

LUNDIN PETROLEUM – PRESS RELEASE



Lundin Petroleum AB (publ)

Organisationsnummer: 556610-8055

NASDAQ OMX Stockholm : LUPE

Hovslagargatan 5

SE-111 48 Stockholm

Tel: 08-440 54 50, Fax: 08-440 54 59, E-mail: info@lundin.ch

Besök vår hemsida: www.lundin-petroleum.com

Torontobörsen (TSX): LUP

Stockholm 7 maj 2013

RAPPORT FÖR TREMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 31 MARS 2013

HÖJDPUNKTER

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2013 (31 mars 2012)

- Produktion om 35,6 Mboepd (34,7 Mboepd)
- Resultat efter skatt om 327,6 MUSD (364,6 MUSD)
- EBITDA om 276,2 MUSD (309,2 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 260,0 MUSD (166,6 MUSD)
- Resultat om 47,0 MUSD (47,2 MUSD)
- Oljefyndighet i Luno II, offshore Norge
- Omfattande utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet
- Sju licenser tilldelade i den norska APA licensrundan 2012

	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	35,6	34,7	35,7
Rörelsens intäkter i MUSD	327,6	364,6	1,375,8
Periodens resultat i MUSD	47,0	47,2	103,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	48,2	48,8	108,2
Vinst/aktie i USD ¹	0,16	0,16	0,35
EBITDA i MUSD	276,2	309,2	1,144,1
Operativt kassaflöde i MUSD	260,0	166,6	831,4

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare

Lundin Petroleum är ett svenskt oberoende olje- och gasprospekterings och produktionsbolag med en välbalanserad portfölj av tillgångar i världsklass främst i Europa och Sydostasien. Bolaget är noterat vid NASDAQ OMX, Stockholm (ticker "LUPE") och vid Torontobörsen (TSX) (ticker "LUP"). Lundin Petroleum har 202 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.

BREV TILL AKTIEÄGARE

Kära aktieägare,

Vårt bolag är vid god hälsa och 2013 har börjat med ännu fler positiva nyheter. Värdeskapandet för Lundin Petroleum aktieägare under de senaste åren har främst åstadkommits genom våra prospekteringsframgångar i Norge.

Vi offentliggjorde nyligen ytterligare en prospekteringsfyndighet i Norge med slutförandet av borrhningen Luno II. Det är odiskutabelt att vi har varit den mest framgångsrika prospekteraren i Norge över de senaste åren och jag är glad över att vårt prospekteringsprogram fortsätter att leverera positiva resultat.

Vi har ett mycket aktivt prospekteringsborrprogram för resten av 2013 och under kommande år och jag är säker på att det kommer att resultera i ytterligare fyndigheter.

Jag anser att Lundin Petroleum idag karaktäriseras av fem huvudsakliga investeringsteman.

1. Hög produktion – genererar högt operativt kassaflöde

Vår produktion för det första kvartalet 2013 var 35 600 boepd. Cirka 75 procent av vår nuvarande produktion kommer från Norge, där Alvheim- och Volundfälten har överträffat förväntningarna under senare år och fortsätter fortfarande att generera huvuddelen av vår produktion.

Vår olja är av god kvalitet och Alvheim- och Volundolja säljer med en premie till Brent och våra utvinningskostnader är cirka 8 USD per fat. De kassaflödespåverkande skatterna är fortsatt låga främst beroende på det norska skattesystemet som skjuter upp en stor procentuell andel av skatterna för bolag som vårt som fortsätter att investera i prospektering och utbyggnad. Slutresultatet är att vi genererade operativt kassaflöde om 260 miljoner USD under det första kvartalet och jag förväntar mig att vi överstiger en miljard dollar i år. Vi återinvesterar detta kassaflöde för att bygga ut nya fält och genomföra prospekteringsborrningar, vilket vi tror kommer ytterligare att öka aktieägarvärdet.

Vi kvarhåller vår förväntade produktion för 2013 om mellan 33 000 boepd och 38 000 boepd. Existerande projekt kommer att ha fördubblat vår produktion vid slutet av 2015.

2. Utbyggnadsprojekt kommer att fördubbla vår nuvarande produktion

Våra tre utbyggnadsprojekt, Brynhild, Bøyla och Edvard Grieg fortlöper samtliga tillfredställande. Dessa projekt kommer starta produktion under 2013 respektive 2014 och 2015 och när Edvard Griegprojektet producerar under fjärde kvartalet 2015 kommer vi att lämna 2015 med en produktionsnivå om 70 000 boepd eller fördubbla vår nuvarande produktion. Detta kommer att resultera i en betydande ökning av vårt kassaflöde och vår lönsamhet. De framtida investeringarna om 2,2 miljarder USD, netto Lundin Petroleum, för att slutföra Brynhild- och Bøylaprojekten och för att nå produktionsstart av Edvard Grieg, kommer att finansieras från operativt kassaflöde och existerande bankkrediter.

Vi har medarbetarna på plats för att verkställa dessa projekt och trots den av branschen upplevda kostnadsinflationen är dessa projekt fortfarande inom budget och tidsplan.

3. Johan Sverdrup – En transformerande fyndighet för Lundin Petroleum

Lundin Petroleum fann Johan Sverdrup i den norska Nordsjön. Det var den största oljefyndigheten under 2010 och en av de största fyndigheterna någonsin i Nordsjön. Det är en tillgång i världsklass avseende storlek och kvalitet och representerar prioritet nummer ett för oss själva och våra partners beträffande utbyggnad.

15 borrhningar har nu genomförts på strukturen och utvärderingen är till största del slutförd. Utvärderingsprogrammet har försett oss med värdefull information beträffande resursstorlek och utbyggnadskoncept.

Statoil som operatör för förutbyggnadsfasen kommer att tillhandahålla ett uppdaterat resursintervall för Johan Sverdrupfyndigheten senare i år när detaljer om valet av utbyggnadskoncept offentliggörs. Den förväntade produktionsstarten i slutet av 2018 gäller fortfarande.

4. Prospektering – Fortsätter att utgöra vårt huvudfokus

Trots Lundin Petroleum ökade utbyggnads- och produktionsaktiviteter under senare år förblir vårt huvudfokus fortfarande prospektering. Vi är fast övertygade att i olje- och gasindustrin (upstream) sker det mest betydande värdeskapandet genom tillgång till resurser och den bästa vägen dit är framgångsrik prospektering.

Vårt arbetsprogram för 2013 inkluderar genomförandet av 18 prospekteringsborrningar med en budget om närmare 500 miljoner USD. Vi planerar att fortsätta investera i prospektering på denna nivå under kommande år och att bibehålla ett fortsatt geografiskt fokus i Norge och Sydostasien.

I Norge är vårt främsta fokus för 2013 fortsatt prospektering i Utsirahöjdsområdet i Nordsjön, där vi redan har gjort fyndigheterna Edvard Grieg, Johan Sverdrup och Apollo. Den nyligen gjorda Luno II fyndigheten är ytterligare en bekräftelse på vår uppfattning, att det kommer att göras fler fyndigheter i detta område. Jag

förväntar mig att vi utvärderar fyndigheten Luno II under 2013 och att vi kommer att genomföra ytterligare prospekteringsborrningar med stor potential i området vid Kopervik, Torvastad och Biotitt. Lundin Petroleum är den största ägaren av areal i detta område och kommer därför sannolikt att bli det bolag som kommer att få störst andel i ytterligare fyndigheter.

I Norge kvarhåller vi även vår uppfattning att Barents hav kommer att bli en betydande oljeproducerande region. Upptäckten av olja i Skrugard och Havis, nu benämnda Johan Castberg, har bekräftat vår syn om att stora kommersiella oljefyndigheter skulle göras i regionen. Lundin Petroleum är en av de största innehavarna av areal i Barents hav och vi fortsätter att öka våra licensandelar i området, med nya tilldelningar i förra årets APA licensrunda. Vi kommer att genomföra två prospekteringsborrningar under 2013 på Gohta- och Langlitindenstrukturerna.

Vår uppfattning är att Norge fortfarande är relativt underprospekterat och därför är den tredje delen av vår norska prospekteringsstrategi att finna ett nytt kärnområde för prospektering. Ett exempel på ett nytt potentiellt område är Utgardhøyden i norra delen av Norska havet, där vi kommer att genomföra en prospekteringsborrning på strukturen Sverdrup i PL330 under tredje kvartalet i år. På samma sätt som vid Utsirahøyden har vi säkrat upp ett stort område i den här regionen så att värdet på vår omkringliggande areal ska öka om prospekteringen ger positiva resultat.

