

TREMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 31 MARS 2014

HÖJDPUNKTER

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2014 (31 mars 2013)

- Produktion om 28,8 Mboepd (35,6 Mboepd)¹
- Intäkter om 235,4 MUSD (310,3 MUSD)
- EBITDA om 177,8 MUSD (274,5 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 256,0 MUSD (257,8 MUSD)
- Resultat om 3,2 MUSD (47,0 MUSD)
- Nettoskuld om 1 475 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

	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto ¹	28,8	35,6	32,7
Intäkter i MUSD	235,4	310,3	1,132,0
Periodens resultat i MUSD	3,2	47,0	72,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	4,4	48,2	77,6
Vinst/aktie i USD ²	0,01	0,16	0,25
EBITDA i MUSD	177,8	274,5	955,7
Operativt kassaflöde i MUSD	256,0	257,8	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

Bästa aktieägare,

Jag kan med nöje berätta att Lundin Petroleum fortsätter att göra stora framsteg med våra fastställda mål att öka våra resurser och vår produktion. Om vi är framgångsrika så kommer slutresultatet innebära ytterligare ökning i aktieägarvärdet, vilket är det yttersta målet för Lundin Petroleums ledningsgrupp.

Jag är övertygad om att de fundament som vi byggt upp under de senaste åren inom våra kärnområden Norge, Sydostasien och kontinentala Europa kommer att ge oss möjlighet att utveckla vår verksamhet med framgång. Dessa fundament har främst sin grund i ett team av erfarna och motiverade medarbetare, utmärkta relationer med lokala myndigheter och andra intressenter samt en företagsfilosofi som innebär att investera och ta kalkylerade risker.

Det är väldigt spännande att vara i centrum för det här bolaget och jag är övertygad om att vi under de närmaste åren kommer att leverera ökade resurser och ökad produktion som kommer att öka bolagets lönsamhet och kassaflöde samt i förlängningen leda till ökat aktieägarvärde.

En mer än fördubblad produktion till 75 000 boepd exklusive Johan Sverdrup

Vår produktion för det första kvartalet 2014 uppgick till 28 800 boepd vilket var inom vårt tidigare guideade intervall för perioden. Den nuvarande produktionen kommer att avta helt naturligt framöver, men produktionen kommer att öka i slutet av det andra kvartalet 2014 då vi förväntar oss produktionsstart för Brynhildprojektet, offshore Norge. Till följd av detta kommer vi att behålla vår guideade produktionsnivå för helåret 2014 om 30 000 till 35 000 boepd.

Vi förväntar oss att den genomsnittliga produktionen kommer att öka till omkring 50 000 boepd under 2015 i och med att vi påbörjar produktion vid Bøyla-, Bertam- och Edvard Griegfälten under året. Vår produktion kommer öka till över 75 000 boepd vid slutet av 2015 när alla dessa projekt är i produktion.

Utmärkta framsteg med våra pågående utbyggnadsprojekt

Brynhild, offshore Norge, närmar sig nu produktionsstart som förväntas under juni 2014. De nya stigrörsanläggningarna har installerats med framgång och uppgraderingen och underhållsarbetet på FPSO:n Haewene Brim är i stort sett slutfört. Utbyggnadsborrningar pågår och den första produktionsborrningen är klar för att sättas i produktion. Produktionen förväntas initialt till 12 000 boepd, brutto, och jag tror att denna nivå kommer att uppnås och möjligen överskridas beroende på borr-resultaten.

Vi gör goda framsteg med utbyggnaden av Bertam, offshore Malaysia. Konstruktionen av offshore-plattformen som utförs av TH Heavy Engineering (THHE) håller sig inom tidsramen och jag tror att arbetet kommer att slutföras innan året är slut. Bertamprojektet kommer att använda den av oss till 100 procent ägda FPSO:n Ikdam och som kommer att döpas om till FPSO:n Bertam. Modifierings- och uppgraderingsarbete pågår för närvarande på FPSO:n Bertam vid Keppel Shipyard i Singapore, vilket också kommer att slutföras under slutet av året. Utbyggnadsborrning planeras att påbörjas på Bertam under denna sommar och produktionsstart förväntas fortfarande under andra kvartalet 2015.

Jag var väldigt nöjd över att förra månaden kunna besöka varvet Kværner Verdal på den norska västkusten för att fira slutförandet av Edvard Griegs stålkonstruktion, jacket. Jag gratulerar teamet vid Kværner Verdal till ett väl utfört arbete på ett säkert sätt, inom budget och i tid. Jacketen har nu installerats i Nordsjön. Kværner är också på god väg med Edvard Griegs processdäck. Gas- och oljeledningar kommer att installeras under 2014 respektive 2015. Jack-up-riggen Rowan Viking kommer att påbörja borrprogrammet för utbyggnaden senare i sommar. Det är mycket spännande för alla på Lundin Petroleum att se detta stora projekt sättas samman och produktionsstart förväntas fortfarande under slutet av 2015 med en plåtproduktion om 100 000 boepd, brutto.

Utvärderingen av Johan Sverdrup är slutförd

Utvärderingsborrningarna på Johan Sverdrupfältet nu slutförda. Goda framsteg har gjorts av Aker Solution gällande förprojektering (front end engineering and design, FEED) av utbyggnadens Fas 1, fortfarande med sikte på att kunna lämna in en utbyggnadsplan i början av 2015.

Detta fält är den största fyndigheten som har gjorts i Nordsjön under många år och det kommer att ha en transformerande inverkan på Lundin Petroleums reserver, produktion och värdering. Statoil, den arbetande operatören för pre-utbyggnadsfasen av fältet, gav i slutet av 2013 uppdaterade estimat för

fältets betingade bruttoresurser om 1,8 till 2,9 miljarder oljeekvivalenter. Eftersom fältet sträcker sig över flera olika licenser pågår för närvarande en samordningsprocess (unitisation) och beslut kommer att fattas innan utbyggnadsplanen lämnas in. Inverkan på våra reserver och produktion är emellertid enorm eftersom detta fält ensamt representerar en ökning av våra nuvarande reserver och produktion på mer än tre till fyra gånger.

Beslut om utbyggnadskoncept för Johan Sverdrup Fas 1

En viktig milstolpe för Lundin Petroleum och alla partners i Johan Sverdrup uppnåddes i februari i och med överenskommelsen om utbyggnadskoncept för Fas 1. Fas 1 av utbyggnaden kommer att innehålla ett fältcenter bestående av fyra fasta plattformar såväl som ytterligare installationer på havsbotten. Produktionsstart för den första fasen av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 000 och 380 000 boepd och öka till mellan 550 000 och 650 000 boepd när hela fältet är utbyggt.

Vi har dessutom den finansiella styrkan att finansiera utbyggnadskostnaderna för Johan Sverdrup utan att behöva söka finansiering via en ny kreditfacilitet eller eget kapital. Kassaflödesgenereringen från vår befintliga produktion, pågående utbyggnadsprojekt och befintliga kreditfaciliteter kommer att vara tillräcklig för att finansiera utbyggnadskostnaderna för Johan Sverdrup och samtidigt bibehålla en sund prospekteringsbudget.

Framsteg med kommersialisering av projekt

Våra uppskattningar baseras på antagandet att vi inte kommer att kommersialisera någon av våra existerande fyndigheter eller att vi inte kommer ha några ytterligare prospekteringsframgångar. Verkligheten är dock något annorlunda och jag har stora förhoppningar om att vårt utvärderingsborrprogram för 2014, med borrningar på fyndigheten Tembakau, offshore Malaysia och fyndigheterna Luno II och Gohta, offshore Norge, kommer att resultera i kommersiella utbyggnadsprojekt.

