertam (Tidigare IKDAM FPSO:n) pågår vid Keppel Shipyard i Singapore och arbetet fortskrider enligt tidplanen och förväntas slutföras under det fjärde kvartalet 2014. Under rapporteringsperioden ingick Lundin Petroleum ett avtal med Seadrill för leasing av jack-up-riggen West Prospero för genomförandet av Bertams utbyggnadsborrningar. Konceptet för installationen på havsbotten består av 14 horisontella borrningar som kompletteras med elektriska undervattenspumpar.

Bertamfältet uppskattas innehålla bruttoreserver om 18 MMboe och byggs ut genom en obemannad offshore-plattform (well head platform) i anslutning till den fast förankrade FPSO:n Bertam med en total beräknad utbyggnadskostnad om 400 MUSD, exklusive eventuella kostnader relaterande till FPSO:n. Produktionsstart vid Bertamfältet planeras till det andra kvartalet 2015 med en platåproduktion om 15,0 Mbopd, brutto.

Utvärderingsborrningen Tembakau-2 har framgångsrikt genomförts och produktionstestsresultaten från I10- och I20-sanden gav 15,9 respektive 15,8 MMscfd. Resultatet av borrningen kommer nu att inkluderas i ett uppdaterat resursestimat och konceptuella utbyggnadsalternativ kommer att ses över. De betingade bruttoresurserna uppgick innan borrningen till 306 miljarder kubikfot (bcf).

Två prospekteringsborrningar planeras att genomföras på block PM307 under det andra halvåret 2014. En borrning kommer att genomföras på oljestrukturen Rengas, som uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 22 MMboe, brutto, och en på oljestrukturen Mengkuang-1 som har som målsättning att nå 21 MMboe. Båda dessa prospekteringsborrningar kommer att genomföras med jack-up-riggen West Prospero under perioden då Bertams processdäck installeras under det fjärde kvartalet 2014.

Östra Malaysia, offshore Sabah

Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av gasfyndigheterna Berangan, Tarap, Cempulut och Titik Terang i block SB303 (I.a. 75%), mest troligt genom en klusterutbyggnad. Dessa fyra fyndigheter uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 347 bcf, enligt bästa estimat. Seismisk bearbetning av 3D-undersökningen Emerald över SB307/SB308 (I.a. 42,5%) om 500 km² slutfördes under 2013 och två strukturer inom Emerald 3D, Malignan och Kitabu, har identifierats som potentiellt borrhbara strukturer. Kitabustrukturen, som uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 71 MMboe, brutto, ligger på samma trend som de nuvarande producerande Shellfälten SF30 och South Furious och planeras att borraras under fjärde kvartalet 2014.

Indonesien

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Singa	25,9%	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6

Produktionen var något under förväntan på grund av vissa anläggningsrelaterade problem under rapporteringsperioden. I början av 2014 ingicks ett reviderat gasförsäljningsavtal för Singafältet, vilket får till följd ett ökat försäljningspris för gas om 7,97 USD per miljon British Thermal Unit (MMBtu) jämfört med det tidigare priset på 5,20 USD per MMBtu. Avtalet gäller från och med den 2 januari 2014.

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på strukturerna Balqis och Boni på Baronangblocket (I.a. 85%) i Natunahavet i Indonesien, har slutförts under rapporteringsperioden. Båda borrhningarna påträffade sandstensreservoar av hög kvalitet vid den förutsedda oligocennivån men inga kolväten kunde påträffas och båda borrhningarna har därför tillkännagivits som torra hål. Lundin Petroleum planerar att återlämna både Baronang- och Cakalangblocken.

Gurita

Borrning på strukturen Gobi på Guritablocket (I.a. 90%) planeras att påbörjas med riggen Hakuryu 11 sent under det tredje kvartalet 2014. Strukturen Gobi uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 25 MMboe, brutto.

South Sokang

Insamling av 3D-seismik om 1 000 km² har slutförts på South Sokangblocket (I.a. 60%) under 2013. Den seismiska bearbetningen och tolkningen har i huvudsak slutförts och potentiella olje- och gasstrukturer har identifierats vid miocen- och oligocennivåer.

Cendrawasih VII

Lundin Petroleum utför geologiska och tekniska studier över Cendrawasih VII-blocket (WI 100%), offshore östra Indonesien.

ÖVRIGA OMRÅDEN

RYSSLAND

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Republiken Komi	50%	2,1	2,1	2,4	2,4	2,3

I juli 2014 fullbordades Lundin Petroleums avtal med Arawak Energy Russia BV, enligt vilket Lundin Petroleum sålde hela sin andel i Sothemyu-Talyu- och Nort Iraelfälten i regionen Komi kontant.

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 Laganskyblocket. Köpeskillingen avseende ägarandelen om 51 procent beräknas utifrån historiska utgifter för blocket och kommer att betalas till Lundin Petroleum och Lundin Petroleums partner, Gunvor, i form av uppskjutna betalningar. När transaktionen är slutförd kommer Lundin Petroleum att ha en andel av Laganskyblocket om 34,3 procent.

CORPORATE RESPONSIBILITY – SAMHÄLLSANSVAR

Under rapporteringsperioden hade Lundin Petroleum två incidenter med förlorad arbetstid som följd (Lost Time Incidents, LTI), vilket resulterade i en LTI-frekvens om 0,32 per 200 000 timmar. Båda incidenterna var av lindrig natur. Den totala frekvensen för rapporterbara incidenter uppgick till 0,56.

I maj 2014 lämnade Lundin Petroleum in sin rapport om hur arbetet fortskridit till FN:s Global Compact samt sin Carbon Disclosure Project rapport. Under rapporteringsperioden har Lundin Petroleum även träffat Secretariat of the Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) i Indonesien för att ytterligare visa sitt engagemang för antikorrupktion.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2014 (rapporteringsperioden) uppgick till 0,8 MUSD (48,2 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 3,2 MUSD (50,9 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,01 USD (0,16 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 349,3 MUSD (517,6 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 1,13 USD (1,67 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 497,0 MUSD (498,6 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,60 USD (1,61 USD).

Koncernförändringar

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

Antagande av IFRS 11 Joint Arrangements

Från och med den 1 januari 2014 har koncernen antagit IFRS 11 Joint Arrangements. Det finansiella resultatet hänförligt till de ryska produktionstillgångarna, onshore redovisas i enlighet med kapitalandelsmetoden. Jämförelsetalen från föregående år har räknats om. För ytterligare information, se även årsredovisningen 2013, sidan 91.

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 460,8 MUSD (594,1 MUSD), netto och utgörs av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överruttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 483,3 MUSD (569,5 MUSD), netto. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 98,45 USD (98,77 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 108,93 USD (107,50 USD) per fat.