Jag har över de senaste månaderna blivit än mer entusiastisk över vår Sydostasiska portfölj, särskilt Malaysia. Vårt team har gjort ett fantastiskt jobb med att skapa en betydande licensportfölj och de tidiga prospekteringsresultaten har varit uppmuntrande. Jag förväntar mig att vi kommer att meddela att vi går vidare med Bertamprojektet senare i år med slutförandet av de kommersiella avtalen. Vidare kommer Tembakaufyndigheten i PM307 att utvärderas och det ser ut att bli en kommersiell gasfyndighet baserat på dess storlek och närhet till gasmarknaden. Resultaten från den senaste insamlingen av 3D-seismik från vår areal offshore Sabah är mycket uppmuntrande och jag förväntar mig kunna meddela ett prospekteringsprogram med flera borrningar i detta område senare i år.

5. Likviditet och Finansiell Flexibilitet

Vår balansräkning är fortsatt stark med låga skuldnivåer. Vi ingick förra året en ny 2,5 miljarder USD lånefacilitet med ett syndikat av internationella banker. Vårt höga kassaflöde tillsammans med tillgänglig skuld kommer vara tillräckligt för att finansiera våra pågående utbyggnadsprojekt utöver att finansiera vårt prospekteringsprogram. Även om de slutliga detaljerna och kostnaderna för utbyggnaden av Johan Sverdrup ännu inte är slutförda är jag övertygad om att kassaflödet från vårt Edvard Griegprojekt tillsammans med fortsatt tillgänglighet av konservativa skuldnivåer kommer att tillåta oss att bygga ut Johan Sverdrup utan behov av ytterligare eget kapital.

Jag hoppas att ni delar min entusiasm för Lundin Petroleums framtid. Vår framgång kommer att bestämmas främst av vår förmåga att genomföra våra utbyggnadsprojekt och att fortsätta vår framgångsrika prospektering. Jag är övertygad om att vi kommer att leverera.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
VD och koncernchef

Stockholm, 7 maj 2013

VERKSAMHETEN

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

PRODUKTION

Produktion för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2013 (rapporteringsperioden) uppgick till 35,6 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (34,7 Mboepd) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Olja			
Norge	22,6	23,0	23,3
Frankrike	2,7	2,9	2,8
Ryssland	2,5	2,8	2,7
Tunisien	–	0,4	0,1
Summa produktion olja	27,8	29,1	28,9
Gas			
Norge	4,0	2,5	3,9
Nederländerna	2,2	2,0	1,9
Indonesien	1,6	1,1	1,0
Summa produktion gas	7,8	5,6	6,8
Summa produktion			
Kvantitet i Mboe	3 206,3	3 154,1	13 050,4
Kvantitet i Mboepd	35,6	34,7	35,7

RESERVER OCH RESURSER

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

NORGE

Produktion

Produktion i Mboepd	Lundin Petroleum Licensandel (i.a.)	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Alvheim	15%	11,5	12,3	11,8
Volund	35%	13,1	13,2	13,1
Gaupe	40%	2,0	–	2,3
		26,6	25,5	27,2

Alvheimfältet fortsätter hålla en hög produktionsnivå till följd av två nya produktionsbörningar som sattes i produktion under 2012. Nettoproduktionen från Alvheimfältet var under rapporteringsperioden under förväntningarna på grund av driftsstopp av två producerande börningar under januari 2013, till följd av integritetsproblem vid börningar. Produktionsförlusten från de två börningarna kompenserades till viss del av produktionsoptimering vid de återstående börningarna samt utmärkt driftstid vid Alvheim FPSO:n. De två avstängda börningarna kommer att repareras under andra halvåret av 2013 och planeras att sättas åter i produktion i början av 2014. Produktionskostnaderna för Alvheimfältet, exklusive underhållsarbete av börningarna och projektarbete var lägre än 5 USD per fat under rapporteringsperioden.

Volundfältets produktion under rapporteringsperioden översteg förväntningarna på grund av bättre reservoarprestanda samt att Alvheim FPSO:ns driftstid också var över förväntan. Ytterligare en utbyggnadsbörning i Volund genomfördes under 2012 och sattes i produktion i början av 2013. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var lägre än 2,50 USD per fat under rapporteringsperioden.

Produktion från Gaupefältet har varit i linje med förväntningarna under rapporteringsperioden.

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

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO Godkännande	Uppskattade brutto 2P reserver	Förväntad Produktions- start	Förväntad platåproduktion, brutto
PL148	Brynhild	90%	november 2011	23 MMboe	Sent 2013	12,0 Mboepd
PL340	Bøyla	15%	oktober 2012	21 MMboe	Sent 2014	19,0 Mboepd
PL338	Edvard Grieg	50%	juni 2012	186 MMboe	Sent 2015	100,0 Mboepd

Edvard Grieg

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

Samtliga större kontrakt för utbyggnaden av Edvard Grieg har tilldelats. Kværner har tilldelats ett kontrakt som omfattar projektering, inköp och konstruktion av jacketstruktur och processdäck för plattformen och ett kontrakt har tilldelats Rowan Companies för en jack-up borrhög för att genomföra utbyggnadsborrningarna. Saipem har tilldelats kontrakt för den marina installationen. En utvärderingsborrning är planerad att genomföras i den sydöstra delen av Edvard Griegs reservoar under 2013 med potential att öka reserverna och optimera platsen för Edvard Griegs utbyggnadsborrningar.

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

Brynhild

Brynhilds mall och grenrörskonstruktion på havsbotten installerades under april 2013. Utbyggnaden inkluderar fyra borrningar som återkopplas till det existerande Piercefältets infrastruktur i den brittiska delen av Nordsjön, för vilket Shell är operatör. Jack-up riggen Maersk Guardian kommer att påbörja utbyggandsborrningar under andra kvartalet 2013 efter slutförandet av den pågående prospekteringsborrningen Carlsberg på PL495 (I.a. 60%). Modifikationsarbete av processdäck på Pierce FPSO:n planeras att påbörjas under sommaren 2013 när FPSO:n skall upp på land i Skottland. Produktionsstart från Brynhildfältet förväntas fortfarande i fjärde kvartalet av 2013.

Bøyla

Bøylafältet kommer att byggas ut som en 28 km återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n. Fältet kommer att byggas ut med två produktionsborrningar och en vatteninjicerande borrning, där borrhjulet planeras att starta i slutet av 2013. Konstruktionen av fältets undervattenstrukturer har påbörjats.

Utvärdering

Johan Sverdrup

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

Totalt 15 borrningar har genomförts på Johan Sverdrupfältet. Under rapporteringsperioden har två borrningar och en sidospårsborrning slutförts och ytterligare en utvärderingsborrning har påbörjats.

16/2-16 borrningen som genomfördes under 2012 på den nordöstra flanken av Johan Sverdrupfältet i PL501, påträffade en reservoartjocklek om totalt 55 meter, brutto (jurasekvens). Kontakten mellan olja och vatten påträffades vid samma djup som i borrningen 16/2-13A öster om borrningen, 1 925 meter under havsytan (Mean Sea Level (MSL)), vilket resulterade i en oljeförande reservoarkolonn på denna plats om cirka 1 meter. I februari 2013 genomfördes sidospårsborrningen 16/2-16AT2 cirka 1 000 meter väster om 16/2-16 och slutfördes med framgång och påträffade reservoartjocklek om 70 meter, brutto, med en oljekolonn om 30 meter, brutto till största del utmärkt reservoar kvalitet i en reservoarsekvens från juraålder. Kontakten mellan olja och vatten påträffades vid ungefär 1 934 meter under MSL, vilket är samma nivå som för borrning 16/2-10 väster om 16/2-16. Denna kontakt mellan olja och vatten är ungefär 10 till 12 meter djupare än någon annanstans på Johan Sverdrupfältet.

I mars 2013 slutfördes med framgång borrning 16/3-5 i den sydöstra delen av Johan Sverdrupfältet i PL501. Borrningen påträffade en oljekolonn om 30 meter brutto med en sandstensreservoar om 14 meter från övre jura med utmärkt kvalitet och 16 meter karbonat från Zechsteingruppen med varierande reservoarkvalitet. Den övre reservoaren påträffades grundare än förväntat. Både den övre jura- och Zechsteinsektionen produktionsstestades med låga uppmätta produktionsnivåer från Zechsteinsektionen och 4 700 bopd uppmättes från den övre jurasektionen med begränsade 48/64 ventiler. Testet bekräftade den exceptionella kvaliteten i sandstensreservoar från övre juraålder vid denna plats.