Prospektering fortsätter att utgöra huvudfokus

Lundin Petroleum är idag ett av de mest aktiva prospekteringsbolagen i våra viktigaste tillväxtmarknader Norge och Malaysia. Våra prospekteringsteam har en betydande erfarenhet av att hitta kolväten och har byggt upp en betydande position med prospekteringslicenser inom dessa områden. Vi kommer att fortsätta att avsätta kapital för att finansiera aggressiva prospekteringsprogram och jag är övertygad om att dessa kommer att leda till nya fyndigheter.

Vi fortsätter att fokusera på våra kärnområden Utsirahöjden och Barents hav i Norge, offshore Malaysiska halvön samt offshore Sabah i Malaysia. Vi kommer att genomföra prospekteringsborrningar med stor potential i alla dessa områden före utgången av 2014.

Efterfrågan på olja kommer att vara fortsatt stark under överskådlig framtid

Lundin Petroleums affärsmodell är inte beroende av styrkan i oljepriserna. Att uppfylla våra förväntade produktion-och reservtillväxt kommer att vara den viktigaste drivkraften för att skapa värde. Som jag ändå alltid har sagt tror jag att oljepriset kommer att förbli fast. Den ekonomiska tillväxten, särskilt i utvecklingsländerna, tillsammans med utbudsnedgångar från gamla fält och fortsatt geopolitisk osäkerhet kommer att uppväga effektivitetsvinster, okonventionella produktionsökningar och bränslesubstitution. Resultatet är att efterfrågan kommer att vara fortsatt stark, särskilt för olja av god kvalitet från politiska lågriskländer.

Jag tror att Lundin Petroleum idag är väl positionerat för att ge sig in på nästa fas av tillväxt. Vi har under det senaste decenniet varit mycket framgångsrika med att bygga resurser och vår kunskapsbas. Detta innebär att framöver kommer vi att kunna öka våra reserver och produktion till gagn för alla våra intressenter. Ur min synvinkel och trots alla svårigheter vår värld står inför i dag ser framtiden sannerligen ljus ut för Lundin Petroleum.

Att göra allt detta på ett socialt ansvarsfullt, säkert och miljövänligt sätt är självfallet något som alla medarbetare på Lundin Petroleum förväntar sig och arbetar för.

Med vänliga hälsningar

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD
Stockholm, 7 maj 2014

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två kärnområden, Norge och Sydostasien. Lundin Petroleum har även tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet, där produktionen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2014 (rapporteringsperioden) stod för 69 procent av den totala produktionen och 76 procent av Lundin Petroleums totala reserver vid slutet av 2013.

RESERVER OCH RESURSER

Lundin Petroleum har 194,1 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som reviderats av en oberoende tredje part vid slutet av 2013. Lundin Petroleum har också ett antal funna olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Exklusive det stora Johan Sverdrupfältet i Norge uppgår 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 28,8 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 35,6 Mboepd för samma period 2013) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Olja			
Norge	17,0	22,6	20,6
Frankrike	3,0	2,7	2,9
Ryssland ¹	2,2	2,5	2,3
Summa produktion olja	22,2	27,8	25,8
Gas			
Norge	3,0	4,0	3,3
Nederländerna	2,1	2,2	2,0
Indonesien	1,5	1,6	1,6
Summa produktion gas	6,6	7,8	6,9
Summa produktion			
Kvantitet i Mboe	2 588,3	3 206,3	11 939,6
Kvantitet i Mboepd	28,8	35,6	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	l.a. ¹	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Volund	35%	9,8	11,5	12,2
Alvheim	15%	9,5	13,1	10,5
Gaupe	40%	0,7	2,0	1,2
		20,0	26,6	23,9

¹Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Produktionen från Alvheimfältet var under rapporteringsperioden bättre än förväntningarna till följd av en fortsatt god reservoarprestanda, som delvis jämnades ut av de två korta väderrelaterade driftsstoppen av FPSO:n Alvheim. Två producerande borrhningar driftstoppades i januari 2013. Reparationsarbetet med de två borrhningarna har nu framgångsrikt slutförts och borrhningarna sattes åter i produktion under april 2014. En tredje producerande borrhning driftstoppades i november 2013 på vilken reparationsarbetet planeras att genomföras i september 2014 och borrhningen förväntas återuppta produktion i början av 2015. Genomförandet av en kompletterande borrhning på Alvheim kommer att påbörjas 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 5,50 USD per fat under rapporteringsperioden.

Volundfältets produktion var under rapporteringsperioden aningen lägre än förväntad på grund av två korta väderrelaterade driftsstopp vid Alvheim FPSO:n i januari 2014 samt på grund av vissa andra problem relaterade till anläggningen. Utvinningskostnaderna, exklusive projektspecifika kostnader, 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	l.a.	PDO godkännande	Uppskattade brutto- reserver	Förväntad produktions- start	Förväntad platå- produktion, brutto
PL148	Brynhild	90%	november 2011	23 MMboe	juni 2014	12,0 Mboepd
PL340	Bøyla	15%	oktober 2012	22 MMboe	första kvartalet 2015	20,0 Mboepd
PL338	Edvard Grieg	50%	juni 2012	186 MMboe	fjärde kvartalet 2015	100,0 Mboepd

Brynhild

Brynhildfältet närmar sig nu produktionsstart. Brynhildfältets modell- och manifoldkonstruktion på havsbotten och pipeline för produktion och vatteninjicering har installerats med framgång. Den första utav fyra utbyggnadsborrningar har slutförts och är klar för produktion. Borrhningen fann både den övre delen av reservoaren och kvaliteten i enlighet med förväntningarna. En andra producerande borrhning pågår för närvarande. FPSO:n Haewene Brim har med framgång åter förankrats vid Piercefältet, offshore Storbritannien och nya produktionsstigrör har anslutits till FPSO:n. Modifikationsarbetet av processdäcket och livstidsförlängningsarbetet är nästintill slutfört. Produktionsstart vid Brynhildfältet förväntas till juni 2014.

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 rapporteringsperioden framgångsrikt installerats och riggen Transocean Winner har påbörjat den första produktionsborrningen. Produktionsstarten förväntas till det första kvartalet 2015 och fältet förväntas uppnå en platåproduktion om 20 000 boepd, brutto. Utbyggnadskostnaderna för Bøylafältet fortsätter att hålla sig inom budget.

Edvard Grieg

Utbyggnaden av Edvard Griegfältet har kommit långt och fortgår enligt plan och inom budget. Konstruktionen av jacketen vid Kværner i Verdal i Norge har färdigställts och jacketen har installerats på plats offshore. Konstruktion- och projekteringsarbete med processdäck och pipelines för export pågår. Produktionsstart från Edvard Griegfältet förväntas till det fjärde kvartalet 2015.

Kværners konstruktion av processdäcken påbörjades 2013 och planeras att avslutas mot slutet av 2014 och processdäckinstallationen är planerad till sommaren 2015. Den 43 km långa oljeledningen till Grane kommer att installeras under 2015 och den 94 km långa gasledningen till Sage Beryl-gassystemet kommer att installeras under sommaren 2014. Ledningarna kommer att ägas gemensamt av licensinnehavarna i Edvard Grieg PL338 och Ivar Aasen PL001B/ PL028B/PL242, där Lundin Petroleum har en licensandel om 30 procent i oljeledningen och 20 procent i gasledningen. Statoil kommer att vara operatör för ledningarna. Utbyggnadsborrningar kommer att påbörjas under det andra halvåret 2014 med jack-up-riggen Rowan Viking. 15 borrningar kommer att genomföras för utbyggnaden av Edvard Grieg.

