

LUNDIN PETROLEUM – PRESS RELEASE



Lundin Petroleum AB (publ)
Hovslagargatan 5
SE-111 48 Stockholm
Tel: 08-440 54 50, Fax: 08-440 54 59, E-mail: info@lundin.ch
Besök vår hemsida: www.lundin-petroleum.com

Organisationsnummer: 556610-8055

NASDAQ OMX Stockholm : LUPE
Torontobörsen (TSX): LUP

Stockholm 1 augusti 2012

RAPPORT FÖR SEXMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 JUNI 2012

HÖJDPUNKTER

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2012 (30 juni 2011)

- Produktion om 35,1 Mboepd (32,3 Mboepd)
- Resultat efter skatt om 111,7 MUSD (130,3 MUSD)
- EBITDA om 580,6 MUSD (505,3 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 375,6 MUSD (390,3 MUSD)
- Ny sjuårig, revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD undertecknades den 25 juni 2012
- PDO för Edvard Griegfältet godkänd
- Pre-unit avtal har slutits avseende Johan Sverdrupfältet
- Produktionsstart från Gaupefältet den 31 mars 2012
- PDO för Bøylafältet inlämnad till det norska olje- och energidepartementet
- Tio norska licenser erhållna i 2011 års norska APA licensrunda, fyra som operatör

Andra kvartalet som avslutades den 30 juni 2012 (30 juni 2011)

- Produktion om 35,5 Mboepd (31,1 Mboepd)
- Resultat efter skatt om 64,5 MUSD (76,9 MUSD)
- EBITDA om 271,5 MUSD (266,9 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 209,0 MUSD (196,7 MUSD)

	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	35,1	35,5	32,3	31,1	33,3
Rörelsens intäkter i MUSD	680,1	317,9	619,0	327,2	1 269,5
Periodens resultat i MUSD	111,7	64,5	130,3	76,9	155,2
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	113,8	65,1	133,1	78,0	160,1
Vinst/aktie i USD ¹	0,37	0,21	0,43	0,25	0,51
Vinst/aktie efter full utspädning i USD ¹	0,37	0,21	0,43	0,25	0,51
EBITDA i MUSD	580,6	271,5	505,3	266,9	1 012,1
Operativt kassaflöde i MUSD	375,6	209,0	390,3	196,7	676,2

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

Kära aktieägare,

Vi fortsätter att göra goda framsteg i att möta våra tillväxtmål för Lundin Petroleum.

Det gläder mig att kunna meddela att vi nu fått godkännande från det norska stortinget för utbyggnaden av Edvard Griegfältet. De huvudsakliga kontrakten för detta utbyggnadsprojekt om 4 miljarder USD har redan tilldelats Kværner, Rowan Companies och Saipem.

I juni tecknade vi en ny banklånefacilitet om 2,5 miljarder USD med ett syndikat bestående av 25 internationella banker. Denna finansiering slutfördes med framgång i en svår bankmarknadsmiljö och framhäver tydligt Lundin Petroleums förmåga att få tillgång till kapital från de internationella bankmarknaderna. Även om vår primära finansieringskälla fortsättningsvis kommer att vara vårt starka operativa kassaflöde, kommer den nya faciliteten att tillhandahålla ytterligare likviditet för att finansiera våra utbyggnadsprojekt, såsom Edvard Grieg, Brynhild och Bøyla, liksom vårt fortsatt aggressiva prospekteringsprogram.

Finansiellt resultat

Vårt finansiella resultat under det första halvåret 2012 var återigen utmärkt, drivet av ökad produktion, särskilt i Norge. Detta resulterade i EBITDA om 580,6 miljoner USD, operativt kassaflöde om 375,6 miljoner USD och vinst efter skatt om 111,7 miljoner USD för perioden.

Produktion

Produktionen för de första sex månaderna 2012 om 35 100 boepd var över den förväntade produktionen som presenterades på vår kapitalmarknadsdag. Det starka resultatet från Alvheim- och Volundfälten, offshore Norge, hade en positiv inverkan på produktionen. Drifttiden för Alvheim FPSO:n var högre än prognos och Volundreservoaren fortsätter att prestera över förväntan. Produktionen hade överträffat förväntningarna ytterligare om inte resultatet hade varit lägre än förväntat i Tunisien, där Oudnafältet nu kommer att överges till följd av skador på röranläggningar, och i Indonesien, där underhållsarbeten försätter på Singafältet.