I mars 2013 offentliggjorde det norska Olje- och energidepartementet att borrhningen 16/5-3 i PL502 (Lundin Petroleum har ingen licensandel), angränsande till PL501 och PL265, med framgång slutförts. Borrhningen påträffade en oljekolonn, brutto, om 13,5 meter jurareservoar av hög kvalitet och bekräftade reservoar- och tryck-kommunikation med det övriga Johan Sverdrupfältet. Även om Lundin Petroleum inte har någon andel i denna licens ger denna datapunkt värdefull information för framtida utvärderingsborrningar i södra delen av Johan Sverdrupfältet i PL501.

I april 2013 genomfördes utvärderingsborrningen 16/2-17S på förkastningsmarginalen (Fault Margin) i PL265. Borrhningen bekräftar förlängningen av god jurareservoar nära förkastningen och flödestestas för närvarande. En sidospårsborrning kommer att genomföras för att testa den potentiella förlängningen av Johan Sverdrupfältet väster om (Cliffhanger South) den för närvarande antagna gränsen av fältet.

Utvärderingsborrprogram för Johan Sverdrup 2013

Licens	Operatör	Lundin Petroleum l.a.	Borrning	Start datum	Olje-kolonn, brutto	Resultat
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/2-16aAT2	december 2012	30m	Avslutad med framgång februari 2013
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3-5	januari 2013	30m	Avslutad med framgång mars 2013, Drill Stem Test (DST) avslutad
PL502	Statoil	0%	16/5-3	februari 2013	13,5m	Avslutad med framgång mars 2013
PL265	Statoil	10%	16/2-17S	mars 2013		Borrning pågår
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/2-21 (Förslag B)	Q2 2013		
PL265	Statoil	10%	Cliffhanger, North	Q3 2013		
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3-6 (Förslag C)	Mitten av 2013		
PL501	Lundin Petroleum	40%	Förslag läge E eller G	Q3/Q4 2013		

Tabellen ovan beskriver genomförda, pågående och återstående planerade borrhningar under 2013 på Johan Sverdrup.

Samtliga partners i PL501 och PL265 har kommit överens om en tidtabell för valet av utbyggnadskoncept för Johan Sverdrupfältet som kommer att göras under det fjärde kvartalet 2013, en utbyggnadsplan planeras att lämnas in under fjärde kvartalet 2014 med förväntad produktionsstart i slutet av 2018.

Prospektering

Tre prospekteringsborrningar har hittills genomförts i Norge i år. Borrhningen Luno II har resulterat i ytterligare en prospekteringsfyndighet i Utsirahöjdsområdet.

Prospekteringsborrprogram 2013

Licens	Borrning	Start datum	Mål	l.a.	Operatör	Resultat
Södra NCS						
PL453S	8/5-1	januari 2013	Ogna	35%	Lundin Petroleum	Torr
PL495	7/4-3	april 2013	Carlsberg	60%	Lundin Petroleum	Borrning pågår
Utsirahöjden						
PL338	16/1-17	februari 2013	Jorvik	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet – icke-kommersiell Oljefyndighet – Betingade resurser om 25 – 120 MMboe, brutto
PL359	16/4-6s	april 2013	Luno II	40%	Lundin Petroleum	
PL501	16/2-20	mitten 2013	Torvastad	40%	Lundin Petroleum	
PL544		Q3 2013	Biotitt	40%	Lundin Petroleum	
PL625		Q4 2013	Kopervik	40%	Lundin Petroleum	
PL359		Q4 2013	Luno II utvärdering	40%	Lundin Petroleum	
Utgårdhöjden						
PL330		Q3 2013	Sverdrup	30%	RWE Dea	

Barents hav				
PL492	Q3 2013	Gohta	40%	Lundin Petroleum
PL659	Q4 2013	Langlitinden	20%	Det norske oljeselskap

Ovanstående tabell kan komma att förändras beroende på fördelning av riggtid och resultat från borrhningar.

Borrningen av Ognastrukturen i PL453S (l.a. 35%) i den södra delen av Nordsjön slutfördes i februari 2013 som ett torrt hål. Borrningen 8/5-1, för vilken Lundin Petroleum är operatör genomfördes till måldjup om 2 340 meter under MSL och har pluggats igen och övergivits.

I mars 2013 slutförde Lundin Petroleum som operatör, borrhningen 16/1-17 med målsättning strukturen Jorvik, belägen i en separat bassäng, öster om Edvard Griegfältet i Utsirahöjdsområdet i PL338 (l.a. 50%). Borrningen genomfördes till ett djup om 2 044 under MSL och påträffade rörlig olja. Tryckdata indikerar att petroleumsystemet liknar Edvard Griegfältets och Luno South-fyndighetens, dock visade det sig att reservoar-sektionen med konglomerat och grusig sandsten var tigt. Kärnprover togs med framgång ur reservoar-sektionen innan borrhningen pluggades igen och övergavs som en icke-kommersiell fyndighet.

Slutförandet av borrhningen 16/4-6S med målsättning strukturen Luno II i PL359 (l.a. 40%) meddelades i maj som en oljefyndighet. Borrningen genomfördes på den sydvästra flanken av Utsirahöjden, cirka 15 km söder om Edvard Griegfältet. Lundin Petroleum uppskattar att Luno II-strukturen sträcker över två separata reservoar-segment, innehållande betingade resurser om 25 – 120 MMboe, brutto i det södra segmentet och betingade resurser om 10 – 40 MMboe, brutto i det norra segmentet. Utvärderingsborrning i PL359 utvärderas, med en möjlig borrhning senare i år för att ytterligare kunna definiera det södra reservoar-segmentet som vid den högre delen av resursintervallet sannolikt sträcker sig in i PL410 (l.a. 70%) öster om PL359. Den lägre delen av intervallet av betingade resurser motsvarar endast den norra delen av det södra reservoar-segmentet, direkt bevisat av borrhningen. Borrningen bekräftar förekomsten av jura-/ triasreservoar med en oljekolonn, brutto, om 45 meter samt bekräftar kontakten mellan olja och vatten vid 1 950 meter under havsytan (MSL). Oljan är mättad och i kontakt med ett gaslock vid toppen av reservoaren. Borrningen bekräftar också en sandsekvens om 280 meter av god reservoar-kvalitet. Ett omfattande program av kärnprover och loggar har genomförts och tryckdata indikerar att petroleumsystemet i Luno II-fyndigheten är olik den som påträffats i Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Fyndigheten Luno II är den femte fyndigheten Lundin Petroleum har gjort i Utsirahöjdsområdet efter fyndigheterna Edvard Grieg, Apollo/Tellus, Luno South och Johan Sverdrup.

Licenstagningar

I januari 2013 tilldelades Lundin Petroleum sju prospekteringslicenser i 2012 års APA licensrunda där Lundin Petroleum är operatör för två. Fyra av de sju tilldelade licenserna är belägna i Nordsjön, två i Norska havet och en i Barents hav. Lundin Petroleum har lämnat in ett flertal ansökningar för den 22:a norska licensrundan med förväntat offentliggörande från Olje- och energidepartementet under det andra kvartalet 2013.

Under rapporteringsperioden lämnades PL576 åter.

KONTINENTAL EUROPA

Produktion

Produktion in Mboepd	Lundin Petroleum Licensandel (l.a.)	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Frankrike				
– Paris Basin	100%	2,3	2,3	2,3
– Aquitaine Basin	50%	0,4	0,6	0,5
Nederländerna	Flera	2,2	2,0	1,9
		4,9	4,9	4,7

Frankrike

Återutbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin har slutförts och de återstående borrhningarna från den här återutbyggnaden sattes i produktion under fjärde kvartalet 2012.

Nederländerna

Gasfyndigheten Vinkega-2 i Gorredijkkoncessionen (l.a. 7,75%) startade produktion under 2012 och konstruktionen av ytterligare en pipeline slutfördes i april 2013.

Lundin Petroleum deltar i två prospekteringsborrningar onshore Nederländerna under 2013.

SYDOSTASIEN

Malaysia

Östra Malaysia, offshore Sabah

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

Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av gasfyndigheterna Berangan, Tarap, Cempulut och Titik Terang i block SB303, mest troligt genom en klusterutbyggnad. Seismisk tolkning av 3D-undersökningen Emerald över SB307 fortsätter och förväntas vara slutförd under andra kvartalet 2013.

En prospekteringsborrning planeras offshore Sabah under 2013.

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 PM308, en licensandel som operatör om 75 procent i PM308B och en licensandel som operatör om 85 procent i PM319. Block PM307 innehåller en oljefyndighet, Bertam, och en gasfyndighet Tembakau.