En utvärderingsborrning pågår för närvarande i den sydöstra delen av Edvard Griegreservoaren.

Utvärdering

Johan Sverdrup

Lundin Petroleum fann Avaldsnesfältet i PL501 (l.a. 40%) 2010. Under 2011 gjorde Statoil fyndet Aldous Major South i den angränsande PL265 (l.a. 10%). Till följd av utvärderingsborrningar fastställdes det att fyndigheterna var sammanhängande och i januari 2012 fick den sammanhängande fyndigheten namnet Johan Sverdrup. Under 2013 kunde en utvärderingsborrning i PL502 (l.a. 0%) bekräfta att en liten del av fältet även sträcker sig in i PL502.

Under rapporteringsperioden har en utvärderingsborrning, 16/3-8S, framgångsrikt slutförts i PL501 på Avaldsneshöjden mellan borrningarna 16/2-6, 16/2-7 och 16/3-4. Borrningen påträffade en oljefyllt 13 meters reservoar sektion av Draupnesand från sen juraperiod och uppnådde ett utmärkt flödestestresultat som genererade 4 900 bbl per dag, begränsat av utrustningen 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.

Totalt 22 borrningar och sju sidospårsborrningar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet är nu till stor del slutfört. Statoil, den arbetande operatören för pre-unitfasen av fältet, meddelade i slutet av 2013 uppdaterade estimat för fältets betingade bruttoresurser om 1,8 till 2,9 miljarder oljeekvivalenter och att produktionsstart förväntas till slutet av 2019.

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 boendeplattform. 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. Ytterligare installationer på havbotten kommer att installeras för vatteninjicering.

Produktionsstart för den första fasen av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 000 och 380 000 boepd. Cirka 40 och 50 produktions- och injiceringsborrningar förväntas att genomföras för att uppnå produktion för Fas 1, av vilka 11 till 17 borrningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög innan produktionsstart, för att underlätta plåtproduktion för Fas 1.

Bruttoinvesteringen för Fas 1, vilken innefattar såväl exportpipelines för olja och gas som elförsörjning 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 partner och kommer att utgöra underlaget för senare investeringsbeslut.

Tabellen nedan beskriver genomförda utvärderingsborrningar på Johan Sverdrup under 2014.

Borrprogram för utvärdering av Johan Sverdrup 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

Övrig utvärdering

En utvärderingsborrning kommer under det andra kvartalet 2014 att genomföras i Barnets hav på fyndigheten Gohta som Lundin Petroleum upptäckte i PL492 (I.a. 40%) år 2013. Utöver den pågående utvärderingsborrningen på Edvard Grieg så kommer ytterligare en utvärderingsborrning att genomföras under det andra kvartalet 2014 i Utsirahöjdsområdet på fyndigheten Luno II i PL359 (I.a. 40%).

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

Sidospårsborrningen Torvastad, 16/2-20A, med en reservoarsekvens från sen juraperiod 770 meter väster om prospekteringsborrningen 16/2-20 som målsättning, avslutades i februari 2014. Sidospårsborrningen påträffade olja men en sämre än förväntad reservoarkvalitet 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 utföra ytterligare fem prospekteringsborrningar i Norge under 2014. I Barents hav kommer borrningar på Altastrukturen att genomföras under det tredje kvartalet 2014, direkt efter utvärderingsborrningen på Gohtafyndigheten sydväster om Altastrukturen. 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, kommer att genomföras under det tredje kvartalet 2014. 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. Under tredje kvartalet 2014 planeras även borrning på Vollgrav i PL631 (I.a. 60%) att genomföras i norra Nordsjön mellan fälten Statfjord och Gullfaks. Borrningar på Kopervikstrukturen på Utsirahöjden, nordväst om Johan Sverdrupfältet, kommer att genomföras under det fjärde kvartalet 2014.

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 och återlämnanden av licenser

Under rapporteringsperioden tilldelades Lundin Petroleum nio licenser genom licensrundan APA 2013, inklusive fyra nya licenser i Barents hav. I januari 2014 farmade Lundin Petroleum ut tio procent i PL546 (l.a. 50% efter utfarmning) till Petrolia Norway As.

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 och en utvärderingsborrning i Malaysia under 2014.

Offshore Malaysiska halvön

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

Utbyggnaden av Bertamfältet påbörjades under andra halvåret 2013. Bertamfältet kommer att byggas ut med en plattform med 20 borrhysningar som ligger intill den fast förankrade FPSO:n Ikdam som ägs av Lundin Petroleum till 100 procent. Konceptet för installationen på havsbotten består av 13 horisontella borrhysningar och en som har utrustats med elektriska undervattenspumpar. Kontrakt för livstidsförlängningsarbete på FPSO:n har slutits med Keppel Shipyard och arbetet pågår i Singapore och förväntas slutföras under det fjärde kvartalet 2014. Kontraktet för plattformen för borrhuvudet har tilldelats TH Heavy Engineering (THHE) och arbetet har kommit långt vid varvet i Pulau Indah nära Kuala Lumpur. Jacketen förväntas installeras offshore under sommaren 2014 och processdäcket förväntas att installeras under det fjärde kvartalet 2014. Utbyggnadsborrning planeras att påbörjas under sommaren 2014. Den totala bruttoinvesteringen för fältutbyggnaden Bertam, exklusive kostnader relaterade till FPSO:n, uppskattas till cirka 400 MUSD.

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

Gasfyndigheten Tembakau med betingade bruttoresurser om 306 miljarder kubikfot (bcf) som gjordes 2012 kommer att utvärderas som en del i borrhyskampanjen för Bertam. Utvärderingsborrning på Tembakau förväntas påbörjas under det andra kvartalet 2014.

Två prospekteringsborrningar planeras att genomföras på blocket PM307 under 2014. En borrhys kommer att genomföras på oljestrukturen Rengas och en på oljestrukturen Mengkuang-1 som nyligen har lagts till i prospekteringskampanjen för 2014. Båda dessa prospekteringsborrningar kommer att genomföras med jack-up-riggen som används för utbyggnadsborrningarna på Bertam under perioden när Bertams processdäck installeras under det andra halvåret 2014.

Östra Malaysia, offshore Sabah

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

Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av gasfyndigheterna Berangan, Tarap, Cempulut och Titik Terang i block SB303, mest troligt genom en klusterutbyggnad. Seismisk bearbetning av 3D-undersökningen Emerald över SB307 om 500 km² slutfördes under 2013 och två strukturer inom Emerald 3D, Malignan och Kitabu, har identifierats som potentiellt borrhysbara strukturer. Kitabustrukturen, som ligger på samma trend som de nuvarande producerande Shellfälten SF30 och South Furious, kommer att borrhysas under tredje kvartalet 2014 medan borrhysning av Malignanstrukturen troligen kommer att genomföras under 2015.

Ytterligare insamling av 3D-seismik över SB307/308 om 462 km², benämnd Francis 3D, slutfördes i slutet av juli 2013 och bearbetning av seismisk data planeras att slutföras under det första halvåret 2014.