Produktionen från Gaupefältet, offshore Norge, har bidragit till den ökade produktionen under det andra kvartalet 2012. Reservoarprestandan är dock för tillfället under förväntan, troligtvis på grund av lägre volymer av sammanhängande kolväten. Vi kommer att bevaka resultaten från Gaupe för att utvärdera möjliga korrigeringar åtgärder.

Vi har reviderat vår förväntade produktion för 2012 till ett intervall om mellan 33 000 till 37 000 boepd, från det tidigare intervallet om mellan 32 000 till 38 000 boepd. Den övre delen av intervallet antar fortsatt resultat över förväntan från Alvheim- och Volundfälten, medan den nedre delen av intervallet inkluderar potentiella risker inkluderar försämrad produktion från Gaupe, tillsammans med en högre än förväntad utveckling av andelen vatten i Volunds producerande borrhningar.

Vi upprätthåller vår målsättning att fördubbla produktionen till över 70 000 boepd till slutet av 2015 till följd av produktionsstart från Edvard Griegfältet.

Utbyggnad

Våra tre pågående utbyggnadsprojekt i Norge, Edvard Grieg, Brynhild och Bøyla, fortskrider alla på ett tillfredsställande sätt.

Edvard Grieg och Brynhild, båda med Lundin Petroleum som operatör, har erhållit godkännande av utbyggnadsplanen och verkställandet av projekten fortsätter. Huvudsakliga kontrakt har tilldelats för båda projekten.

Edvard Griegfältet är beläget i PL338 och vi har en licensandel om 50 procent. Fältet innehåller reserver om 186 MMboe och kommer att producera på en produktionsnivå, brutto, om närmare 100 000 boepd. Det är sannolikt att vi kommer att utföra ytterligare en utvärderingsborrning på Edvard Grieg i början av 2013 med ytterligare reserver som målsättning i den sydöstra delen av fältet som benämns "guldzonen".

Brynhildfältet byggs ut som en återkoppling på havsbotten till fältanläggningar på Shells Piercefält beläget i Storbritannien. Produktionsstart förväntas i slutet av 2013. Brynhildfältet förväntas producera vid en uppskattad plåtnivå om 12 000 boepd, brutto.

I Malaysia fortsätter arbetet med att utarbeta planerna för utbyggnaden av Bertamfältet i PM307.

Utvärdering

Utvärderingen av Johan Sverdrupfältet fortsätter med ett aggressivt, pågående borrhprogram. Som operatör för PL501 har Lundin Petroleum redan slutfört två utvärderingsborrningar i år, en tredje utvärderingsborrning pågår och två ytterligare utvärderingsborrningar kommer att genomföras i år. Därutöver kommer Statoil, som operatör för PL265, att genomföra ytterligare tre borrhningar i år, varav en kommer att vara en prospekteringsborrning i den södra delen av Aldous Major North.

Jag förväntar mig nu att ytterligare utvärderingsborrning kommer att ske under 2013 för att till fullo avgränsa fältet som täcker ett område om över 150 kvadratkilometer.

Resultaten av 2012 års utvärderingsprogram kommer att användas till att uppdatera utvinningsbara resurser för fältet och för att bistå utbyggnadsteamet med dess projektplanering. Det förväntas att uppdaterade resurser kommer att meddelas under det första kvartalet 2013.

Som operatör för PL501 har Lundin Petroleum undertecknat ett pre-unit avtal med Statoil som operatör för PL265 avseende utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Överenskommelsen är att Statoil kommer att åta sig rollen som "arbetande operatör" för fältet för att samordna arbetet fram till inlämnandet av fältutbyggnadsplanen. Samtliga PL501 och PL265 parter har enats om en tidtabell för Johan Sverdrup som innefattar ett konceptuellt utbyggnadsbeslut till slutet av 2013, inlämnande av utbyggnadsplanen till slutet av 2014 och planerad produktionsstart till slutet av 2018.

Prospektering

De första sex månaderna har varit relativt lugna från ett prospekteringsperspektiv. Vår tillgängliga borrhiggskapacitet har prioriterats för att fullborda utvärderingsborrning på Johan Sverdrup. Dessutom har de stränga vinterförhållandena i år i Nordsjön resulterat i försenade riggleveranser.