Konceptuella utbyggnadsstudier av Bertamfyndigheten i block PM307 (l.a. 75%) är i stort sett slutförda beträffande en potentiell utbyggnad av Bertamfältet och ett slutligt utbyggnadsbeslut kommer att tas under 2013. Insamling av 3D-seismik över den norra delen av block PM307 och södra delen av block PM319 (l.a. 75%) slutfördes under rapporteringsperioden. Tolkning av den här seismiken pågår. Tembakaufyndigheten om 300 bcf som gjordes 2012 kommer sannolikt att utvärderas i nästa borrkampanj offshore Malaysiska halvön.

Block PM308A (l.a. 35%) omfattar oljefyndigheterna Janglau och Rhu. Ytterligare en prospekteringsborrning med målsättning strukturen Ara i block PM308A har slutförts under första kvartalet 2013 som en oljefyndighet, även om fyndigheten i dagsläget anses som icke-kommersiell. Ara-1borrningen genomfördes till ett totalt djup om 4 030 meter under MSL och påträffade nio tunna oljeförande sandstensreservoarer i sammanpressad (intra-rift) sektion som stäcker sig över ett vertikalt intervall om 800 meter.

Två prospekterings-/utvärderingsborrningar offshore Malaysiska halvön kommer att genomföras under 2013.

Indonesien

Lundin Petroleums tillgångar i Indonesien är belägna offshore, i Natuna havet och onshore South Sumatra. De indonesiska tillgångarna omfattar cirka 23 000 km² prospekteringsareal och ett producerande fält onshore Sumatra.

Produktion

Produktion i Mboepd	Lundin Petroleum Licensandel (l.a.)	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Singa	25,9%	1,6	1,2	1,0

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på Baronangblocket (l.a.100%) planeras att påbörjas under 2013 med en borrning och en sidospårsborrning med målsättning att nå strukturerna Balqis och Boni.

Gurita

Efter slutförandet av tolkningarna från insamlingen av 3D-seismik om 950 km² under 2012 har det beslutats att prospekteringsborrningen 2013 i Guritablocket (l.a. 100%) kommer att ha som målsättning strukturen Gloria A. Strukturen Gloria A är en förkastningsförsluten struktur på den södra flanken av Jemaja High, med på varandra staplade strukturer definierade av 2012 års 3D-seismik vid multipla nivåer av sandsten från kontinental härkomst (fluvial) från Oligoceneålder, vilket har bekräftats i många borrningar i Natunahavet.

South Sokang

Insamling av 3D-seismik om 1 000 km² planeras att slutföras under 2013 på South Sokangblocket (l.a. 60%).

ÖVRIGA OMRÅDEN

Ryssland

Produktion i Mboepd	Lundin Petroleum Licensandel (l.a.)	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Onshore Komi Republiken	50%	2,5	2,8	2,7

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

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för tre månadersperioden som avslutades den 31 mars 2013 (rapporteringsperioden) uppgick till 47,0 MUSD (47,2 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 48,2 MUSD (48,8 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,16 USD (0,16 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 276,2 MUSD (309,2 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 0,89 USD (0,99 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 260,0 MUSD (166,6 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 0,84 USD (0,54 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 327,6 MUSD (364,6 MUSD) och utgörs av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överruttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1. Från och med 1 januari 2013 redovisas förändring i under- och överruttagsposition som intäkt, vilket beskrivs i avsnittet om redovisningsprinciper nedan. Jämförelsetalen har också räknats om för den här förändringen.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 331,4 MUSD (359,2 MUSD). Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeequivalenter uppgick till 101,58 USD (107,40 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 112,57 USD (118,60 USD) per fat. Alvheim- och Volundfältens laster med råolja som såldes under rapporteringsperioden, vilka motsvarade 62 procent (61 procent) av totala sålda volymer prissattes i genomsnitt till 3,20 USD (4,08 USD) per fat utöver Dated Brent för varje lasts prissättningsperiod.

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

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Försäljning olja			
Norge			
– Kvantitet i Mboe	2 114,8	2 048,8	8 270,1
– Genomsnittspris per boe	115,33	123,06	115,29
Frankrike			
– Kvantitet i Mboe	213,1	279,4	1 041,1
– Genomsnittspris per boe	108,52	119,50	110,44
Nederländerna			
– Kvantitet i Mboe	0,6	0,6	1,7
– Genomsnittspris per boe	104,80	107,07	100,09
Ryssland			
– Kvantitet i Mboe	215,7	265,3	981,6
– Genomsnittspris per boe	79,94	77,75	77,23
Tunisien			
– Kvantitet i Mboe	–	198,4	227,5
– Genomsnittspris per boe	–	111,77	108,14
Summa försäljning olja			
– Kvantitet i Mboe	2 544,2	2 792,5	10 522,0
– Genomsnittspris per boe	111,76	117,59	110,90

Försäljning gas och NGL

Norge

– Kvantitet i Mboe	390,6	268,7	1 513,9
– Genomsnittspris per boe	77,06	61,18	64,18

Nederländerna

– Kvantitet i Mboe	195,9	185,3	704,2
– Genomsnittspris per boe	65,22	60,35	60,18

Indonesien

– Kvantitet i Mboe	131,8	97,8	338,1
– Genomsnittspris per boe	31,87	32,49	32,43

Summa försäljning gas

– Kvantitet i Mboe	718,3	551,8	2 556,2
– Genomsnittspris per boe	65,55	55,82	59,69

Summa försäljning

– Kvantitet i Mboe	3 262,5	3 344,3	13 078,2
– Genomsnittspris per boe	101,58	107,40	100,89

Oljan som produceras i Ryssland säljs antingen på den inhemska ryska marknaden eller exporteras till den internationella marknaden. Av den ryska försäljningen såldes under rapporteringsperioden 45 procent (39 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 110,01 USD per fat (116,30 USD per fat) och återstående 55 procent (61 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 54,91 USD per fat (53,21 USD per fat).

Sålda volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Permanenta skillnader uppkommer som ett resultat av royaltybetalningar som gjorts i sak samt av produktionsdelningskontrakt.

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till -8,6 MUSD (2,4 MUSD) och är främst hänförlig till Norge där sålda volymer var högre än producerade volymer under rapporteringsperioden och reducerade underuttagspositionen per den 31 december 2012.

Övriga intäkter uppgick till 4.8 MUSD (3.0 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade justeringen för kvalitetsskillnader som erhållits från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältets ägare i Norge, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna, inklusive förändringar i lager uppgick för rapporteringsperioden till 44,0 MUSD (56,7 MUSD) och framgår av nedanstående tabell. Jämförelsetalen har räknats om för omklassificeringen av förändringen i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter.

Produktionskostnader	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Utvinningskostnader			
– i MUSD	26,6	25,2	105,6
– i USD per boe	8,28	7,98	8,09
Tariff- och transportkostnader			
– i MUSD	6,5	6,8	29,7
– i USD per boe	2,02	2,17	2,27
Royalty och direkta skatter			
– i MUSD	11,9	12,5	51,3
– i USD per boe	3,70	3,97	3,93
Förändringar i lager			
– i MUSD	-1,0	11,7	14,8
– i USD per boe	-0,28	3,69	1,13
Övrigt			
– i MUSD	–	0,5	1,8
– i USD per boe	–	0,17	0,14
Totala produktionskostnader			
– i MUSD	44,0	56,7	203,2
– i USD per boe	13,72	17,98	15,56

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 26,6 MUSD (25,2 MUSD), och inkluderar utvinningskostnader om 3,9 MUSD (– MUSD) hänförliga till Gaupefältet, Norge, vilket startade produktion den 31 mars 2012. Under jämförelseperioden kostnadsfördes 4,8 MUSD hänförliga till Oudnafältet, Tunisien vilket återställdes under det tredje kvartalet 2012.

Utvinningskostnaden per fat för rapporteringsperioden är i linje med de förväntningar som meddelades på kapitalmarknadsdagen i februari 2013. Beroende på ytterligare kostnader för underhållsarbeten på Alvheimfältet, vilka planeras att bli genomförda under den andra delen av 2012, förväntas utvinningskostnaden per fat för 2013 bli över 1 USD per fat högre än tidigare meddelade förväntade 9,25 USD per fat.

I royalty och direkta skatter ingår rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Resource Extraction Tax, MRET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MRET baseras på volymen producerad i Ryssland och varierar i förhållande till världsmarknadspriset på Urals Blend och rubelns växelkurs. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 23,95 USD (23,05 USD) per fat för den ryska produktionen. Exportskattesatsen på rysk olja justeras av den ryska staten varje månad och är beroende av det genomsnittliga priset som erhålls för Urals Blend den föregående månaden. Exportskatten baseras på volym exporterad olja från Ryssland och genomsnittet uppgick till 57,60 USD (56,28 USD) per fat för rapporteringsperioden.