Indonesien

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

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Singa	25,9%	1,5	1,6	1,6

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

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på strukturerna Balqis och Boni på Baronangblocket (l.a. [85]%) i Natunahavet i Indonesien, har slutförts under rapporteringsperioden. Båda borrningarna påträffade sandstensreservoar av hög kvalitet vid den förutsedda oligoceninivån men inga kolväten kunde påträffas och båda borrningarna har därför tillkännagivits som torra hål. Nido Petroleum har utnyttjat sin option att öka sin andel i produktionsdelningskontraktet för Baronang från tio procent till 15 procent förutsatt SKKMigas godkännande.

Gurita

Borrning på strukturen Gobi på Guritablocket (l.a. 90%) skulle tidigare ha påbörjats omedelbart efter slutförandet av borrningen av strukturerna Balqis och Boni på Baronangblocket men på grund av att borrhiggen Hakuryu 11 försenades fanns det inte tillräckligt med tid att slutföra tre borrningar direkt efter varandra och borrningen på Gobistrukturen har som följd flyttats till fjärde kvartalet 2014.

South Sokang

Insamling av 3D-seismik om 1 000 km² slutfördes på South Sokangblocket (l.a. 60%) under 2013. Den seismiska bearbetningen och tolkningen planeras att slutföras under det första halvåret 2014 och tidiga resultat indikerar potentiella olje- och gasstrukturer vid miocene- och oligoceninivåer.

Cendrawasih VII

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

KONTINENTALA EUROPA

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Frankrike				
– Paris Basin ¹	100%	2,5	2,3	2,5
– Aquitaine Basin	50%	0,5	0,4	0,4
Nederländerna	flera	2,1	2,2	2,0
		5,1	4,9	4,9

¹Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Den totala produktionsnivån från Frankrike 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. Prospekteringsborrningen Hoplites på koncessionen Est Champagne (l.a. 100%) planeras att genomföras under det tredje kvartalet 2014.

Nederländerna

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

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

Ytterligare tre prospekteringsborrningar planeras att genomföras vid slutet av 2014; två onshore på Gorredijklicensen (l.a. 7,75%) samt en offshore på E17a/b-licensen (l.a. 1,20%).

RYSSLAND

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Komi Republic	50%	2,2	2,5	2,3

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

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya, som enligt bästa estimat uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 157 MMboe. I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tecknat ett principavtal (Heads of Agreement) med Rosneft om att Rosneft köper 51 procent av LLC Petroresurs, som äger 100 procent av licensen för blocket. Köpeskillingen avseende ägarandelen om 51 procent beräknas utifrån historiska utgifter för Laganskyblocket och kommer att betalas i form av uppskjutna betalningar. Efter att transaktionen är slutförd kommer Lundin Petroleum att ha en andel av Laganskyblocket om 34,3 procent. Transaktionen med Rosneft förväntas slutföras under andra kvartalet 2014.

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 0,47 per 200 000 timmar. Båda incidenterna var av lindrig natur. Den totala frekvensen för rapporterbara incidenter uppgick till 0,7.

Lundin Malaysia har tillsammans med sina underleverantörer vid slutet av januari 2014 uppnått den viktiga milstoppen om 2 miljoner arbetade timmar utan en enda rapporterad skada. Detta är en enastående bedrift inom olje- och gassektorn i Malaysia. Lundin Petroleums ledning närvarade vid en ceremoni i Malaysia för att värdesätta denna bedrift samt för att understödja betydelsen av en god standard för hälsa, säkerhet och miljö.

Lundin Petroleum har under det första kvartalet lämnat ekonomiskt bidrag till FN Global Compact Foundation och Carbon Disclosure Project samt inträtt i Global Compact Nordics nätverk.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för tre månadersperioden som avslutades den 31 mars 2014 (rapporteringsperioden) uppgick till 3,2 MUSD (47,0 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 4,4 MUSD (48,2 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,01 USD (0,16 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 177,8 MUSD (274,5 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 0,57 USD (0,88 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 256,0 MUSD (257,8 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 0,83 USD (0,83 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 årsredovisningen 2013 sidorna 79 och 91.

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 235,4 MUSD (310,3 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 236,0 MUSD (314,2 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 97,63 USD (103,11 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 108,21 USD (112,57 USD) per fat.

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

Försäljning	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD			
Försäljning olja			
Norge			
– Kvantitet i Mboe	1 575,9	2 114,8	7 925,4
– Genomsnittspris per boe	110,38	115,33	111,87
Frankrike			
– Kvantitet i Mboe	232,6	213,1	1 030,4
– Genomsnittspris per boe	105,62	108,52	106,93
Nederländerna			
– Kvantitet i Mboe	0,6	0,6	1,8
– Genomsnittspris per boe	94,43	104,80	96,24
Summa försäljning olja			
– Kvantitet i Mboe	1 809,1	2 328,5	8 957,6
– Genomsnittspris per boe	109,77	114,71	111,30
Försäljning gas och NGL			
Norge			
– Kvantitet i Mboe	299,7	390,6	1 389,4
– Genomsnittspris per boe	67,05	77,06	72,33
Nederländerna			
– Kvantitet i Mboe	188,1	195,9	715,7
– Genomsnittspris per boe	61,45	65,22	64,34
Indonesien			

– Kvantitet i Mboe	120,9	131,8	520,1
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	48,10	31,87	32,54
Summa försäljning gas			
– Kvantitet i Mboe	608,7	718,3	2 625,2
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	61,55	65,55	62,27
Summa försäljning			
– Kvantitet i Mboe	2 417,8	3 046,8	11 582,8
– <i>Genomsnittspris per boe</i>	97,63	103,11	100,19

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

Förändringen i under- och överuttagsposition om 4,6 MUSD (8,6 MUSD) har redovisats under rapporteringsperioden. Det var ett litet överuttag på delen i produktionen från Alvheim och Volundfältet beroende på när uttagen gjordes.

Övriga intäkter uppgick till 4,0 MUSD (4,7 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 38,4 MUSD (29,0 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Utvinningskostnader			
– i MUSD	30,6	23,7	103,0
– <i>i USD per boe</i>	12,80	7,94	9,28
Tariff- och transportkostnader			
– i MUSD	4,8	5,4	21,6
– <i>i USD per boe</i>	2,02	1,80	1,95
Royalty och direkta skatter			
– i MUSD	0,9	0,9	3,4
– <i>i USD per boe</i>	0,39	0,28	0,31
Förändringar i lager			
– i MUSD	-0,2	-1,0	-2,0
– <i>i USD per boe</i>	-0,08	-0,30	-0,18
Övrigt			
– i MUSD	2,3	–	13,6
– <i>i USD per boe</i>	0,92	–	1,21
Totala produktionskostnader			
– i MUSD	38,4	29,0	139,6
– <i>i USD per boe</i>	16,05	9,72	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 30,6 MUSD (23,7 MUSD), och inkluderade kostnader om 10,9 MUSD hänförliga till underhållsarbete på två borrhningar på Alvheimfältet, vilka påbörjades under det fjärde kvartalet 2013.

Utvinningskostnaden per fat för rapporteringsperioden uppgick till 12,80 USD (7,94 USD) per fat inklusive underhållsarbete på Alvheimborrningarna och andra verksamhetsrelaterade projekt. Uppskattningen som meddelats avseende genomsnittlig utvinningskostnad för 2014, inklusive

verksamhetsprojekt var 11,35 USD per fat. Ökade kostnader på Alvheim för underhållsarbeten och ytterligare reparationsarbeten planerade till det tredje kvartalet 2014 får emellertid till följd en slutlig uppskattning om cirka 13,00 USD per fat. Den genomsnittliga utvinningskostnaden för rapporteringsperioden var 18,1 USD (20,6 USD) per fat om verksamhetsprojekt exkluderas, vilket motsvarar 7,56 USD (6,91 USD) per fat.