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

Försäljning	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	3 210,9	1 635,0	3 941,5	1 826,7	7 925,4
– Genomsnittspris per boe	113,50	116,51 ¹	110,81	105,56	111,87
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	453,0	220,4	433,5	220,4	1 030,4
– Genomsnittspris per boe	107,79	110,08	104,87	101,34	106,93
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	0,6	–	1,2	0,6	1,8
– Genomsnittspris per boe	93,90	–	97,07	89,54	96,24
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	3 664,5	1 855,4	4 376,2	2 047,7	8 957,6
– Genomsnittspris per boe	112,79	115,75	110,22	105,11	111,30
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	638,3	338,6	761,8	371,2	1 389,4
– Genomsnittspris per boe	59,49	52,80	72,55	67,79	72,33
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	362,6	174,5	363,9	168,0	715,7
– Genomsnittspris per boe	55,67	49,44	64,25	63,13	64,34

Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	243,6	122,7	263,9	132,1	520,1
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	48,33	48,56	32,32	32,74	32,54
Summa försäljning gas					
– Kvantitet i Mboe	1 244,5	635,8	1 389,6	671,3	2 625,2
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	56,19	51,06	62,74	59,73	62,27
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	4 909,0	2 491,2	5 765,8	2 719,0	11 582,8
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	98,45	99,23	98,77	93,91	100,19

¹Inkluderar prisjusteringar om 2,0 MUSD avseende tidigare perioder.

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

Förändringen i under- och överuttagsposition om 30,5 MUSD (-16,0 MUSD intäkt) har redovisats som en kostnad under rapporteringsperioden. Det var ett överuttag på delen i produktionen från Alvheim och Volundfälten beroende på när uttagen gjordes i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 8,0 MUSD (8,6 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.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager uppgick för rapporteringsperioden till 80,3 MUSD (64,3 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	52,5	21,9	52,4	28,7	103,0
– i USD per boe	11,16	9,46	8,84	9,75	9,28
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	9,8	5,0	11,1	5,7	21,6
– i USD per boe	2,08	2,14	1,88	1,96	1,95
Royalty och direkta skatter					
– i MUSD	1,9	1,0	1,7	0,8	3,4
– i USD per boe	0,40	0,40	0,29	0,30	0,31
Förändringar i lager					
– i MUSD	-1,6	-1,4	-2,3	-1,3	-2,0
– i USD per boe	-0,35	-0,62	-0,40	-0,49	-0,18
Övrigt					
– i MUSD	17,7	15,4	1,4	1,4	13,6
– i USD per boe	3,78	6,74	0,24	0,48	1,21
Totala produktionskostnader					
– i MUSD	80,3	41,9	64,3	35,3	139,6
– i USD per boe	17,07	18,12	10,85	12,00	12,57

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 52,5 MUSD (52,4 MUSD), och inkluderade kostnader om 10,9 MUSD hänförliga till underhållsarbeten på två borrhningar på Alvheimfältet, vilka avslutades under det första kvartalet 2014. Under jämförelseperioden utfördes underhållsarbete på Alvheim- och Volundfälten och radialborrning i Paris Basin.

Utvinningskostnaden per fat för rapporteringsperioden uppgick till 11,16 USD (8,84 USD) per fat inklusive underhållsarbetet på Alvheimborrningarna och andra verksamhetsrelaterade projekt. Ökningen i utvinningskostnaden jämfört med samma period föregående år beror på lägre producerade volymer under rapporteringsperioden. Genomsnittlig utvinningskostnad för 2014, inklusive verksamhetsprojekt uppgår till 12,20 USD per fat jämfört med 13,00 USD som meddelades vid slutet av det första kvartalet. Minskningen är till största delen en följd av ändringen i planerade underhållsarbeten på Alvheimfältet som senareläggs från det tredje kvartalet 2014 till 2015. Den genomsnittliga utvinningskostnaden för rapporteringsperioden var 36,2 USD (39,6 USD) per fat om verksamhetsprojekt exkluderas, vilket motsvarar 7,70 USD (6,67 USD) per fat.

Övriga kostnader uppgick till 17,7 MUSD (1,4 MUSD) och var hänförliga till kostnadsdelningsavtalet avseende FPSO:n som kommer att användas på Brynhildfältet, som baseras på bokad kapacitet. Kostnadsdelningsavtalet avseende FPSO:n har kostnadsförts för perioden från och med den 1 juni 2014 till och med en uppskattad produktionsstart i september 2014. Kostnadsdelningsavtalet avseende FPSO:n kommer därefter att redovisas som utvinningskostnader.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 68,8 MUSD (83,0 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 67 procent (76 procent) av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad om 13,08 USD (13,27 MUSD) per fat. De lägre avskrivningarna för rapporteringsperioden jämfört med samma period föregående år är i linje med de lägre produktionsvolymerna.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 129,2 MUSD (134,3 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under rapporteringsperioden kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 74,6 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för borrningarna på Torvastad- och Langlitindenstrukturererna i PL501 respektive PL659 under det första kvartalet. Ytterligare prospekteringsutgifter om 54,0 MUSD kostnadsfördes under det första kvartalet avseende Indonesien, vilka främst avsåg kostnader hänförliga till Baronang- och Cakalangblocken till följd av Balqis- och Boniborrningarna som genomfördes under kvartalet.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 33,7 MUSD (14,3 MUSD), vilka innehöll en kostnad om 7,8 MUSD (intäkt 2,5 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP program), se även avsnittet om ersättningar nedan. Utöver kostnaden för LTIP programmet uppgick administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden till 25,9 MUSD (16,7 MUSD). Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 2,5 MUSD (2,1 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1,0 MUSD (1,8 MUSD) och beskrivs i not 4. Under det andra kvartalet 2014 uppgick växelkursförluster till 35,7 MUSD, vilket helt vänt den växelkursvinst som redovisades under det första kvartalet 2014, se även sektionen om finansiella kostnader nedan.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 38,5 MUSD (36,3 MUSD) och beskrivs i not 5. Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 6,8 MUSD (2,6 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under rapporteringsperioden, till ett belopp om 16,7 MUSD (6,0 MUSD). Valutakursförlusterna uppgick till 8,8 MUSD (15,8 MUSD), netto för rapporteringsperioden. 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 försvagades den norska kronan och detta har fått redovisade valutakursförluster till följd. Lundin

Petroleums 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 8,0 MUSD (4,7 MUSD). Avskrivningarna för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 6,1 MUSD (4,4 MUSD) för rapporteringsperioden. De är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av den första kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD, och den senare ökningen till 4,0 miljarder USD, över facilitetens utnyttjandetid.

Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden

Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden uppgick till en förlust om 12,9 MUSD (0,2 MUSD) och inkluderade en icke-kassaflödespåverkande förlust om 12,6 MUSD (– MUSD), vilken är hänförlig till det bokförda värdet av de ryska onshore-tillgångarna, till följd av överenskommelsen att avyttra dem.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 97,6 MUSD (133,6 MUSD) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 116,5 MUSD (31,2 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden, av vilken en intäkt om 127,4 MUSD (22,6 MUSD kostnad) var hänförlig till Norge till följd av den höga nivån på utbyggnads- och prospekteringsutgifter i Norge under rapporteringsperioden och den skattemässiga avskrivningen av tidigare års utbyggnadsutgifter. Den aktuella skatteintäkten i Norge för rapporteringsperioden kompenseras delvis av den aktuella skattekostnaden hänförlig till verksamheten i Frankrike och Nederländerna.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 214,1 MUSD (102,4 MUSD) för rapporteringsperioden, vilken var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning.

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 99 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. Dessutom var prospekteringsutgifter som kostnadsförts i Indonesien inte skattemässigt avdragsgilla fullt ut.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -2,4 MUSD (-2,7 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 4 552,0 MUSD (3 820,8 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	575,2	289,1	378,2	199,5	1 105,9
Frankrike	6,2	3,9	3,3	1,3	7,0
Nederländerna	2,0	1,3	1,9	1,0	4,8
Indonesien	–	–	-1,0	-1,0	-1,9
Malaysia	48,9	34,5	–	–	12,7
	632,3	328,8	382,4	200,8	1 128,5

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 575,2 MUSD (378,2 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilka 495,7 MUSD (350,1 MUSD) investerades i Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. I Malaysia redovisades 48,9 MUSD (– MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under rapporteringsperioden.

Ett belopp om 78,7 MUSD (5,0 MUSD) avseende uppgradering av Bertam FPSO:n för användning på Bertamfältet, Malaysia redovisades under rapporteringsperioden. Beloppet framgår inte av tabellen ovan och har aktiverats som del i övriga anläggningstillgångar.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter	1 jan 2014- 30 jun 2014	1 apr 2014- 30 jun 2014	1 jan 2013- 30 jun 2013	1 apr 2013- 30 jun 2013	1 jan 2013- 31 dec 2013
Belopp i MUSD	6 månader	3 månader	6 månader	3 månader	12 månader
Norge	211,0	97,8	238,8	114,0	506,4
Frankrike	1,7	1,4	1,1	0,5	2,4
Indonesien	27,6	1,7	8,5	6,7	18,5
Ryssland	11,4	9,6	25,9	8,4	36,1
Malaysia	1,9	1,0	2,1	1,0	6,0
Övriga	0,9	0,4	0,2	0,1	0,5
	254,5	111,9	276,6	130,7	569,9

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 211,0 MUSD (238,8 MUSD) i Norge, vilka var främst hänförliga till utvärderingsborrningarna på Johan Sverdrupfältet, Gohta och den sydvästra förlängningen av Edvard Grieg samt prospekteringsborrningarna på Torvastad (PL501) och Langlitinden (PL659). Under rapporteringsperioden redovisades 27,6 MUSD (8,5 MUSD) för Balqis- och Boniborrningarna på Baronangblocket i Indonesien och 11,4 MUSD (25,9 MUSD) redovisades i Malaysia för utvärderingsborrningen på Tembakau (PM307).

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 162,5 MUSD (85,0 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Bertam FPSO:n och andra materiella anläggningstillgångar.

Investeringar redovisade enligt kapitalandelsmetoden uppgick till 11,7 MUSD (24,6 MUSD) och är hänförliga till investeringen i de ryska onshore-tillgångarna som skrevs ner per den 30 juni 2014 till följd av ett avtal att avyttra tillgångarna.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 179,6 MUSD (69,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 19,8 MUSD (22,0 MUSD) och var främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat. Långfristiga fordringar uppgick till 9,8 MUSD (9,7 MUSD) och motsvarar lånet från en underkoncern som äger de ryska onshore-tillgångarna och som redovisas i enlighet med kapitalandelsmetoden. Uppskjutna skattefordringar uppgick till 22,2 MUSD (22,4 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de outnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna. Bolagsskatt uppgick till 125,2 MUSD (– MUSD) och utgörs av den norska skatteåterbetalningen avseende innevarande år som kommer att erhållas i december 2015. Den utgör del i finansiella anläggningstillgångar och kommer att omklassificeras till omsättningstillgångar vid slutet av 2014. Obligationer uppgick till – MUSD (10,4 MUSD) till följd av försäljningen av obligationerna i Etrion Corporation under det första kvartalet 2014. Derivatinstrument uppgick till 1,1 MUSD (3,0 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av de utestående valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader, se även avsnittet om finansiella instrument nedan.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 259,8 MUSD (279,6 MUSD) och beskrivs i not 9.

Lager uppgick till 24,1 MUSD (21,2 MUSD) och inkluderade både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Kundfordringar uppgick till 127,9 MUSD (125,8 MUSD) och inkluderade 105,5 MUSD (102,5 MUSD) hänförliga till Norge. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Bolagsskatt uppgick till 1,8 MUSD (6,5 MUSD) och jämförelsetalen per den 31 december 2013 inkluderade en skatteåterbetalning i Frankrike om 5,8 MUSD som erhöles under det andra kvartalet 2014. Derivatinstrument uppgick till 5,4 MUSD (3,2 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutasäkringskontrakten med likviddag inom tolv månader. Förutbetalda

kostnader och upplupna intäkter uppgick till 59,5 MUSD (61,7 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 11,5 MUSD (26,6 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Likvida medel uppgick till 73,1 MUSD (82,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 562,3 MUSD (1 345,1 MUSD) och beskrivs i not 10.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 263,9 MUSD (241,6 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 1 264,9 MUSD (1 066,0 MUSD), av vilken 1 126,3 MUSD (924,6 MUSD) var hänförlig till Norge. Avsättningen är främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land. Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 1,3 MUSD (30,8 MUSD). Lundin Petroleums LTIP program beskrivs i den här rapporten under avsnittet om ersättningar. Inlösendatum för det syntetiska optionsprogrammet inföll i maj 2014 och 50 procent av inlösenbeloppet utbetalades under det andra kvartalet 2014. Den andra delen av det syntetiska optionsprogrammet som kommer att utbetalas inom tolv månader har omklassificerats till kortfristiga skulder per den 30 juni 2014. Derivatinstrument uppgick till 12,6 MUSD (1,6 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader. Betalning för infarmning uppgick till 7,5 MUSD (– MUSD) och var hänförlig till en avsättning för ersättning för historiska kostnader för block PM307, Malaysia, se även avsnittet om kortfristiga skulder nedan. Övriga långfristiga avsättningar uppgick till 10,6 MUSD (3,6 MUSD) och innehöll den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningskontraktet för Brynhild.