Förändring i lager utgjordes av en kreditering om 1,0 MUSD under rapporteringsperioden jämfört med en kostnad om 11,7 MUSD för jämförelseperioden. En lastning av lager gjordes från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien under jämförelseperioden, vilket medförde en produktionskostnad om 11,4 MUSD.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 43,0 MUSD (41,4 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 73 procent av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad per fat om 13,20 USD. Rapporteringsperiodens avskrivningar är i linje med förväntningarna som meddelades på kapitalmarknadsdagen.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 72,0 MUSD (8,9 MUSD) och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs dessa direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under det första kvartalet 2013 kostnadsfördes prospekteringsutgifter 71,4 MUSD (0,6 MUSD), hänförliga till Norge. Kostnader för Ognaborrningen tillsammans med tillhörande licenskostnader för PL453S kostnadsfördes till ett belopp om 43,8 MUSD och för Jorvikborrningen i PL338 till ett belopp om 24,2 MUSD.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick 8,3 MUSD (0,5 MUSD kreditering), vilka innehöll ej kassaflödespåverkande krediteringar om 1,7 MUSD (8,2 MUSD), hänförliga till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Avsättningen för LTIP beräknas baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen enligt Black & Scholes värderingsmetod och fördelas över den intjänade delen av de LTIP som är utestående och redovisas på balansdagen. En förändring i värdet på tilldelningen som beror på aktiekursen påverkar samtliga LTIP tilldelningar som redovisats på balansdagen, vilket inkluderar de som redovisats under tidigare perioder och förändringen i avsättningen redovisas över resultaträkningen. Lundin Petroleums aktiekurs sjönk med 6 procent till 141,00 SEK per aktie under rapporteringsperioden, jämfört med en nedgång om 8 procent från 169,00 SEK per aktie under det första kvartalet 2012. Lundin Petroleum har kompenserat kassaflödesexponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

Avskrivningar på anläggningstillgångar uppgick till 0,9 MUSD (0,8 MUSD) för rapporteringsperioden.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 0,9 MUSD (0,6 MUSD) och beskrivs i not 4.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 10,5 MUSD (27,3 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 1,3 MUSD (1,4 MUSD). Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under rapporteringsperioden, till ett belopp om 2,6 MUSD (1,6 MUSD).

Valutakursförluster, netto för rapporteringsperioden uppgick till 0,4 MUSD (4,1 MUSD). Under rapporteringsperioden redovisades en valutakursförlust om 3,4 MUSD (4,1 MUSD) på de koncerninterna lånemellanhavandena som inte är i US dollar och på saldon som utgör rörelsekapital och denna förlust kompenserades delvis av en realiserad valutakursvinst om 3,0 MUSD (- MUSD) på förfallna valutasäkringar.

En avsättning för återställningskostnader har redovisats i balansräkningen till det diskonterade värdet av uppskattad framtida kostnad. Effekten av diskonteringen återförs varje år och redovisas över resultaträkningen. Under rapporteringsperioden har 1,6 MUSD (1,2 MUSD) redovisats i resultaträkningen.

Avskrivningarna av aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 2,2 MUSD (1,3 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD, vilken skrevs under den 25 juni 2012 över facilitetens utnyttjandetid. Kostnaden i jämförelseperioden är hänförlig till den tidigare lånefaciliteten.

Engagemangsbavgifter för lånefaciliteten uppgick till 4,9 MUSD (0,3 MUSD) för rapporteringsperioden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförliga till engagemangsbavgifterna avseende den icke-utnyttjade delen av den större 2,5 miljarder USD faciliteten som ingicks under 2012.

Skatt

Skattekostnaden uppgick till 103,7 MUSD (184,2 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 23,5 MUSD (141,3 MUSD) av vilken 17,0 MUSD (132,0 MUSD) är hänförliga till Norge. Den aktuella skattekostnaden för Norge under rapporteringsperioden är lägre än för jämförelseperioden, vilket huvudsakligen beror på högre utbyggnads- och prospekteringsutgifter under det första kvartalet 2013, jämfört med det första kvartalet 2012 som framgår av nedanstående tabeller.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 80,2 MUSD (42,9 MUSD) och uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. I Norge uppgår den uppskjutna skattekostnaden till 79,7 MUSD (40,1 MUSD) för rapporteringsperioden.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 procent och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för koncernen för rapporteringsperioden uppgick till 69 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, vilken reduceras av effekten från ett förhöjt skatteavdrag på utbyggnadsutgifter.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -1,2 MUSD (-1,6 MUSD) och är främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

BALANSRÄKNINGEN

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 2 970,1 MUSD (2 864,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Belopp i MUSD			
Norge	178,7	46,9	369,0
Frankrike	2,0	10,6	29,2
Nederländerna	0,9	1,6	8,5
Indonesien	–	0,1	-0,4
Ryssland	0,4	1,2	7,5
	182,0	60,4	413,8

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 178,8 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilket 158,0 MUSD (30,6 MUSD) investerades i Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. Under jämförelseperioden redovisades 10,6 MUSD i Frankrike, främst på Grandvillefältets återutbyggnad.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Belopp i MUSD			
Norge	124,8	47,3	323,2
Frankrike	0,6	0,4	9,8
Indonesien	1,8	1,2	16,4
Ryssland	1,1	1,5	3,6
Malaysia	17,5	3,5	100,5
Övriga	0,1	1,3	3,8
	145,9	55,2	457,3

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 124,8 MUSD i Norge, huvudsakligen på utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet och prospekteringsborrningar på Ognå- och Jorvikstrukturerna på PL453S respektive PL338. Under jämförelseperioden redovisades 47,3 MUSD i Norge avseende huvudsakligen utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet.

I Malaysia redovisades 17,5 MUSD (3,5 MUSD) under rapporteringsperioden, avseende Araborringen på block PM308A, vilken genomfördes över årets slut samt slutförandet av insamlingsprogrammet över blocken PM307 och PM319.

Materiella anläggningstillgångar uppgick till 50,2 MUSD (49,4 MUSD) och inkluderar ett belopp om 33,6 MUSD (32,5 MUSD) hänförligt till Ikdam FPSO-fartyget. Balansen om 16,6 MUSD (16,9 MUSD) är hänförlig till fastigheter och kontorsinventarier.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 40,6 MUSD (44,1 MUSD). Övriga aktier och andelar uppgick till 16,6 MUSD (20,0 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde. En värdeförändring redovisas i övrigt totalresultat.

Uppskjuten skatt uppgick till 13,5 MUSD (13,3 MUSD) och är främst hänförlig till den del av de utnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas i Nederländerna.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 18,9 MUSD (18,7 MUSD) och inkluderar både kolvätelager och förbrukningsmaterial.

Underuttagspositionen uppgick till 17,0 MUSD (9,1 MUSD) av vilken 14,4 MUSD (24,6 MUSD) är hänförliga till de norska producerande fälten.

Derivatinstrument uppgick till 2,9 MUSD (9,1 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av de utestående valutasäkringskontrakten som ingicks under 2012 och 2013.

Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 26,6 MUSD (32,9 MUSD) och inkluderar förutbetalda verksamhetsförsäkring och försäkring för utbyggnadsprojektet Edvard Grieg, Norge. Likvida medel uppgick till 125,1 MUSD (97,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 184,2 MUSD (190,5 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 975,3 MUSD (942,2 MUSD) av vilken 937,8 MUSD (802,8 MUSD) är hänförlig till Norge. Avsättningen är främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 66,1 MUSD (67,1 MUSD) och ingår i kortfristiga skulder.

Finansiella skulder uppgick till 491,7 MUSD (384,2 MUSD). Banklån uppgick till 535,0 MUSD (432,0 MUSD) och är hänförlig till det utestående lånet under koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprätandekostnader för faciliteten om 2,5 miljarder USD uppgick till 43,3 MUSD (47,8 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 25,0 MUSD (22,6 MUSD) och är till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen i förhållande till LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Skatteskulder uppgick till 127,4 MUSD (170,0 MUSD, av vilka 120,2 MUSD (163,6 MUSD) är hänförliga till Norge.

Skuld gentemot joint venture uppgick till 219,1 MUSD (213,9 MUSD) och är hänförlig till den höga utbyggnads- och borrhänsaktivitetsnivån i Norge och Malaysia.