Övriga kostnader uppgick till 2,3 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till en ökning i värderingen till verkligt värde av ett kostnadsdelningsavtal avseende Brynhildfältet, i enlighet med vilket produktionskostnaden för de första tre åren varierar med oljepriset. Detta är en ej kassaflödespåverkande kostnad och den kommer att lösas upp mot de faktiska framtida utgifterna.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 35,1 MUSD (41,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 68 procent (76 procent) av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad om 13,14 USD (13,20 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 126,9 MUSD (72,0 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 72,8 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för borrningarna på Torvastad- och Langlitindenstrukturer i PL501 respektive PL659 och tillhörande kostnader. Ytterligare prospekteringsutgifter om 53,6 MUSD kostnadsfördes avseende Indonesien, vilket 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 20,4 MUSD (7,8 MUSD), vilka innehöll en kostnad om 5,4 MUSD (intäkt 1,4 MUSD), hänförlig till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP), se avsnittet om ersättningar nedan. Utöver kostnaden för LTIP:s uppgick administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden till 15,0 MUSD (9,2 MUSD) och inkluderar konsultarvoden. Avskrivningar av anläggningstillgångar inkluderade ett belopp om 1,2 MUSD (0,9 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 27,4 MUSD (0,9 MUSD) och beskrivs i not 4. En valutakursvinst, netto om 26,9 MUSD (0,3 MUSD kostnad) ingår i beloppet. 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 innehåller i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Under rapporteringsperioden försvagades US dollarn mot den norska kronan och detta har fått redovisade valutakursvinster till följd. Lundin Petroleums underliggande värde är baserat på US dollarn och detta är valutan som driver den största delen av intäkterna. En försvagad US dollar har en negativ övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det minskar US dollarns köpkraft för att kunna köpa de valutor, i vilka koncernens verksamhetsutgifter uppkommer. Lundin Petroleum har emellertid 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 1,2 MUSD (3,0 MUSD)

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 12,2 MUSD (10,2 MUSD) och beskrivs i not 5. Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 1,9 MUSD (1,2 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 8,7 MUSD (2,6 MUSD). Avskrivningarna för aktiverade

finansieringsavgifter uppgick till 2,8 MUSD (2,2 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.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 26,5 MUSD (103,7 MUSD) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 58,9 MUSD (23,5 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden, av vilken en intäkt om 64,5 MUSD (17,0 MUSD kostnad) var hänförlig till Norge till följd av nivån på utbyggnads- och prospekteringsutgifter i Norge under det första kvartalet 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 85,4 MUSD (80,2 MUSD) för rapporteringsperioden, vilken var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. Dessutom fanns det uppskjutna skatteintäkter som uppgick till ett sammanlagt belopp om 61,3 MUSD under rapporteringsperioden hänförliga till prospekteringsutgifter som kostnadsförts under det första kvartalet.

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 89 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 -1,2 MUSD (-1,2 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 4 155,7 MUSD (3 820,8 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Belopp i MUSD			
Norge	286,1	178,7	1,105,9
Frankrike	2,3	2,0	7,0
Nederländerna	0,7	0,9	4,8
Indonesien	–	–	-1,9
Malaysia	14,4	–	12,7
	303,5	181,6	1,128,5

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 286,1 MUSD (178,7 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilka 275,0 MUSD (158,0 MUSD) investerades i Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. I Malaysia redovisades 14,4 MUSD (– MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under rapporteringsperioden.

Ett belopp om 48,3 MUSD (2,2 MUSD) avseende uppgradering av Ikdam 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- 31 mar 2014	1 jan 2013- 31 mar 2013	1 jan 2013- 31 dec 2013
Belopp i MUSD	3 månader	3 månader	12 månader
Norge	113,2	124,8	506,4
Frankrike	0,3	0,6	2,4
Indonesien	25,9	1,8	18,5
Ryssland	1,8	17,5	36,1
Malaysia	0,9	1,1	6,0
Övriga	0,5	0,1	0,5
	142,6	145,9	569,9

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 113,2 MUSD (124,8 MUSD) i Norge, vilka är främst hänförliga till borrhningarna Torvastad (PL501) och Langlitinden (PL659) samt utvärderingsborrningen på den sydvästra förlängningen av Edvard Grieg (PL338) som pågick vid slutet av kvartalet. Under rapporteringsperioden redovisades 25,9 MUSD (1,8 MUSD) för Balqis- och Boniborrhningarna på Baronangblocket i Indonesien.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 132,9 MUSD (85,0 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Ikdam FPSO:n och andra materiella anläggningstillgångar.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 130,0 MUSD (69,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 20,8 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 9,7 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 22,4 MUSD (22,4 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de utnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna. Bolagsskatt uppgick till 65,6 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 obligationer i Etrion Corporation under rapporteringsperioden. Derivatinstrument uppgick till 10,0 MUSD (3,0 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av de utestående valuta- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader, se avsnittet om finansiella instrument nedan.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 268,9 MUSD (279,6 MUSD) och beskrivs i not 9.

Lager uppgick till 21,2 MUSD (21,2 MUSD) och inkluderade både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Kundfordringar uppgick till 110,5 MUSD (125,8 MUSD) och inkluderade 87,7 MUSD (102,5 MUSD) hänförliga till Norge. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Bolagsskatt uppgick till 8,2 MUSD (6,5 MUSD) och inkluderade en skatteåterbetalning i Frankrike om 7,9 MUSD (5,8 MUSD). Derivatinstrument uppgick till 20,6 MUSD (3,2 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakten med likviddag inom tolv månader, se avsnittet om derivatinstrument nedan. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 65,5 MUSD (61,7 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader som inkluderar kostnader för utnyttjande av en norsk rigg som kommer att vidarefaktureras på framtida borrhningar. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 15,7 MUSD (26,6 MUSD) och innehöll fordringar för utfarmningar i Indonesien, moms och andra diverse fordringar.

Likvida medel uppgick till 94,9 MUSD (82,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 458,1 MUSD (1 345,1 MUSD) och beskrivs i not 10.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 250,6 MUSD (241,6 MUSD) och var hänförliga till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 1 168,1 MUSD (1 066,0 MUSD), av vilka 1 026,9 MUSD (924,6 MUSD) var hänförliga 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 34,0 MUSD (30,8 MUSD). Lundin Petroleums LTIP program beskrivs i den här rapporten under avsnittet om ersättningar. Inlösendatum för de syntetiska optionerna infaller i maj 2014, då 50 procent av inlösenbeloppet förfaller till betalning och detta belopp ingår i avsättningar inom kortfristiga skulder. Se även avsnittet om transaktioner med närstående nedan. Den långfristiga delen av avsättningen inkluderar inlösenbeloppet för de syntetiska optionerna som förfaller till betalning i maj 2015.

Finansiella skulder uppgick till 1 515,7 MUSD (1 239,1 MUSD). Banklån uppgick till 1 570,0 MUSD (1 275,0 MUSD) och är hänförligt till det utestående lånet under koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 4,0 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättande-kostnader för faciliteten om 2,5 miljarder USD uppgick till 54,3 MUSD (35,9 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid. Ökningen i aktiverade finansieringsavgifter under rapporteringsperioden är hänförliga till ökningen av kreditfaciliteten med 1,5 miljarder USD.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 25,7 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 i förhållande till LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick till 476,8 MUSD (439,2 MUSD) och beskrivs i not 12.