Finansiella skulder uppgick till 1 800,1 MUSD (1 239,1 MUSD). Banklån uppgick till 1 850,0 MUSD (1 275,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 4,0 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för faciliteten om 2,5 miljarder USD uppgick till 49,9 MUSD (35,9 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid. Ökningen i aktiverade finansieringsavgifter under rapporteringsperioden är hänförliga till ökningen av kreditfaciliteten till 4,0 miljarder USD.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 26,2 MUSD (25,0 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 till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick till 551,5 MUSD (439,2 MUSD) och beskrivs i not 12.

Överuttagspositionen uppgick till 53,8 MUSD (29,2 MUSD) och var hänförlig till överuttaget på Alvhelm- och Volundfältens del i produktionen per den 30 juni 2014. Skuld till joint venture och upplupna kostnader uppgick till 358,8 MUSD (334,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borraraktivitet i Norge och Bertamprojektet, Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 77,5 MUSD (39,4 MUSD) och inkluderade ett belopp om 41,2 MUSD (4,8 MUSD) hänförligt till arbete som utförts på Bertam FPSO:n. Långsiktiga incitamentsprogram uppgick till 38,1 MUSD (– MUSD) och avsåg den andra delen av det syntetiska optionsprogrammet, inklusive sociala avgifter som förfaller till betalning inom tolv månader. Programmet är nu till fullo inlöst och skulden har omklassificerats från avsättning till kortfristiga skulder. Derivatinstrument uppgick till 3,3 MUSD (4,0 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 69,2 MUSD (46,2 MUSD) och innehöll ett belopp om 48,5 MUSD (– MUSD) hänförligt till betalningar för historiska kostnader för block MP307, Malaysia, vilket förfaller till betalning vid Bertamfältets produktionsstart. Avsättningen har redovisats i rapporteringsperioden eftersom det nu är större säkerhet avseende belopp och tidpunkt för utbetalningen. Ett belopp om 17,0 MUSD (– MUSD) ingår, vilket avser värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningskontraktet för Brynhildfältet samt en avsättning för kontraktens åtaganden som infaller efter det förväntade produktionsstoppet av Gaupefältet. Den kortfristiga avsättningen

innehåller dessutom ett belopp om 3,7 MUSD (46,2 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums långsiktiga LTIP program.

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -77,9 MSEK (-29,4 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 84,5 MSEK (30,9 MSEK) och finansiella intäkter om 1,8 MSEK (1,7 MSEK), främst hänförliga till garanti-intäkter.

Ställda säkerheter till ett belopp om 12 618,9 MSEK (12 014,5 MSEK) är hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med den nya kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV, se även avsnittet om likviditet nedan.

NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER

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

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,2 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade 0,1 MUSD (0,1 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

Koncernen ingick 2013 ett låneavtal med Geoffrey Turbott, tidigare VP Finance och CFO till ett maximalt belopp motsvarande 3,0 MUSD. Det totala lånebeloppet, inklusive ränta har återbetalats under rapporteringsperioden.

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. Den 6 februari 2014 utökade Lundin Petroleum faciliteten till 4,0 miljarder USD på liknande villkor. Kreditfaciliteten 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 och fält under utbyggnad till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 30 juni 2014 uppgår till 1 878,2 MUSD (1 870,3 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta koncernbolagen, vilkas aktier är pantsattas som beskrivs i avsnittet om moderbolaget ovan. Koncernen bryter inte mot dessa skuldöverenskommelser.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petroliaam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas). Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden hänförliga till vissa av dessa kontrakt och det utestående beloppet per den 30 juni 2014 uppgick till 8,5 MUSD.

HÄNDELSE EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

I juli 2014 meddelade Lundin Petroleum försäljningen av sina andelar i de ryska producerande onshore-tillgångarna i Komiregionen. Transaktionen genomfördes i mitten av juli. En icke-kassaflödespåverkande kostnad om 12,6 MUSD redovisades, till följd av transaktionen, under rapporteringsperioden som avslutades den 30 juni 2014 och var hänförlig till det bokförda värdet av den ägda andelen och de tillhörande lånen.

Som tidigare noterats i avsnittet om verksamheten ingick Lundin Petroleum avtal för att öka sin andel med 10 procent, netto i PL359, Norge och för att uppnå 1,385 procent av Ivar Aasenfältet, Norge genom en unitiseringsprocess. Avtalen är villkorade av statligt godkännande, vilket förväntas under den andra hälften av 2014.

AKTIEDATA

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 311 070 330 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK.

Under rapporteringsperioden återköpte Lundin Petroleum ytterligare 500 000 av egna aktier till ett genomsnittligt pris om 124,07 SEK. Till följd av ett beslut från bolagsstämman 2014 satte bolaget ner sitt aktiekapital med 68 405,50 SEK genom att dra in 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet åtföljdes av en fondemission till samma belopp och därmed påverkade inte indragningen av aktierna bolagets aktiekapital. Resultatet av detta blev en mycket liten förändring i varje akties kvotvärde eftersom inga nya aktier gavs ut. Per den 30 juni 2014 innehar bolaget 2 000 000 egna aktier.

ERSÄTTNINGAR

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2013.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2012, 2013 och 2014 års LTIP program per den 30 juni 2014 var 116 392 respektive 276 110 och 374 277.

Syntetiska optioner

Programmet för den verkställande ledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK. Inlösendatum för de syntetiska optionerna inträffade i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen. Varje option värderades till 81,45 SEK, vilket baserades på den genomsnittliga aktiekursen under programmets femte år, vilket uppgick till 134,36 SEK.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Bolagsstämman 2014 beslutade om ett nytt långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2014 och tilldelningen för 2014 kommer att redovisas under den andra hälften av året. Summan av tilldelningarna för 2014 uppgick till 608 103, vilka löses in efter tre år och är villkorade av att vissa prestationsvillkor uppfylls av Lundin Petroleum.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Denna delårsrapport har upprättats i enlighet med International Accounting Standards (IAS) 34 delårsrapportering och årsredovisningslagen (SFS 1995:1554). Per den 1 januari 2014 har Lundin Petroleum antagit IFRS 11 Joint arrangements och jämförelsetalen för föregående år har räknats om. För ytterligare information, se även årsredovisningen 2013, sidan 91. Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2013.