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -11,5 MSEK (6,5 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingår administrationskostnader om 12,2 MSEK (5,9 MSEK kreditering) och garanti-intäkter om 0,7 MSEK (- MSEK) och räntetäkter från ett koncernbolag om 0,1 MSEK (8,7 MSEK räntekostnad). Administrationskostnaderna påverkas av förändringen i avsättningen för koncernens LTIP under

rapporteringsperioden och krediteringen i jämförelseperioden var ett resultat av en nedgång i Lundin Petroleum's aktiekurs under det första kvartalet 2012.

Ställda säkerheter till ett belopp om 11 962,7 MSEK (11 911,6 MSEK) är hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med den nya kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV. Se även avsnittet om likviditet nedan.

NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER

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

Koncernen erhöll 0,1 MUSD (0,1 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster.

Koncernen betalade 0,1 MUSD (- MUSD) för tjänster erhållna från Vostok Nafta.

LIKVIDITET

Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD med en grupp om 25 banker för att finansiera Lundin Petroleum's pågående utgifter för prospektering och utbyggnad framför allt i Norge. Kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 mars 2013 uppgår till 1 833,4 MUSD (1 831,3 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta bolagen.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått fem produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petrolia Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas) avseende de sex blocken i Malaysia, för vilka Lundin Petroleum är operatör. Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden hänförliga till dessa PSC:s och det utestående beloppet per den 31 mars uppgick till 42,2 MUSD. Utöver detta har bankgarantier ställts ut avseende arbetsåtaganden uppgående till 2,4 MUSD i Indonesien och för skattetvister uppgående till 1,5 MUSD i Tunisien.

HÄNDELSE EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

Det har inte inträffat några händelser efter balansdagens utgång, vilka förväntas väsentligen påverka denna 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.

Per den 31 mars 2013 innehade Lundin Petroleum 7 368 285 egna aktier.

ERSÄTTNINGAR

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

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2010, 2011 och 2012 års LTIP program per den 31 mars 2013 var 207 841 respektive 248 958 och 359 295.

Syntetiska optioner

LTIP för den verkställande ledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK. Inlösendatum för de syntetiska optionerna inträffar i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen.

Lundin Petroleum innehar 7 368 285 egna aktier, vilket kompenserar exponeringen för LTIP. Lundin Petroleum's aktiekurs uppgick per den 31 mars 2013 till 141,00 SEK. Avsättningen för de syntetiska optionerna uppgick till 75,8 MUSD inklusive sociala avgifter per den 31 mars 2013 och marknadsvärdet på aktierna per den 31 mars 2013 var 159,2 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP i de finansiella rapporterna.

REDOVISNINGSPRINCIPER

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

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

Moderbolagets finansiella rapporter har upprättats i enlighet med redovisningsprinciper antagna i Sverige och är i enlighet med RFR 2 redovisning för juridiska personer, som gavs ut av rådet för finansiell rapportering samt årsredovisningslagen (SFS 1995:1554).

Svensk lagstiftning tillåter inte att moderbolagets resultat presenteras i annan valuta än SEK, varför moderbolagets finansiella rapporter presenteras endast i SEK och inte i USD.

RISKER OCH RISKHANTERING

Målsättningen med hanteringen av verksamhetsrisker är att fortlöpande identifiera, förstå och hantera hot och möjligheter inom verksamheten. Denna målsättning uppnås genom att skapa ett mandat och ett engagemang för riskhantering på alla nivåer i verksamheten. På detta sätt hanteras risker som en integrerad och fortlöpande del i bolagets beslutsprocesser. Bolaget säkerställer därmed att alla risker identifieras, uppmärksammas, rätt förstås och kommuniceras med god framförhållning. Förmågan att hantera och/eller minska dessa risker är en avgörande faktor för att säkerställa att bolaget uppnår sina verksamhetsmål. Prospektering, utbyggnad och produktion av olja och gas medför dock höga operativa och finansiella risker som även en kombination av erfarenhet, kunskap och noggrann utvärdering, inte kan eliminera fullt ut. Detta gäller även risker som ligger utanför bolagets kontroll.

En detaljerad analys av Lundin Petroleums strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleums årsredovisning 2012.

Derivatinstrument

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

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

Under det första kvartalet 2013 ingick koncernen ytterligare valutasäkringskontrakt, vilket beskrivs i nedanstående tabell.

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

Under det första kvartalet 2013 ingick koncernen också en treårig ränteswap som startar den 31 mars 2013 för belåning om 500 MUSD, som lägger fast LIBOR räntan till cirka 0,57 procent per år för säkringens löptid.

Enligt IAS 39, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet kommer att redovisas i övrigt totalresultat. Per den 31 mars 2013 har en kortfristig tillgång, uppgående till 2,9 MUSD (9,1 MUSD) redovisats, vilken representerar den kortfristiga delen av det verkliga värdet av de utestående kortfristiga valutakurssäkringskontrakten. Dessutom har en kortfristig skuld om 0,9 MUSD (– MUSD) redovisats, vilken representerar det verkliga värdet på den utestående kortfristiga räntesäkringen och en långfristig skuld om 1,6 MUSD (– MUSD) vilken representerar det verkliga värdet på den utestående långfristiga ränte- och valutasäkringen.

VALUTAKURSER

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

	31 mar 2013		31 mar 2012		31 dec 2012	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,6276	5,8665	5,7867	5,6933	5,8148	5,5639
1 USD motsvarar Euro	0,7573	0,7809	0,7628	0,7487	0,7778	0,7579
1 USD motsvarar Rubel	30,4088	31,0517	30,1660	29,4212	31,0546	30,5665
1 USD motsvarar SEK	6,4318	6,5250	6,7524	6,6229	6,7725	6,5045

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Intäkter¹	1	327,6	364,6	1 375,8
Rörelsens kostnader				
Produktionskostnader ¹	2	-44,0	-56,7	-203,2
Avskrivningar		-43,0	-41,4	-191,4
Prospekteringskostnader		-72,0	-8,9	-168,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		—	—	-237,5
Bruttoresultat	3	168,6	257,6	575,3
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-8,3	0,5	-31,8
Rörelseresultat		160,3	258,1	543,5
Resultat från finansiella investeringar				
Finansiella intäkter	4	0,9	0,6	27,3
Finansiella kostnader	5	-10,5	-27,3	-48,5
		-9,6	-26,7	-21,2
Resultat före skatt		150,7	231,4	522,3
Inkomstskatt	6	-103,7	-184,2	-418,4
Periodens resultat		47,0	47,2	103,9
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:		48,2	48,8	108,2
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-1,2	-1,6	-4,3
Periodens resultat		47,0	47,2	103,9
Resultat per aktie – USD²		0,16	0,16	0,35

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

² Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i MUSD	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Periodens resultat	47,0	47,2	103,9
Övrigt totalresultat			
Poster som kan komma att omklas- sificeras till resultaträkningen			
Valutaomräkningsdifferens	-44,3	52,6	61,6
Kassaflödessäkring	-8,8	0,2	9,2
Investeringar som kan säljas	-3,0	9,4	16,1
Skatt på totalresultat	2,3	–	-2,3
Övrigt totalresultat efter skatt	-53,8	62,2	84,6
Totalresultat	-6,8	109,4	188,5
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	-4,5	106,5	190,2
Innehav utan bestämmande inflytande	-2,3	2,9	-1,7
	-6,8	109,4	188,5

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Not	31 mars 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	2 970,1	2 864,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		50,2	49,4
Finansiella tillgångar	8	40,6	44,1
Summa anläggningstillgångar		3 060,9	2 957,9
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	9	216,0	238,4
Likvida medel		125,1	97,4
Summa omsättningstillgångar		341,1	335,8
SUMMA TILLGÅNGAR		3 402,0	3 293,7
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 177,9	1 182,4
Innehav utan bestämmande inflytande		65,4	67,7
Totalt eget kapital		1 243,3	1 250,1
Långfristiga skulder			
Avsättningar	10	1 231,7	1 204,6
Banklån	11	491,7	384,2
Övriga långfristiga skulder		25,0	22,6
Summa långfristiga skulder		1 748,4	1 611,4
Kortfristiga skulder			
Övriga kortfristiga skulder	12	400,6	423,4
Avsättningar	10	9,7	8,8
Summa kortfristiga skulder		410,3	432,2
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		3 402,0	3 293,7