Överuttagspositionen uppgick till 33,1 MUSD (29,2 MUSD) och var hänförlig till överuttaget på Alvheim- och Volundfältens del i produktionen per den 31 mars 2014. Skuld till joint venture och upplupna kostnader uppgick till 344,9 MUSD (334,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhaktivitet i Norge, Bertamprojektet, Malaysia och borrhaktiviteter i Indonesien. Övriga upplupna kostnader uppgick till 74,5 MUSD (39,4 MUSD) och inkluderade ett belopp om 35,1 MUSD (4,8 MUSD) hänförligt till arbete som utförts på Ikdam FPSO:n.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 50,2 MUSD (46,2 MUSD) och var hänförliga till den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program. Den kortfristiga delen av avsättningen innehåller inlösenbeloppet för de syntetiska optionerna som förfaller till betalning i maj 2014. Se även avsnittet om närståendetransaktioner nedan.

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -40,3 MSEK (-11,5 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 41,7 MSEK (12,2 MSEK) och finansiella intäkter hänförliga till garanti-intäkter om 0,8 MSEK (0,7 MSEK).

Ställda säkerheter till ett belopp om 12 439,7 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 0,1 MUSD (0,2 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade – MUSD (0,1 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

2013 ingick koncernen ett låneavtal med Geoffrey Turbott, tidigare VP Finance och CFO som kommer att lämna bolaget i mitten av 2014, till ett maximalt belopp motsvarande 3,0 MUSD. Det totala lånebeloppet, inklusive ränta skall betalas tillbaka den 30 juni 2014 eller tidigare.

LIKVIDITET

Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD med en grupp om 25 banker för att finansiera Lundin Petroleums pågående

utgifter för prospektering och utbyggnad. 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 överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 mars 2014 uppgår till 1 916,8 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 viss av dessa kontrakt och det utestående beloppet per den 31 mars uppgick till 11,8 MUSD.

HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

Inga händelser har inträffat efter slutet av rapporteringsperioden som förväntas ha en väsentlig påverkan på denna finansiella rapport.

AKTIEDATA

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 317 910 580 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK. Under rapporteringsperioden återköpte Lundin Petroleum ytterligare 500 000 av egna aktier till ett genomsnittligt pris om 124,07 SEK och innehar 8 840 250 av egna aktier.

ERSÄTTNINGAR

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

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2011, 2012 och 2013 års LTIP program per den 31 mars 2013 var 120 992 respektive 238 203 och 415 821.

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 inträffar i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen.

Lundin Petroleum återköpte 6 882 638 stycken av sina egna aktier fram till den 31 december 2010 till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie för att kompensera exponeringen för LTIP. Lundin Petroleums aktiekurs uppgick per den 31 mars 2014 till 133,10 SEK. Avsättningen för de syntetiska optionerna uppgick till 72,7 MUSD inklusive sociala avgifter per den 31 mars 2014 och marknadsvärdet på aktierna var 141,2 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP i de finansiella rapporterna. Mer information om redovisningen finns i avsnittet långfristiga skulder ovan.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Denna delårsrapport har upprättats i enlighet med International Accounting Standards (IAS) 34 delårsrapportering och årsredovisningslagen (SFS 1995:1554). Per den 1 januari 2014 har Lundin Petroleum antagit IFRS 11 Joint arrangements och jämförelsetalen för föregående år har räknats om. För ytterligare information se årsredovisningen 2013 sidorna 79 och 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 31 mars 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 kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
4 397,5 MNOK	710,8 MUSD	6,19 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 2014 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:

	31 mar 2014		31 mar 2013		31 dec 2013	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	6,0944	5,9871	5,6276	5,8665	5,8753	6,0837
1 USD motsvarar Euro	0,7301	0,7253	0,7573	0,7809	0,7529	0,7251
1 USD motsvarar Rubel	35,1001	35,3786	30,4088	31,0517	31,8675	32,8653
1 USD motsvarar SEK	6,4666	6,4899	6,4318	6,5250	6,5132	6,4238

KONCERNENS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Intäkter¹	1	235,4	310,3	1,132,0
Rörelsens kostnader				
Produktionskostnader	2	-38,4	-29,0	-139,6
Avskrivningar		-35,1	-41,6	-169,3
Prospekteringskostnader		-126,9	-72,0	-287,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	-123,4
Bruttoresultat	3	35,0	167,7	411,9
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-20,4	-7,8	-41,2
Rörelseresultat		14,6	159,9	370,7
Resultat från finansiella investeringar				
Finansiella intäkter	4	27,4	0,9	3,4
Finansiella kostnader	5	-12,2	-10,2	-85,9
		15,2	-9,3	-82,5
Andel i resultat från joint ventures redovisat enligt kapitalandelsmetoden		-0,1	0,1	-0,2
Resultat före skatt		29,7	150,7	288,0
Inkomstskatt	6	-26,5	-103,7	-215,1
Periodens resultat		3,2	47,0	72,9
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare		4,4	48,2	77,6
Innehava utan bestämmande inflytande		-1,2	-1,2	-4,7
Periodens resultat		3,2	47,0	72,9
Resultat per aktie – USD ¹		0,01	0,16	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- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Periodens resultat	3,2	47,0	72,9
Övrigt totalresultat			
Poster som kan komma att om- klassificeras till resultaträkningen:			
Valutaomräkningsdifferens	-8,6	-44,3	-31,7
Kassaflödessäkring	29,0	-8,8	-8,1
Finansiell tillgång som kan säljas	-1,1	-3,0	1,9
Skatt på totalresultat	–	2,3	1,9
Övrigt totalresultat efter skatt	19,3	-53,8	-36,0
Totalresultat	22,5	-6,8	36,9
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	27,1	-4,5	44,7
Innehav utan bestämmande inflytande	-4,6	-2,3	-7,8
	22,5	-6,8	36,9

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	31 mars 2014	31 december 2013
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 155,7	3 820,8
Övriga materiella anläggningstillgångar		132,9	85,0
Investeringar redovisade enligt kapitalandelsmetoden		23,6	24,6
Finansiella tillgångar	8	130,0	69,0
Summa anläggningstillgångar		4 442,2	3 999,4
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	9	268,9	279,6
Likvida medel		94,9	82,4
Summa omsättningstillgångar		363,8	362,0
SUMMA TILLGÅNGAR		4 806,0	4 361,4
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 207 0	1 182 4
Innehav utan bestämmande inflytande		59 8	67 7
Summa eget kapital		1 266 8	1 250 1
Skulder			
Långfristiga skulder			
Avsättningar	10	1 351 2	1 204 6
Banklån	11	1 239 1	384 2
Övriga långfristiga skulder		25 0	22 6
Summa långfristiga skulder		2 615 3	1 611 4
Kortfristiga skulder			
Kortfristiga skulder	12	476,8	439,2
Avsättningar	10	50,2	46,2
Summa kortfristiga skulder		527,0	485,4
Summa Skulder		3 526,5	3 094,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		4 806,0	4 361,4