Trots detta står vi fortfarande i allra högsta grad fast vid vår prospekteringsdrivna tillväxtstrategi och under det andra halvåret 2012 kommer vi att se ökad prospekteringsaktivitet.

Vi kommer att genomföra fem prospekteringsborrningar i Norge. Dessa inkluderar två borrningar i Barents hav, Pulk och Juksa, två borrningar i det större Lunoområdet, Luno II och Aldous Major North, och slutförandet av borrningen Albert i Møre Basin. Vi kommer också att ha slutfört vårt prospekteringsprogram om fem borrningar offshore Malaysia, jämte borrningen av två prospekteringsborrningar i Paris Basin, onshore Frankrike.

Vi har säkrat ytterligare riggkapacitet i Norge, vilket kommer att säkerställa vår fortsatta prospekteringsborrningsaktivitet under 2013 och 2014. Vi har undertecknat ett två års kontrakt för den nybyggda halvt nedsänkbara riggen Island Innovator som skall levereras under 2013. Vi har också kapacitet på riggarna Transocean Winner, Transocean Arctic, Bredford Dolphin och Maersk Guardian.

Vi har riggkapacitet, finansiering och en portfölj av spännande prospekteringsborrningsstrukturer och jag är övertygad om att detta kommer att leda till ytterligare prospekteringsframgångar.

Oljemarknaden och Lundin Petroleum

Det kvarstår osäkerheter i många av världens ekonomiska marknader med fortsatta problem i de finansiella marknaderna. I Europa är tillväxten begränsad med dess väl uppmärksammade problem och andra utvecklade marknader kämpar med att återhämta sig från den finansiella krisen. Kinas ekonomi är fortfarande robust, trots de färskare, lägre tillväxtsiffrorna. Dessa osäkerheter har resulterat i ett något lägre oljepris i världen de senaste veckorna. Vår industri står dock fortsättningsvis inför utmaningen att möta efterfrågan på olja trots lägre ekonomisk tillväxt i världen. Som ett resultat upprätthåller vi vår syn att oljepriset kommer att förbli högt på medellång till lång sikt.

Jag skulle vilja upprepa Lundin Petroleums starka engagemang avseende HSE (hälsa, säkerhet och miljö) och samhällsansvar, som beskrivs i vår uppförandekod. Jag tycker personligen att olje- och gasindustrin har gjort ett utmärkt jobb i att leverera prestationer av högsta kvalitet, samtidigt som den säkerställer att världen förses på ett tillfredställande sätt med olja och gas.

Alla på Lundin Petroleum är fullt engagerade i att tillförsäkra att vi inte bara fortsätter att leverera våra produktions- och finansiella tillväxtmål, men att vi gör detta i enlighet med våra HSE- och samhällsansvarsmål.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD
Stockholm den 1 augusti 2012

VERKSAMHETEN

Produktion

Produktionen för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2012 (rapporteringsperioden) uppgick till 35,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) och omfattade nedanstående:

Production	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
i Mboepd					
Olja					
Norge	23,3	23,7	20,4	19,3	21,1
Frankrike	2,9	2,9	3,1	3,1	3,1
Ryssland	2,8	2,8	3,2	3,1	3,1
Tunisien	0,2	0,0	0,8	0,8	0,7
Summa produktion olja	29,2	29,4	27,5	26,3	28,0
Gas					
Norge	3,1	3,6	1,9	1,8	2,1
Nederländerna	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0
Indonesien	0,9	0,6	0,9	1,0	1,2
Summa produktion gas	5,9	6,1	4,8	4,8	5,3
Summa produktion					
Kvantitet i Mboe	6 385,1	3 231,0	5 845,8	2 832,8	12 151,5
Kvantitet i Mboepd	35,1	35,5	32,3	31,1	33,3

EUROPA

Norge

Produktion

i Mboepd		1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader
	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)		
Alvheim	15%	12,0	11,8
Volund	35%	13,2	13,2
Gaupe	40%	1,2	2,3
		26,4	27,3

Produktionen från Alvheimfältet under rapporteringsperioden var över förväntan beroende på att det planerade driftstoppet av SAGE-systemet under andra kvartalet ställdes in, även om ett kort driftstopp av Alvheim FPSO:n genomfördes för att möjliggöra för planerat underhåll. En utbyggnadsborrning på Alvheimfältet har påbörjats under det första kvartalet 2012 med förväntad produktionsstart i slutet av 2012. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet under rapporteringsperioden var fortsatt lägre än 5 USD per fat.