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD		1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
	Not			
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat		47,0	47,2	103,9
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	14	229,4	251,8	1,056,9
Vinst vid försäljning av tillgång		–	–	-1,1
Erhållen ränta		0,2	0,1	3,5
Betald ränta		-3,6	-1,5	-8,9
Betald skatt		-60,0	-86,8	-428,8
Förändringar i rörelsekapital		41,1	-47,0	93,5
Summa kassaflöde från verksamheten		254,1	163,8	819,0
Kassaflöde från investeringar				
Investering i olje- och gastillgångar		-327,7	-115,6	-919,4
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-2,8	-1,0	-9,7
Investering i dotterbolag		–	–	-10,2
Betalda återställningskostnader		-0,1	–	-18,6
Övriga betalningar		-0,2	-0,4	-3,2
Summa kassaflöde från investeringar		-330,8	-117,0	-961,1
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga fordringar		103,7	19,5	225,7
Betalda finansieringsavgifter		–	–	-49,2
Köp av egna aktier		–	–	-8,7
Summa kassaflöde från finansiering		103,7	19,5	167,8
Förändring av likvida medel		27,0	66,3	25,7
Likvida medel vid periodens början		97,4	73,6	73,6
Valutakursdifferenser i likvida medel		0,7	-2,3	-1,9
Likvida medel vid periodens slut		125,1	137,6	97,4

KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL I SAMMANDRAG

Belopp i MUSD	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övrig a reserver	Balanserad vinst	Periodens resultat	Innehav utan bestämmande e inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2012	0,5	337,8	502,5	160,1	69,4	1 070,3
Överföring av föregående års resultat	–	–	160,1	-160,1	–	–
Totalresultat	–	57,7	–	48,8	2,9	109,4
Balans per den 31 mars 2012	0,5	395,5	662,6	48,8	72,3	1 179,7
Totalresultat	–	24,3	–	59,4	-4,6	79,1
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	-8,7	–	–	–	-8,7
Balans per den 31 december 2012	0,5	411,1	662,6	108,2	67,7	1 250,1
Överföring av föregående års resultat	–	–	108,2	-108,2	–	–
Totalresultat	–	-52,7	–	48,2	-2,3	-6,8
Balans per den 31 mars 2013	0,5	358,4	770,8	48,2	65,4	1 243,3

KONCERNENS NOTER

Not 1. Intäkter,	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD			
Olja	284,3	328,4	1 169,0
Kondensat	1,1	0,4	3,3
Gas	46,0	30,4	147,2
Försäljning av olja och gas	331,4	359,2	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	-8,6	2,4	30,7
Övriga intäkter	4,8	3,0	25,6
Intäkter	327,6	364,6	1 375,8

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

Not 2. Produktionskostnader,	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD			
Utvinningskostnader	26,6	25,2	105,6
Tariff- och transportkostnader	6,5	6,8	29,7
Direkta produktionsskatter	11,9	12,5	51,3
Förändring i under- och överuttag	-1,0	11,7	14,8
Övriga	–	0,5	1,8
	44,0	56,7	203,2

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

Not 3. Segmentinformation,	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD			
Norge			
Olja	243,9	252,1	953,4
Kondensat	0,8	–	2,3
Gas	29,3	16,5	94,9
Försäljning av olja och gas	274,0	268,6	1 050,6
Förändring i under- och överuttag	-9,3	3,6	31,4
Övriga intäkter	1,6	1,6	6,5
Intäkter	266,3	273,8	1 088,5
Produktionskostnader	-17,3	-12,4	-65,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-31,6	-33,0	-154,1
Prospekteringskostnader	-71,4	-0,6	-103,1
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	–	–	-205,8
Bruttoresultat	146,0	227,8	560,0
Frankrike			
Olja	23,1	33,4	115,0
Försäljning av olja och gas	23,1	33,4	115,0
Förändring i under- och överuttag	-0,3	-0,8	–
Övriga intäkter	0,5	0,4	2,6
Intäkter	23,3	33,0	117,6
Produktionskostnader	-7,6	-7,9	-29,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-3,0	-3,0	-11,7
Prospekteringskostnader	–	–	-5,0
Bruttoresultat	12,7	22,1	71,0

Not 3. Segmentinformation forts.,	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD			
Nederländerna			
Olja	0,1	0,1	0,2
Kondensat	0,3	0,4	1,0
Gas	12,5	10,7	41,4
Försäljning av olja och gas	12,9	11,2	42,6
Förändring i under- och överuttag	1,0	-0,1	-0,7
Övriga intäkter	0,5	0,3	12,2
Intäkter	14,4	11,4	54,1
Produktionskostnader	-3,0	-2,8	-12,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-4,2	-2,8	-10,4
Prospekteringskostnader	–	–	-0,6
Bruttoresultat	7,2	5,8	30,7
Indonesien			
Gas	4,2	3,2	10,9
Försäljning av olja och gas	4,2	3,2	10,9
Förändring i under- och överuttag	–	-0,3	–
Intäkter	4,2	2,9	10,9
Produktionskostnader	-1,1	-1,3	-5,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-2,9	-1,5	-5,6
Prospekteringskostnader	-0,1	-6,8	-7,4
Bruttoresultat	0,1	-6,7	-7,6
Ryssland			
Olja	17,2	20,6	75,8
Försäljning av olja och gas	17,2	20,6	75,8
Intäkter	17,2	20,6	75,8
Produktionskostnader	-15,0	-16,2	-65,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-1,3	-1,1	-4,3
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	–	–	-31,7
Bruttoresultat	0,9	3,3	-25,4
Övriga			
Olja ¹	–	22,2	24,6
Försäljning av olja och gas	–	22,2	24,6
Övriga intäkter	2,2	0,7	4,3
Intäkter	2,2	22,9	28,9
Produktionskostnader	–	-16,1	-24,7
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	-5,3
Prospekteringskostnader ²	-0,5	-1,5	-52,3
Bruttoresultat	1,7	5,3	-53,4
Totalt			
Olja	284,3	328,4	1 169,0
Kondensat	1,1	0,4	3,3
Gas	46,0	30,4	147,2
Försäljning av olja och gas	331,4	359,2	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	-8,6	2,4	30,7
Övriga intäkter	4,8	3,0	25,6
Intäkter	327,6	364,6	1 375,8
Produktionskostnader	-44,0	-56,7	-203,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-43,0	-41,4	-191,4
Prospekteringskostnader	-72,0	-8,9	-168,4
Nedskrivningar av olje- och gas tillgångar	–	–	-237,5
Bruttoresultat	168,6	257,6	575,3

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

² Prospekteringskostnader för 2012 var främst hänförliga till Malaysia och uppgick till 46,7 MUSD. Under rapporteringsperioden har ett belopp om 0,4 MUSD (0,1 MUSD), hänförligt till Malaysia kostnadsförts.

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

Not 5. Finansiella kostnader,	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD			
Räntekostnader	1,3	1,4	6,8
Valutakursförluster, netto	0,4	4,1	–
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	–	0,2	0,2
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	1,6	1,2	5,1
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	2,2	1,3	6,6
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	4,9	0,3	10,3
Nedskrivning av övriga aktier	–	18,6	18,6
Övriga	0,1	0,2	0,9
	10,5	27,3	48,5

Not 6. Inkomstskatter,	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD			
Aktuell skatt	23,5	141,3	341,3
Uppskjuten skatt	80,2	42,9	77,1
	103,7	184,2	418,4

Not 7. Olje- och gastillgångar,	31 mar 2013	31 dec 2012
MUSD		
Norge	1 806,4	1 702,3
Frankrike	209,9	216,8
Nederländerna	60,8	65,8
Indonesien	95,7	96,9
Ryssland	596,9	599,2
Malaysia	200,4	183,4
	2 970,1	2 864,4

Not 8. Finansiella tillgångar,	31 mar 2013	31 dec 2012
MUSD		
Övriga aktier och andelar	16,6	20,0
Obligationer	9,2	9,5
Uppskjutna skattefordringar	13,5	13,3
Övriga	1,3	1,3
	40,6	44,1

Not 9. Fordringar och lager,	31 mar 2013	31 dec 2012
MUSD		
Lager	18,9	18,7
Kundfordringar	125,7	125,9
Underuttag	17,0	26,4
Bolagsskatt	6,9	4,0
Fordringar på Joint venture	14,5	11,5
Derivatinstrument	2,9	9,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	26,6	32,9

Övriga	3,5	9,9
	216,0	238,4

Not 10. Avsättningar, MUSD	31 mar 2013	31 dec 2012
Långfristiga:		
Återställningskostnader	184,2	190,5
Uppskjuten skatteskuld	975,3	942,2
Långfristiga incitamentsprogram	66,1	67,1
Derivatinstrument	1,6	–
Pension	1,5	1,5
Övriga	3,0	3,3
	1 231,7	1 204,6
Kortfristiga:		
Långfristiga incitamentsprogram	9,7	8,8
	9,7	8,8
	1 241,4	1 213,4