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, 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 2013.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har per den 30 juni 2014 ingått följande valutasäkringskontrakt för att möta delar av 2014 års och framtida operationella krav på NOK, vilket beskrivs i nedanstående tabell.

Köp	Sälj	Genomsnittlig	Likvidperiod
		kontraktuell valutakurs	
5 323,3 MNOK	861,4 MUSD	6,18 NOK: 1 USD	jan 2014 – dec 2014
1 861,3 MNOK	297,1 MUSD	6,26 NOK: 1 USD	jan 2015 – dec 2015

I mars 2013 ingick Lundin Petroleum 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. I mars 2014 ingick Lundin Petroleum ytterligare ränteswappar som startar den 1 juli 2014 och går ut i december 2018 enligt följande:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Ränta per år	Likvidperiod
1 000	0,21%	1 jul 2014 – 31 dec 2014
1 500	0,52%	1 jan 2015 – 31 dec 2015
1 500	1,50%	1 jan 2016 – 31 mar 2016
2 000	1,50%	1 apr 2016 – 31 dec 2016
1 500	2,32%	1 jan 2017 – 31 dec 2017
1 000	3,06%	1 jan 2018 – 31 dec 2018

Enligt IAS 39, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet kommer att redovisas i övrigt totalresultat.

VALUTAKURSER

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

	30 jun 2014		30 jun 2013		31 dec 2013	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	6,0399	6,1528	5,7271	6,0279	5,8753	6,0837
1 USD motsvarar Euro	0,7297	0,7322	0,7613	0,7645	0,7529	0,7251
1 USD motsvarar Rubel	35,0390	33,9566	31,0355	32,7561	31,8675	32,8653
1 USD motsvarar SEK	6,5338	6,7186	6,4940	6,7105	6,5132	6,4238

KONCERNENS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Intäkter¹	1	460,8	225,4	594,1	283,8	1 132,0
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-80,3	-41,9	-64,3	-35,3	-139,6
Avskrivningar		-68,8	-33,7	-83,0	-41,4	-169,3
Prospekteringskostnader		-129,2	-2,3	-134,3	-62,3	-287,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	-81,7	-81,7	-123,4
Bruttoresultat	3	182,5	147,5	230,8	63,1	411,9
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-33,7	-13,3	-14,3	-6,5	-41,2
Rörelseresultat		148,8	134,2	216,5	56,6	370,7
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	4	1,0	-26,4	1,8	0,9	3,4
Finansiella kostnader	5	-38,5	-26,3	-36,3	-26,1	-85,9
		-37,5	-52,7	-34,5	-25,2	-82,5
Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden		-12,9	-12,8	-0,2	-0,3	-0,2
Resultat före skatt		98,4	68,7	181,8	31,1	288,0
Inkomstskatt	6	-97,6	-71,1	-133,6	-29,9	-215,1
Periodens resultat		0,8	-2,4	48,2	1,2	72,9
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		3,2	-1,2	50,9	2,7	77,6
Innehav utan bestämmande inflytande		-2,4	-1,2	-2,7	-1,5	-4,7
		0,8	-2,4	48,2	1,2	72,9
Resultat per aktie – USD¹		0,01	0,00	0,16	0,01	0,25

Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements, som gäller från den 1 januari 2014.

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Periodens resultat	0,8	-2,4	48,2	1,2	72,9
Övrigt totalresultat					
Poster som kan komma att om- klassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	-16,3	-7,7	-57,4	-13,1	-31,7
Kassaflödessäkring	-10,1	-39,1	-17,0	-8,2	-8,1
Finansiell tillgång som kan säljas	-2,0	-0,9	-2,3	0,7	1,9
Skatt på totalresultat	—	—	4,3	2,0	1,9
Övrigt totalresultat efter skatt	-28,4	-47,7	-72,4	-18,6	-36,0
Totalresultat	-27,6	-50,1	-24,2	-17,4	36,9
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-23,5	-50,6	-18,2	-13,7	44,7
Innehav utan bestämmande inflytande	-4,1	0,5	-6,0	-3,7	-7,8
	-27,6	-50,1	-24,2	-17,4	36,9

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	31 juni 2014	31 december 2013
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 552,0	3 820,8
Övriga materiella anläggningstillgångar		162,5	85,0
Investeringar redovisade enligt kapitalandelsmetoden		11,7	24,6
Finansiella tillgångar	8	179,6	69,0
Summa anläggningstillgångar		4 905,8	3 999,4
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	9	259,8	279,6
Likvida medel		73,1	82,4
Summa omsättningstillgångar		332,9	362,0
SUMMA TILLGÅNGAR		5 238,7	4 361,4
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 173,7	1 207,0
Innehav utan bestämmande inflytande		55,7	59,8
Summa eget kapital		1 229,4	1 266,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Avsättningar	10	1 562,3	1 345,1
Banklån	11	1 800,1	1 239,1
Övriga långfristiga skulder		26,2	25,0
Summa långfristiga skulder		3 388,6	2 609,2
Kortfristiga skulder			
Kortfristiga skulder	12	551,5	439,2
Avsättningar	10	69,2	46,2
Summa kortfristiga skulder		620,7	485,4
Summa Skulder		4 009,3	3 094,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 238,7	4 361,4

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Expressed in MUSD	Not	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Kassaflöde från verksamheten						
Periodens resultat		0,8	-2,4	48,2	1,2	72,9
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	14	354,3	176,1	464,7	237,0	880,1
Erhållen ränta		0,3	0,1	0,6	0,4	0,9
Betald ränta		-22,8	-12,6	-8,0	-4,4	-21,8
Betald skatt		-8,6	-1,6	-165,6	-105,6	-188,2
Förändringar i rörelsekapital		92,3	16,6	78,3	35,4	162,7
Summa kassaflöde från verksamheten		416,3	176,2	418,2	164,0	906,6
Kassaflöde från investeringar						
Investering i olje- och gastillgångar		-903,5	-449,2	-658,7	-331,2	-1 698,4
Investering i övriga anläggningstillgångar		-80,4	-31,3	-9,2	-6,4	-36,2
Avyttring av obligationer		10,5	–	–	–	–
Investering i dotterbolag		–	–	–	–	-3,5
Betalda återställningskostnader		-0,4	-0,3	-0,9	-0,8	-1,5
Övriga betalningar		-0,1	-0,1	-0,2	–	-0,4
Summa kassaflöde från investeringar		-973,9	-480,9	-669,0	-338,4	-1 740,0
Kassaflöde från finansiering						
Förändring av långfristiga fordringar		-0,1	-0,1	3,7	-0,2	3,5
Förändring av långfristiga skulder		576,2	280,4	254,1	150,4	845,1
Betalda finansieringsavgifter		-20,7	-0,1	–	–	–
Köp av egna aktier		-9,8	–	-18,4	-18,4	-20,1
Utdelningar		-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Summa kassaflöde från finansiering		545,5	280,1	239,3	131,7	828,4
Förändring av likvida medel		-12,1	-24,6	-11,5	-42,7	-5,0
Likvida medel vid periodens början		82,4	94,9	87,6	119,6	87,6
Valutakursdifferenser i likvida medel		2,8	2,8	4,5	3,7	-0,2
Likvida medel vid periodens slut		73,1	73,1	80,6	80,6	82,4

KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare					
	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2013	0,5	411,1	770,8	1 182,4	67,7	1 250,1
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	50,9	50,9	-2,7	48,2
Övrigt totalresultat	–	-69,1	–	-69,1	-3,3	-72,4
Summa totalresultat	–	-69,1	50,9	-18,2	-6,0	-24,2
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-18,4	–	-18,4	–	-18,4
Summa transaktioner med ägare	–	-18,4	–	-18,4	-0,1	-18,5
Balans per den 30 juni 2013	0,5	323,6	821,7	1 145,8	61,6	1 207,4
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	26,7	26,7	-5,1	21,6
Övrigt totalresultat	–	36,2	–	36,2	3,3	39,5
Summa totalresultat	–	36,2	26,7	62,9	-1,8	61,1
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	–	–
Köp av egna aktier	–	-1,7	–	-1,7	–	-1,7
Summa transaktioner med ägare	–	-1,7	–	-1,7	–	-1,7
Balans per den 31 december 2013	0,5	358,1	848,4	1 207,0	59,8	1 266,8
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	3,2	3,2	-2,4	0,8
Övrigt totalresultat	–	-26,7	–	-26,7	-1,7	-28,4
Summa totalresultat	–	-26,7	3,2	-23,5	-4,1	-27,6
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	0,0	0,0
Köp av egna aktier	–	-9,8	–	-9,8	–	-9,8
Summa transaktioner med ägare	–	-9,8	–	-9,8	0,0	-9,8
Balans per den 30 juni 2014	0,5	321,6	851,6	1 173,7	55,7	1 229,4

¹ Under rapporteringsperioden minskade bolaget sitt aktiekapital med 68 402,50 SEK genom en indragning av 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet efterföljdes av en fondemission till samma belopp. Beloppen redovisades mot övriga reserver. Indragningen av aktierna medförde därmed inte någon förändring av bolagets aktiekapital.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

Not 1. Intäkter,	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Olja	413,3	214,7	482,3	215,2	997,0
Kondensat	1,8	0,7	1,4	0,3	3,4
Gas	68,2	31,9	85,8	39,8	160,0
Försäljning av olja och gas	483,3	247,3	569,5	255,3	1 160,4
Förändring i under- och överuttag	-30,5	-25,9	16,0	24,6	-45,2
Övriga intäkter	8,0	4,0	8,6	3,9	16,8
Intäkter	460,8	225,4	594,1	283,8	1 132,0

Not 2. Produktionskostnader,	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Utvinningskostnader	52,5	21,9	52,4	28,7	103,0
Tariff- och transportkostnader	9,8	5,0	11,1	5,7	21,6
Direkta produktionsskatter	1,9	1,0	1,7	0,8	3,4
Förändring i under- och överuttag	-1,6	-1,4	-2,3	-1,3	-2,0
Övriga	17,7	15,4	1,4	1,4	13,6
	80,3	41,9	64,3	35,3	139,6

Not 3. Segment information,	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Norge					
Olja	364,4	190,4	436,7	192,8	886,6
Kondensat	1,1	0,3	0,8	–	2,0
Gas	36,9	17,6	54,5	25,2	98,5
Försäljning av olja och gas	402,4	208,3	492,0	218,0	987,1
Förändring i under- och överuttag	-30,4	-25,8	14,2	23,5	-47,0
Övriga intäkter	2,3	1,1	2,9	1,3	5,6
Intäkter	374,3	183,6	509,1	242,8	945,7
Produktionskostnader	-55,8	-30,0	-38,4	-21,1	-85,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-46,4	-22,6	-63,2	-31,6	-130,2
Prospekteringskostnader	-74,6	-1,8	-133,4	-62,0	-285,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-81,7	-81,7	-81,7
Bruttoresultat	197,5	129,2	192,4	46,4	363,3

Frankrike					
Olja	48,8	24,3	45,5	22,4	110,2
Försäljning av olja och gas	48,8	24,3	45,5	22,4	110,2
Förändring i under- och överuttag	0,3	0,3	-0,2	0,1	-0,4
Övriga intäkter	0,9	0,5	1,1	0,6	2,2
Intäkter	50,0	25,1	46,4	23,1	112,0
Produktionskostnader	-14,8	-6,8	-17,2	-9,6	-34,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-8,6	-4,3	-6,0	-3,0	-12,5
Prospekteringskostnader	–	–	-0,1	-0,1	-0,2
Bruttoresultat	26,6	14,0	23,1	10,4	65,0

Not 3. Segment information cont.,	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Nederländerna					
Olja	0,1	–	0,1	–	0,2
Kondensat	0,7	0,4	0,6	0,3	1,4
Gas	19,5	8,3	22,8	10,3	44,6
Försäljning av olja och gas	20,3	8,7	23,5	10,6	46,2
Förändring i under- och överuttag	-0,4	-0,4	2,0	1,0	2,2
Övriga intäkter	1,0	0,5	0,9	0,4	1,7
Intäkter	20,9	8,8	26,4	12,0	50,1
Produktionskostnader	-7,6	-4,0	-6,4	-3,4	-14,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-8,3	-4,0	-8,0	-3,8	-15,0
Prospekteringskostnader	-0,5	–	–	–	-1,3
Bruttoresultat	4,5	0,8	12,0	4,8	19,1
Indonesien					
Gas	11,8	6,0	8,5	4,3	16,9
Försäljning av olja och gas	11,8	6,0	8,5	4,3	16,9
Övriga intäkter	–	–	–	–	–
Intäkter	11,8	6,0	8,5	4,3	16,9
Produktionskostnader	-2,1	-1,1	-2,3	-1,2	-5,0
Avskrivningar och återställningskostnader	-5,5	-2,8	-5,8	-2,9	-11,4
Prospekteringskostnader	-54,0	-0,4	-0,2	-0,1	-0,4
Bruttoresultat	-49,8	1,7	0,2	0,1	0,1
Övriga					
Olja	–	–	–	–	–
Försäljning av olja och gas	–	–	–	–	–
Övriga intäkter	3,8	1,9	3,7	1,5	7,3
Intäkter	3,8	1,9	3,7	1,5	7,3
Produktionskostnader	–	–	–	–	-0,5
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	–	–	-0,2
Prospekteringskostnader	-0,1	-0,1	-0,6	-0,1	-0,5
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar ¹	–	–	–	–	-41,7
Bruttoresultat	3,7	1,8	3,1	1,4	-35,6
Summa					
Olja	413,3	214,7	482,3	215,2	997,0
Kondensat	1,8	0,7	1,4	0,3	3,4
Gas	68,2	31,9	85,8	39,8	160,0
Försäljning av olja och gas	483,3	247,3	569,5	255,3	1 160,4
Förändring i under- och överuttag	-30,5	-25,9	16,0	24,6	-45,2
Övriga intäkter	8,0	4,0	8,6	3,9	16,8
Intäkter	460,8	225,4	594,1	283,8	1 132,0
Produktionskostnader	-80,3	-41,9	-64,3	-35,3	-139,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-68,8	-33,7	-83,0	-41,4	-169,3
Prospekteringskostnader	-129,2	-2,3	-134,3	-62,3	-287,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-81,7	-81,7	-123,4
Bruttoresultat	182,5	147,5	230,8	63,1	411,9