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat		3,2	47,0	72,9
Justeringar för ej kassaflödes- påverkande poster	14	178,2	227,7	880,1
Erhållen ränta		0,2	0,2	0,9
Betald ränta		-10,2	-3,6	-21,8
Betald skatt		-7,0	-60,0	-188,2
Förändringar i rörelsekapital		75,7	42,9	162,7
Summa kassaflöde från verksamheten		240,1	254,2	906,6
Kassaflöde från investeringar				
Investering i olje- och gastillgångar		-454,3	-327,5	-1,698,4
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-49,1	-2,8	-36,2
Avyttring av obligationer		10,5	–	–
Investering i dotterbolag		–	–	-3,5
Betalda återställningskostnader		-0,1	-0,1	-1,5
Övriga betalningar		–	-0,2	-0,4
Summa kassaflöde från investeringar		-493,0	-330,6	-1,740,0
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga fordringar		–	3,9	3,5
Förändring av långfristiga skulder		295,8	103,7	845,1
Betalda finansieringsavgifter		-20,6	–	–
Köp av egna aktier		-9,8	–	-20,1
Utdelningar		–	–	-0,1
Summa kassaflöde från finansiering		265,4	107,6	828,4
Förändring av likvida medel		12,5	31,2	-5,0
Likvida medel vid periodens början		82,4	87,6	87,6
Valutakursdifferenser i likvida medel		–	0,8	-0,2
Likvida medel vid periodens slut		94,9	119,6	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	–	–	48,2	48,2	-1,2	47,0
Övrigt totalresultat	–	-52,7	–	-52,7	-1,1	-53,8
Summa totalresultat	–	-52,7	48,2	-4,5	-2,3	-6,8
Balans per den 31 mars 2013	0,5	358,4	819,0	1 177,9	65,4	1 243,3
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	29,4	29,4	-3,5	25,9
Övrigt totalresultat	–	19,8	–	19,8	-2,0	17,8
Summa totalresultat	–	19,8	29,4	49,2	-5,5	43,7
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-20,1	–	-20,1	–	-20,1
Summa transaktioner med ägare	–	-20,1	–	-20,1	-0,1	-20,2
Balans per den 31 december 2013	0,5	358,1	848,4	1 207,0	59,8	1 266,8
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	4,4	4,4	-1,2	3,2
Övrigt totalresultat	–	22,7	–	22,7	-3,4	19,3
Summa totalresultat	–	22,7	4,4	27,1	-4,6	22,5
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	-9,8	–	-9,8	–	-9,8
Summa transaktioner med ägare	–	-9,8	–	-9,8	–	-9,8
Balans per den 31 mars 2014	0,5	371,0	852,8	1 224,3	55,2	1 279,5

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

Not 1. Intäkter,	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD			
Olja	198,6	267,1	997,0
Kondensat	1,1	1,1	3,4
Gas	36,3	46,0	160,0
Försäljning av olja och gas	236,0	314,2	1 160,4
Förändring i under- och överuttag	-4,6	-8,6	-45,2
Övriga intäkter	4,0	4,7	16,8
Intäkter	235,4	310,3	1 132,0

Not 2. Produktionskostnader,	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD			
Utvinningskostnader	30,6	23,7	103,0
Tariff- och transportkostnader	4,8	5,4	21,6
Direkta produktionsskatter	0,9	0,9	3,4
Förändring i under- och överuttag	-0,2	-1,0	-2,0
Övriga	2,3	–	13,6
	38,4	29,0	139,6

Not 3. Segmentinformation,	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD			
Norge			
Olja	174,0	243,9	886,6
Kondensat	0,8	0,8	2,0
Gas	19,3	29,3	98,5
Försäljning av olja och gas	194,1	274,0	987,1
Förändring i under- och överuttag	-4,6	-9,3	-47,0
Övriga intäkter	1,2	1,6	5,6
Intäkter	190,7	266,3	945,7
Produktionskostnader	-25,8	-17,3	-85,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-23,8	-31,6	-130,2
Prospekteringskostnader	-72,8	-71,4	-285,4
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar	–	–	-81,7
Bruttoresultat	68,3	146,0	363,3

Frankrike			
Olja	24,5	23,1	110,2
Försäljning av olja och gas	24,5	23,1	110,2
Förändring i under- och överuttag	–	-0,3	-0,4
Övriga intäkter	0,4	0,5	2,2
Intäkter	24,9	23,3	112,0
Produktionskostnader	-8,0	-7,6	-34,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-4,3	-2,9	-12,5
Prospekteringskostnader	–	–	-0,2
Bruttoresultat	12,6	12,8	65,0

Not 3. Segment information forts.,	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD			
Nederländerna			
Olja	0,1	0,1	0,2
Kondensat	0,3	0,3	1,4
Gas	11,2	12,5	44,6
Försäljning av olja och gas	11,6	12,9	46,2
Förändring i under- och överuttag	–	1,0	2,2
Övriga intäkter	0,5	0,5	1,7
Intäkter	12,1	14,4	50,1
Produktionskostnader	-3,6	-3,0	-14,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-4,3	-4,2	-15,0
Prospekteringskostnader	-0,5	–	-1,3
Bruttoresultat	3,7	7,2	19,1
Indonesien			
Gas	5,8	4,2	16,9
Försäljning av olja och gas	5,8	4,2	16,9
Övriga intäkter	–	–	–
Intäkter	5,8	4,2	16,9
Produktionskostnader	-1,0	-1,1	-5,0
Avskrivningar och återställningskostnader	-2,7	-2,9	-11,4
Prospekteringskostnader	-53,6	-0,1	-0,4
Bruttoresultat	-51,5	0,1	0,1
Övriga			
Olja	–	–	–
Försäljning av olja och gas	–	–	–
Övriga intäkter	1,9	2,1	7,3
Intäkter	1,9	2,1	7,3
Produktionskostnader	–	–	-0,5
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	-0,2
Prospekteringskostnader	–	-0,5	-0,5
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar ¹	–	–	-41,7
Bruttoresultat	1,9	1,6	-35,6
Summa			
Olja	198,6	267,1	997,0
Kondensat	1,1	1,1	3,4
Gas	36,3	46,0	160,0
Försäljning av olja och gas	236,0	314,2	1 160,4
Förändring i under- och överuttag	-4,6	-8,6	-45,2
Övriga intäkter	4,0	4,7	16,8
Intäkter	235,4	310,3	1 132,0
Produktionskostnader	-38,4	-29,0	-139,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-35,1	-41,6	-169,3
Prospekteringskostnader	-126,9	-72,0	-287,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-123,4
Bruttoresultat	35,0	167,7	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- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD			
Ränteintäkter	0,4	0,5	2,4
Valutakursvinster, netto	26,9	–	–
Garanti-intäkter	0,1	0,1	0,5
Övriga	–	0,3	0,5
	27,4	0,9	3,4

Not 5. Finansiella kostnader,	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD			
Räntekostnader	1,9	1,2	5,1
Valutakursförluster, netto	–	0,3	46,5
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	0,5	–	1,5
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	1,8	1,5	5,9
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	2,8	2,2	8,7
Engagemangavgifter för lånefacilitet	4,9	4,9	17,1
Övriga	0,3	0,1	1,1
	12,2	10,2	85,9

Not 6. Inkomstskatter,	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
MUSD			
Aktuell skatt	-58,9	23,5	24,7
Uppskjuten skatt	85,4	80,2	190,4
	26,5	103,7	215,1

Not 7. Olje- och gastillgångar,	31 mar 2014	31 dec 2013
MUSD		
Norge	3 049,0	2 685,6
Frankrike	222,6	224,4
Nederländerna	56,4	60,1
Indonesien	71,2	101,7
Ryssland	550,4	559,1
Malaysia	206,1	189,9
	4 155,7	3 820,8

Not 8. Finansiella tillgångar,	31 mar 2014	31 dec 2013
MUSD		
Övriga aktier och andelar	20,8	22,0
Långfristiga fordringar	9,7	9,7
Uppskjuten skatt	22,4	22,4
Bolagsskatt	65,6	–
Obligationer	–	10,4
Derivatinstrument	10,0	3,0
Övriga	1,5	1,5
	130,0	69,0