Not 11. Finansiella skulder, MUSD	31 mar 2013	31 dec 2012
Banklån	535,0	432,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-43,3	-47,8
	491,7	384,2

Not 12. Övriga kortfristiga skulder, MUSD	31 mar 2013	31 dec 2012
Leverantörsskulder	12,6	15,7
Överuttag	0,6	0,5
Skatteskulder	127,4	170,0
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	28,7	8,3
Skulder till Joint venture	219,1	213,9
Derivatinstrument	0,9	–
Övriga	11,3	15,0
	400,6	423,4

Not 13. Finansiella instrument, MUSD
För finansiella instrument värderade till verkligt värde i balansräkningen, används följande värderingshierarki:
– Nivå 1: baserad på noterade priser på aktiva marknader;
– Nivå 2: baserad på andra ingångsdata än noterade priser som i nivå 1, som är antingen direkt eller indirekt observerbara;
– Nivå 3: baserad på ingångsdata som inte baserar sig på observerbar marknadsdata.
Finansiella instrument värderade till verkligt värde kan, baserat på denna hierarki, beskrivas enligt följande:

31 mars 2013 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	16,2	–	0,4
– Obligationer	9,2	–	–

– Derivatinstrument – kortfristiga	–	2,1	–
	25,4	2,1	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	1,6	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	0,9	–
	–	2,5	–
31 december 2012			
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	19,6	–	0,4
– Obligationer	9,5	–	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	9,1	–
	29,1	9,1	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	–	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	–	–
	–	–	–

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden. Övriga aktier och andelar och obligationer beskrivs i not 7 finansiella tillgångar.

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

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

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

Kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD som ingicks den 25 juni 2012 är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Avräkningsdatumet för den nya bankfaciliteten är juni 2019 och det finns en låneminskingsplan som börjar 2016 och minskar ner till noll per det slutliga avräkningsdatumet. Dessutom baseras det belopp som är tillgängligt under faciliteten på en nuvärdesberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av hur mycket som är tillgängligt förfaller inga återbetalningar inom fem år under det nuvarande utestående banklånet.

Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
MUSD			
Prospekteringskostnader	72,0	8,8	168,5
Avskrivningar och nedskrivningar	43,9	42,2	189,3
Aktuell skatt	23,5	141,3	341,3
Uppskjuten skatt	80,2	42,9	77,1
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	237,5
Nedskrivning av övriga aktier	–	18,6	18,6
Långfristiga incitamentsprogram	1,9	-10,0	13,0
Övriga	7,9	8,1	11,6
	229,4	251,8	1 056,9

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Intäkter	-0,1	9,3	71,0
Administrationskostnader	-12,2	5,9	-84,6
Rörelseresultat	-12,3	15,2	-13,6
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	0,9	–	807,1
Finansiella kostnader	-0,1	-8,7	-31,3
	0,8	-8,7	775,8
Resultat före skatt	-11,5	6,5	762,2
Skatt	–	–	–
Periodens resultat	-11,5	6,5	762,2

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i MSEK	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Periodens resultat	-11,5	6,5	762,2
Övrigt totalresultat	–	–	–
Totalresultat	-11,5	6,5	762,2
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	-11,5	6,5	762,2
	-11,5	6,5	762,2

PARENT COMPANY BALANCE SHEET IN SUMMARY

Belopp i MSEK	31 mars 2013	31 december 2012
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Fordringar från koncernbolag	16,1	21,4
Summa anläggningstillgångar	7 887,9	7 893,2
Omsättningstillgångar		
Fordringar	16,7	20,7
Likvida medel	0,7	1,1
Summa omsättningstillgångar	17,4	21,8
SUMMA TILLGÅNGAR	7 905,3	7 915,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 858,3	7 869,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36,4	36,4
Summa långfristiga skulder	36,4	36,4
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	10,6	8,8
Summa kortfristiga skulder	10,6	8,8
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 905,3	7 915,0
Ställda säkerheter	11 962,7	11 911,6

PARENT COMPANY CASH FLOW STATEMENT IN SUMMARY

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

FÖRÄNDRINGAR I MODERBOLAGETS EGNA KAPITAL

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga fonder	Balanserad vinst	Periodens resultat	
Balans per den 1 januari 2012	3,2	861,3	2 551,8	3 936,1	-182,4	7 170,0
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	-182,4	182,4	–
Totalresultat	–	–	–	–	6,5	6,5
Balans per den 31 mars 2012	3,2	861,3	2 551,8	3 753,7	6,5	7 176,5
Totalresultat	–	–	–	–	755,7	755,7
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,4	–	–	-62,4
Balans per den 31 december 2012	3,2	861,3	2 489,4	3 753,7	762,2	7 869,8
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	762,2	-762,2	–
Totalresultat	–	–	–	–	-11,5	-11,5
Balans per den 31 mars 2013	3,2	861,3	2 489,4	4 515,9	-11,5	7 858,3

FINANSIELLA NYCKELTAL

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2013- 31 mar 2013 3 månader	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2012- 31 dec 2012 12 månader
Intäkter ¹	327,6	364,6	1 375,8
EBITDA	276,2	309,2	1 144,1
Periodens resultat	47,0	47,2	103,9
Operativt kassaflöde	260,0	166,6	831,4
Nyckeltal, aktie (USD)			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,79	3,56	3,81
Operativt kassaflöde per aktie	0,84	0,54	2,68
Kassaflöde från verksamheten per aktie	0,82	0,53	2,64
Resultat per aktie	0,16	0,16	0,35
Resultat per aktie efter full utspädning	0,16	0,16	0,35
EBITDA per aktie	0,89	0,99	3,68
Dividend per aktie	—	—	—
Utdelning per aktie	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal utställda aktier vid periodens slut	310 542 295	311 027 942	310 542 295
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	310 542 295	311 027 942	310 735 227
Börskurs			
Börskurs vid periodens slut (SEK)	141,00	141,80	149,50
Börskurs vid periodens slut (CAD)	21,87	21,55	22,87
Nyckeltal			
Räntabilitet på eget kapital	4	4	9
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	9	17	35
Netto skuldsättningsgrad (%)	37	10	30
Soliditet (%)	37	40	38
Andel riskbärande kapital (%)	65	70	66
Räntetäckningsgrad	120	15	75
Operativt kassaflöde/räntekostnader	205	11	119
Direktavkastning	—	—	—

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

KEY RATIO DEFINITIONS

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

Operativt kassaflöde: Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

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

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

Kassaflöde från verksamheten per aktie: Kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

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

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

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

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

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

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

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Stockholm, 7 maj 2013

C. Ashley Heppenstall
President and CEO

Den finansiella informationen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2013 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Sexmånadersperioden (januari-juni 2013) kommer att publiceras den 7 augusti 2013.
- Niomånadersperioden (januari-september 2013) kommer att publiceras den 6 november 2013.

Årsstämman kommer att hållas den 8 maj 2013 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD
Tel: +41 22 595 10 00

eller

Maria Hamilton
Informationschef
Tel: +46 8 440 54 50
Tel: +41 79 63 53 641

Denna information har offentliggjorts i enlighet med lagen om värdepappersmarknaden (SFS 2007:528) och/eller lagen om handel med finansiella instrument (SFS 1991:980).

Framåtriktade uttalanden

Vissa uttalanden samt viss informationen i detta meddelande utgör "framåtriktad information" (enligt tillämplig värdepapperslagstiftning). Sådana uttalanden och information (tillsammans, "framåtriktade uttalanden") avser framtida händelser, inklusive bolagets framtida resultat, affärsutsikter och affärsmöjligheter. Framåtriktade uttalanden inkluderar, men är inte begränsade till, uttalanden avseende uppskattningar av reserver och/eller resurser, framtida produktionsnivåer, framtida investeringar och fördelningen av dessa på prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter, framtida borrhningar samt andra prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av kvantiteter som ännu inte kan fastställas samt antaganden av företagsledningen.

Samtliga uttalanden, förutom uttalanden avseende historiska fakta, kan vara framåtriktade uttalanden. Uttalanden om bevisade och sannolika reserver och resurserestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till

nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

Reserver och resurser

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

Betingade resurser

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

Prospekteringsresurser

Prospekteringsbara resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från icke-upptäckta ansamlingar genom framtida utbyggnadsprojekt. Det finns en osäkerhet avseende upptäckten och utbyggnaden av prospekteringsbara resurser. Det är inte säkert att någon del av de prospekteringsbara resurserna kommer att upptäckas. Om de upptäcks är det inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de prospekteringsbara resurserna.

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.