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

¹ Nedskrivningar av olje- och gastillgångar 2013 avsåg Malaysia

Not 4. Finansiella intäkter,	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Ränteintäkter	0,6	0,2	1,2	0,7	2,4
Valutakursvinster, netto	–	-26,9	–	–	–
Garanti-intäkter	0,3	0,2	0,2	0,1	0,5
Övriga	0,1	0,1	0,4	0,1	0,5
	1,0	-26,4	1,8	0,9	3,4

Not 5. Finansiella kostnader,	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Räntekostnader	6,8	4,9	2,6	1,4	5,1
Valutakursförluster, netto	8,8	8,8	15,8	15,5	46,5
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	1,0	0,5	0,5	0,5	1,5
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	3,6	1,8	3,0	1,5	5,9
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	6,1	3,3	4,4	2,2	8,7
Engagemangavgifter för lånefacilitet	11,4	6,5	9,6	4,7	17,1
Övriga	0,8	0,5	0,4	0,3	1,1
	38,5	26,3	36,3	26,1	85,9

Not 6. Inkomstskatter,	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Aktuell skatt	-116,5	-57,6	31,2	7,7	24,7
Uppskjuten skatt	214,1	128,7	102,4	22,2	190,4
	97,6	71,1	133,6	29,9	215,1

Not 7. Olje- och gastillgångar,	30 jun 2014	31 dec 2013
MUSD		
Norge	3 336,6	2 685,6
Frankrike	221,7	224,4
Nederländerna	53,7	60,1
Indonesien	69,7	101,7
Ryssland	556,7	559,1
Malaysia	313,6	189,9
	4 552,0	3 820,8

Not 8. Finansiella tillgångar,	30 jun 2014	31 dec 2013
MUSD		
Övriga aktier och andelar	19,8	22,0
Långfristiga fordringar	9,8	9,7
Uppskjuten skatt	22,2	22,4
Bolagsskatt	125,2	–
Obligationer	–	10,4
Derivatinstrument	1,1	3,0
Övriga	1,5	1,5
	179,6	69,0

Not 9. Fordringar och lager, MUSD	30 jun 2014	31 dec 2013
Lager	24,1	21,2
Kundfordringar	127,9	125,8
Underuttag	4,3	9,4
Bolagsskatt	1,8	6,5
Fordringar på Joint venture	25,3	25,2
Derivatinstrument	5,4	3,2
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	59,5	61,7
Övriga	11,5	26,6
	259,8	279,6

Not 10. Avsättningar, MUSD	30 jun 2014	31 dec 2013
Långfristiga:		
Återställningskostnader	263,9	241,6
Uppskjuten skatteskuld	1 264,9	1 066,0
Långsiktiga incitamentsprogram	1,3	30,8
Derivatinstrument	12,6	1,6
Pension	1,5	1,5
Betalning för infarmning	7,5	–
Övriga	10,6	3,6
	1 562,3	1 345,1
Kortfristiga:		
Betalning för infarmning	48,5	–
Långsiktiga incitamentsprogram	3,7	46,2
Övriga	17,0	–
	69,2	46,2
	1 631,5	1 391,3

Not 11. Finansiella skulder, MUSD	30 jun 2014	31 dec 2013
Banklån	1 850,0	1 275,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-49,9	-35,9
	1 800,1	1 239,1

Not 12. Kortfristiga skulder, MUSD	30 jun 2014	31 dec 2013
Leverantörsskulder	10,4	16,3
Överuttag	53,8	29,2
Skatteskulder	2,1	4,3
Upplupna kostnader och skulder till Joint venture	358,8	334,5
Andra upplupna kostnader	77,5	39,4
Långsiktiga incitamentsprogram	38,1	–
Derivatinstrument	3,3	4,0
Övriga	7,5	11,5
	551,5	439,2

Not 13. Finansiella instrument, MUSD

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

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

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

30 juni 2014 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	19,4	–	0,4
– Derivatinstrument – långfristiga	–	1,1	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	5,4	–
	19,4	6,5	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	12,6	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	3,3	–
	–	15,9	–

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	–
	32,0	6,2	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	1,6	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	4,0	–
	–	5,6	–

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. Den 6 februari 2014 utökade Lundin Petroleum faciliteten till 4,0 miljarder USD på liknande villkor. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält och fält under utbyggnad 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 nuvärdeberäkning

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 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD					
Prospekteringskostnader	129,2	2,3	134,3	62,3	287,8
Avskrivningar och nedskrivningar	71,3	35,0	85,0	42,4	160,4
Aktuell skatt	-116,5	-57,6	31,2	7,7	24,7
Uppskjuten skatt	214,1	128,7	102,4	22,2	190,4
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	81,7	81,7	123,4
Långsiktiga incitamentsprogram	10,9	2,9	0,4	-1,5	9,9
Övriga ¹	45,3	64,8	29,7	22,2	83,5
	354,3	176,1	464,7	237,0	880,1

¹ Övriga justeringar innehåller valutakursförluster om 16,4 MUSD (20,9 MUSD) för rapporteringsperioden.