Volundfältets produktion fortsatte att överträffa förväntningarna på grund av högre drifttid och bättre reservoarprestanda än förväntat. Ytterligare en utbyggnadsborrning på Volund kommer att genomföras 2012 med förväntad produktionsstart under första kvartalet 2013.

Produktionsstart för Gaupefältet skedde den 31 mars 2012. Produktionen från Gaupefältet har varit lägre än förväntat under andra kvartalet. Initiala tekniska analyser verkar indikera att de två producerande borrningarna är anslutna till lägre kolvätevolymmer än vad som var förväntat innan produktionsstart. Reservoarens prestanda övervakas fortsättningsvis och tekniska undersökningar genomförs för att utvärdera potentiella korrigerande åtgärder.

Utbyggnad

I januari 2012 lämnades en utbyggnadsplan för Edvard Griegfältet (tidigare Luno) (l.a. 50%) in till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen innefattar den samordnade utbyggnadslösning för Edvard Griegfältet och det närliggande Draupnefältet beläget i PL001B, med Det norske oljeselskap ASA som operatör. Det norska stortinget godkände utbyggnadsplanen för Edvard Grieg i juni 2012.

Edvard Griegfältet uppskattas innehålla 186 MMboe av bruttoreserver med förväntad produktionsstart i slutet av 2015 och med förväntad toppproduktion, brutto, om cirka 100,0 Mboepd. Bruttoinvesteringen för Edvard Griegfältets utbyggnad uppskattas till 4 miljarder USD och omfattar plattform, pipelines och 15 borrhningar. Kværner har tilldelats kontrakt för projektering, upphandling och utförande av jacket och processdäck för plattformen och Rowan Companies för en jack-up rigg, för att genomföra utbyggnadsborrningarna. Saipem har tilldelats kontraktet för den marina installationen.

Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet i PL148 (l.a. 70%) godkändes av det norska olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet innehåller bruttoreserver om 20 MMboe och förväntas producera 12,0 Mboepd, brutto på platånivå, med förväntad produktionsstart i slutet av 2013. Utbyggnaden innefattar fyra borrhningar som kopplas tillbaka till Piercefältets existerande produktionsanläggning i den brittiska sektorn av Nordsjön där Shell är operatör. I mars 2012 meddelade Lundin Petroleum att ett avtal har ingåtts med Talisman Energy för att förvärva ytterligare en licensandel om 30 procent i PL148 som innehåller Brynhildfältet, offshore Norge.

En utbyggnadsplan för Bøylafältet i PL340 (l.a. 15%) lämnades in i juni 2012. Bøylafältet innehåller bruttoreserver om 21 MMboe och kommer att byggas ut som en återkoppling till Alvheim FPSO:n. Produktionsstart från Bøylafältet förväntas 2014 med en platåproduktion, brutto, om 20 Mboepd.

Utvärdering

Lundin Petroleum upptäckte Avaldsnesfältet i PL501 (l.a. 40%) under 2010. Statoil upptäckte 2011 fyndigheten 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.

I januari 2012 slutfördes en tredje utvärderingsborrning, 16/5-2S, belägen i PL501. Målsättningen med borrhningen var att avgränsa den södra delen av fyndigheten Johan Sverdrup i PL501. Även om borrhningen påträffade god sandstensreservoar från juraåldern var den djupare än förväntat, vilket resulterade i att reservoaren påträffades under kontakten mellan olja och vatten.

I maj 2012 slutfördes ytterligare en utvärderingsborrning 16/2-11 i PL501 vilken påträffade en 54 meter hög oljekolonn, brutto, i sandstensreservoar från den övre och mellersta juraålder utan att ha fastställt kontakten mellan olja och vatten. Reservoaren påträffades vid förväntat djup. En omfattande insamling av loggar och borrhkärnor har med framgång slutförts såväl som en produktionstest (DST) i den sedan tidigare otestade reservoaren från mellersta jura. Insamlad data från borrhningen har bekräftat goda reservoaregenskaper i linje med tidigare Johan Sverdrupborrningar där reservoaren från övre juraåldern var av utmärkt kvalitet med hög nettomängd sand. En sidospårsborrning från borrhningen har med framgång slutförts och den bekräftade liknande, utmärkt reservoartjocklek och kvalitet.