Not 9. Fordringar och lager, MUSD	31 mar 2014	31 dec 2013
Lager	21,2	21,2
Kundfordringar	110,5	125,8
Underutttag	8,2	9,4
Bolagsskatt	8,2	6,5
Fordringar på Joint venture	19,0	25,2
Derivatinstrument	20,6	3,2
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	65,5	61,7
Övriga	15,7	26,6
	268,9	279,6

Not 10. Avsättningar, MUSD	31 mar 2014	31 dec 2013
Långfristiga:		
Återställningskostnader	250,6	241,6
Uppskjuten skatteskuld	1 168,1	1 066,0
Långfristiga incitamentsprogram	34,0	30,8
Derivatinstrument	0,2	1,6
Pension	1,5	1,5
Övriga	3,7	3,6
	1 458,1	1 345,1
Kortfristiga:		
Långfristiga incitamentsprogram	50,2	46,2
	50,2	46,2
	1 508,3	1 391,3

Not 11. Finansiella skulder, MUSD	31 mar 2014	31 dec 2013
Banklån	1,570,0	1,275,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-54,3	-35,9
	1,515,7	1,239,1

Not 12. Kortfristiga skulder, MUSD	31 mar 2014	31 dec 2013
Leverantörsskulder	13,1	16,3
Överutttag	33,1	29,2
Skatteskulder	4,5	4,3
Upplupna kostnader och skulder till Joint venture	344,9	334,5
Andra upplupna kostnader	74,5	39,4
Derivatinstrument	0,8	4,0
Övriga	5,9	11,5
	476,8	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:

31 mars 2014 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	20,4	–	0,4
– Obligationer	–	–	–
– Derivatinstrument – långfristiga	–	10,0	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	20,6	–
	20,4	30,6	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	0,2	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	0,8	–
	–	1,0	–

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- 31 mar 2014	1 jan 2013- 31 mar 2013	1 jan 2013- 31 dec 2013
MUSD	3 månader	3 månader	12 månader
Prospekteringskostnader	126,9	72,0	287,9
Avskrivningar och nedskrivningar	36,3	42,6	160,4
Aktuell skatt	-58,9	23,5	24,7
Uppskjuten skatt	85,4	80,2	190,4
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	123,4
Långfristiga incitamentsprogram	8,0	1,9	9,9
Övriga ¹	-19,5	7,5	83,4
	178,2	227,7	880,1

¹ Övriga justeringar innehåller valutakursvinster om 25,7 MUSD (-3,3 MUSD valutakursförlust) för rapporteringsperioden.

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Intäkter	1,1	-0,1	3,1
Administrationskostnader	-41,7	-12,2	-105,7
Rörelseresultat	-40,6	-12,3	-102,6
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	0,8	0,9	181,4
Finansiella kostnader	-0,5	-0,1	-2,7
	0,3	0,8	178,7
Resultat före skatt	-40,3	-11,5	76,1
Skatt	–	–	–
Periodens resultat	-40,3	-11,5	76,1

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Periodens resultat	-40,3	-11,5	76,1
Övrigt totalresultat	–	–	–
Totalresultat	-40,3	-11,5	76,1
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	-40,3	-11,5	76,1
	-40,3	-11,5	76,1

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	31 mars 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	19,7	17,3
Likvida medel	1,9	2,6
Summa omsättningstillgångar	21,6	19,9
SUMMA TILLGÅNGAR	7 893,6	7 891,9
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 711,5	7 814,0
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36,6	36,6
Skulder till koncernbolag	129,4	21,6
Summa långfristiga skulder	166,0	58,2
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	16,1	19,7
Summa kortfristiga skulder	16,1	19,7
Summa skulder	182,1	77,9
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 893,6	7 891,9
Ställda säkerheter	12,439,7	12,014,5

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Kassaflöde från verksamheten			
Periodens resultat	-40,3	-11,5	76,1
Ej kassaflödespåverkande poster	152,2	-0,3	-18,9
Förändringar i rörelsekapital	-6,2	5,7	14,2
Summa kassaflöde från verksamheten	17,3	-6,1	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	44,2	–	62,2
Köp av egna aktier	-62,2	–	-131,9
Summa kassaflöde från finansiering	-18,0	–	-69,7
Förändring av likvida medel	-0,7	-0,4	1,5
Likvida medel vid periodens början	2,6	1,1	1,1
Likvida medel vid periodens slut	1,9	0,7	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	–	–	–	-11,5	-11,5	-11,5
Balans per den 31 mars 2013	3,2	861,3	2 489,4	4 504,4	6 993,8	7 858,3
Totalresultat	–	–	–	87,6	87,6	87,6
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-131,9	–	-131,9	-131,9
Summa transaktioner med ägare	–	–	-131,9	–	-131,9	-131,9
Balans per den 31 december 2013	3,2	861,3	2 357,5	4 592,0	6 949,5	7 814,0
Totalresultat	–	–	–	-40,3	-40,3	-40,3
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Balans per den 31 mars 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 551,7	6 847,0	7 711,5

FINANSIELLA NYCKELTAL

	1 jan 2014- 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader
Finansiell data (MUSD)			
Intäkter ¹	235,4	310,3	1 132,0
EBITDA	177,8	274,5	955,7
Periodens resultat	3,2	47,0	72,9
Operativt kassaflöde	256,0	257,8	967,9
Nyckeltal, per aktie (USD)			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,96	3,79	3,90
Operativt kassaflöde per aktie	0,83	0,83	3,12
Kassaflöde från verksamheten per aktie	0,78	0,82	2,92
Resultat per aktie	0,01	0,16	0,25
Resultat per aktie efter full utspädning	0,01	0,16	0,25
EBITDA per aktie	0,57	0,88	3,08
Utdelning per aktie	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 070 330	310 542 295	309 570 330
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut	309 478 548	310 542 295	310 017 074
Börskurs			
Börskurs vid periodens slut (SEK)	133,10	141,00	125,40
Börskurs vid periodens slut (CAD)	22,70	21,87	19,73
Nyckeltal			
Räntabilitet på eget kapital (%)	–	4	6
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	–	9	16
Netto skuldsättningsgrad (%)	120	35	99
Soliditet (%)	27	37	29
Andel riskbärande kapital (%)	50	65	53
Räntetäckningsgrad	2	126	52
Operativt kassaflöde/räntekostnader	104	214	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.

Stockholm den 7 maj 2014

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Den finansiella informationen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2014 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för sexmånadersperioden (januari-juni 2014) kommer att publiceras den 6 augusti 2014.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari-september 2014) kommer att publiceras den 5 november 2014.
- Bokslutsrapporten (januari-december 2014) kommer att publiceras den 4 februari 2015.

Årsstämman kommer att hållas den 15 maj 2014 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 resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål,

antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

Reserver och resurser

Om inte annat anges är Lundin Petroleum's reserv- och resursestimat per den 31 december 2012 och har förberetts och reviderats i enlighet med National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101") och Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook ("COGE Handbook"). Om inte annat anges avser alla häri redovisade reservestimat "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver, resurser och produktion i bolagets årsredovisning.

Betingade resurser

Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar genom att använda etablerad teknik eller teknik som är under utveckling, men som inte är att anse som kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser. Betingelser kan inkludera faktorer såsom ekonomiska, legala, miljö-, politiska och regulatoriska frågor eller avsaknad av efterfrågan. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de betingade resurserna. 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.