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Intäkter	6,6	5,5	-0,1	–	3,1
Administrationskostnader	-84,5	-42,8	-30,9	-18,7	-105,7
Rörelseresultat	-77,9	-37,3	-31,0	-18,7	-102,6
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	1,8	1,0	1,7	0,8	181,4
Finansiella kostnader	-1,8	-1,3	-0,1	–	-2,7
	0,0	-0,3	1,6	0,8	178,7
Resultat före skatt	-77,9	-37,6	-29,4	-17,9	76,1
Skatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	-77,9	-37,6	-29,4	-17,9	76,1

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Periodens resultat	-77,9	-37,6	-29,4	-17,9	76,1
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	-77,9	-37,6	-29,4	-17,9	76,1
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	-77,9	-37,6	-29,4	-17,9	76,1
	-77,9	-37,6	-29,4	-17,9	76,1

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	30 juni 2014	31 december 2013
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,2	0,2
Summa anläggningstillgångar	7 872,0	7 872,0
Omsättningstillgångar		
Fordringar	24,4	17,3
Likvida medel	4,6	2,6
Summa omsättningstillgångar	29,0	19,9
SUMMA TILLGÅNGAR	7 901,0	7 891,9
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 673,9	7 814,0
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36,6	36,6
Skulder till koncernbolag	175,6	21,6
Summa långfristiga skulder	212,2	58,2
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	14,9	19,7
Summa kortfristiga skulder	14,9	19,7
Summa skulder	227,1	77,9
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 901,0	7 891,9
Ställda säkerheter	12 618,9	12 014,5

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-77,9	-37,6	-29,4	-17,9	76,1
Ej kassaflödespåverkande poster	0,1	0,1	–	0,3	-18,9
Förändringar i rörelsekapital	-12,0	-5,8	10,2	4,5	14,2
Summa kassaflöde från verksamheten	-89,8	-43,3	-19,2	-13,1	71,4
Kassaflöde från investeringar					
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	–	–	–	-5,7	-0,2
Summa kassaflöde från investeringar	–	–	–	-5,7	-0,2
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	153,9	45,9	143,1	143,1	62,2
Köp av egna aktier	-62,2	–	-120,5	-120,5	-131,9
Summa kassaflöde från finansiering	91,7	45,9	22,6	22,6	-69,7
Förändring av likvida medel	1,9	2,6	3,4	3,8	1,5
Likvida medel vid periodens början	2,6	1,9	1,1	0,7	1,1
Valutakursdifferenser i likvida medel	0,1	0,1	-0,1	-0,1	–
Likvida medel vid periodens slut	4,6	4,6	4,4	4,4	2,6

FÖRÄNDRINGAR I MODERBOLAGETS EGNA KAPITAL

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	
Balans per den 1 januari 2013	3,2	861,3	2 489,4	4 515,9	7 005,3	7 869,8
Totalresultat	–	–	–	-29,4	-29,4	-29,4
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-120,5	–	-120,5	-120,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	-120,5	–	-120,5	-120,5
Balans per den 30 juni 2013	3,2	861,3	2 368,9	4 486,5	6 855,4	7 719,9
Totalresultat	–	–	–	105,5	105,5	105,5
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-11,4	–	-11,4	-11,4
Summa transaktioner med ägare	–	–	-11,4	–	-11,4	-11,4
Balans per den 31 december 2013	3,2	861,3	2 357,5	4 592,0	6 949,5	7 814,0
Totalresultat	–	–	–	-77,9	-77,9	-77,9
Transaktioner med ägare¹						
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Balans per den 30 juni 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 514,1	6 809,4	7 673,9

¹ Under rapporteringsperioden minskade bolaget sitt aktiekapital med 68 402,50 SEK genom en indragning av 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet efterföljdes av en fondemission till samma belopp. Beloppen redovisades mot övriga reserver. Indragningen av aktierna medförde därmed inte någon förändring av bolagets aktiekapital.

FINANSIELLA NYCKELTAL

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2014- 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014- 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2013- 30 jun 2013 6 månader	1 apr 2013- 30 jun 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Intäkter ¹	460,8	225,4	594,1	283,8	1 132,0
EBITDA	349,3	171,5	517,6	243,1	955,7
Periodens resultat	0,8	-2,4	48,2	1,2	72,9
Operativt kassaflöde	497,0	241,0	498,6	240,8	967,9
Nyckeltal, per aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,80	3,80	3,70	3,70	3,90
Operativt kassaflöde per aktie	1,60	0,78	1,61	0,78	3,12
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,34	0,57	1,35	0,53	2,92
Resultat per aktie	0,01	-0,00	0,16	0,01	0,25
Resultat per aktie efter full utspädning	0,01	-0,00	0,16	0,01	0,25
EBITDA per aktie	1,13	0,55	1,67	0,78	3,08
Utdelning per aktie	–	–	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	311 070 330	311 070 330	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	309 655 610	309 655 610	309 570 330
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut	310 045 004	310 682 627	310 059 705	309 901 766	310 017 074
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	135,20	135,20	133,00	133,00	125,40
Börskurs vid periodens slut (CAD)	21,32	21,32	20,54	20,54	19,73
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%)	0	0	4	0	6
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	4	4	11	3	16
Netto skuldsättningsgrad (%)	151	151	53	52	99
Soliditet (%)	23	23	35	35	29
Andel riskbärande kapital (%)	47	47	63	63	53
Räntetäckningsgrad	15	20	66	26	52
Operativt kassaflöde/räntekostnader	63	45	164	135	149
Direktavkastning	–	–	–	–	–

¹ Jämförelsetalen har räknats om för effekten av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements

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.

STYRELSENS FÖRSÄKRAN

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

Stockholm den 6 augusti 2014

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Peggy Bruzelius

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

William A. Rand

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

Granskningsrapport

Vi har utfört en översiktlig granskning av rapporten för Lundin Petroleum AB (publ) för perioden 1 januari 2014 till 30 juni 2014. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för att upprätta och presentera denna finansiella delårsinformation i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen. Vårt ansvar är att uttala en slutsats om denna finansiella delårsinformation grundad på vår översiktliga granskning.

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

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

Stockholm den 6 augusti 2014

PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för niomånadersperioden (januari-september 2014) kommer att publiceras den 5 november 2014.
- Bokslutsrapporten (januari-december 2014) kommer att publiceras den 4 februari 2015.
- Rapporten för tremånadersperioden (januari-mars 2015) kommer att publiceras den 6 maj 2015.

Årsstämman kommer att hållas den 7 maj 2015 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Maria Hamilton
Informationschef
maria.hamilton@lundin.ch
Tel: +41 22 595 10 00
Tel: 08-440 54 50
Mobil: +41 79 63 53 641

eller

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

eller

Robert Eriksson
Manager, Media
Communications
Tel: 0701-112615

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 resurser 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 Petroleum's reserv- och resurser 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. Om inte annat anges avser alla häri betingade resursestimat betingade resurser ("2C") enligt bästa estimat.

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.