Ytterligare tre utvärderingsborrningar kommer att genomföras i PL501 under 2012 och Statoil kommer att genomföra ytterligare tre utvärderings-/prospekteringsborrningar i PL265 under 2012. Utvärderingsprogrammet kommer att bestämma de utvinningsbara resurserna och bistå vid planeringen av utbyggnaden. Lundin Petroleum har påbörjat den första utav tre utvärderingsborrningar med borrhningen 16/2-13 på den nordöstra delen av fyndigheten Johan Sverdrup. Borrhningen är belägen 2,5 km nordöst om fyndighetsborrningen 16/2-6 som gjordes 2010 och borrhningens främsta mål är att bekräfta den övre reservoaren, reservoarkvalitet och tjocklek, samt kontakten mellan olja och vatten i denna del av fältet. Statoil, som operatör för PL265, har påbörjat borrhningen av prospekteringsborrningen 16/2-12 med målsättning strukturen Geitungen. Borrhningen är belägen i PL265, mellan fyndigheten Johan Sverdrup och fyndigheten 16/2-9S i norska Nordsjön. Den främsta målsättningen för borrhningen 16/2-12 är att bekräfta förekomsten av oljebärande reservoar från juraåldern liknande den i Johan Sverdrupfyndigheten.

Lundin Petroleum, som operatör för PL501, har undertecknat ett pre-unit avtal med partners i PL501 och PL265 för den samordnade fältutbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Huvudfokus är att tillsammans leverera en gemensam fältutbyggnadsplan till de norska myndigheterna för godkännande av staten. Statoil har blivit utvald till arbetande operatör för pre-unitfasen.

Samtliga partners i PL501 och PL265 har beslutat om en tidtabell för Johan Sverdrupfältet med val av utbyggnadskoncept per det tredje kvartalet 2013, en utbyggnadsplan att lämnas in per det fjärde kvartalet 2014 och produktionsstart i slutet av 2018.

Det är sannolikt att ytterligare utvärderingsborrningar kommer att genomföras på Johan Sverdrupfältet under 2013.

Prospektering

Lundin Petroleum fokuserar på tre prospekteringsområden i Norge; södra Utsira High- Barents hav- och Møre Basinområdet.

I maj 2012 påbörjade Lundin Petroleum prospekteringsborrningen på strukturen Albert i PL519 i Møre Basin i norra delen av Nordsjön, offshore Norge. Den främsta målsättningen för borrhningen är att testa sandstensreservoar från krita- och triasåldern med multipla strukturer. Lundin Petroleum uppskattar att Albertstrukturen innehåller obekräftade prospekteringsbara bruttoresurser om 177 MMboe. I juni 2012 meddelade Lundin Petroleum ett temporärt avbrott av Albertborrningen för att tillåta borrhningen Bredford

Dolphin att flytta till ett norskt varv för att genomföra en förnyad fem års besiktning innan den återvänder för att slutföra prospekteringsborrningen Albert. Borrningen har temporärt avbrutits ovanför det huvudsakliga målet och borrningen förväntas återupptas i augusti 2012.

Två borrningar kommer att genomföras i Barents hav under andra halvåret 2012. ENI, som operatör, kommer att genomföra borrningen på Pulkstrukturen i PL533 (l.a. 20%) under tredje kvartalet och Lundin Petroleum, som operatör, kommer att genomföra borrningen av Juksastrukturen i PL490 (l.a. 50%) under fjärde kvartalet 2012.

Den 29 juni 2012, meddelade Lundin Petroleum slutförandet av prospekteringsborrningen Clapton (l.a. 18%) i södra Nordsjön, offshore Norge. Borrningen påträffade reservoarsand som förväntat men reservoaregenskaperna var sämre än förväntat. Borrningen har permanent pluggats igen och övergivits som en torr borrning.

Lundin Petroleum meddelade i juli 2012 att ett utfarmningsavtal har slutits för att minska licensandelarna i ett antal licenser. Spring Energy Norway AS kommer att förvärva en licensandel om 10 procent i PL490, där Lundin Petroleum behåller 50 procent, och Norwegian Energy Company ASA kommer att förvärva en licensandel om 10 procent i PL492, där Lundin Petroleum behåller 40 procent. Båda licenserna är belägna i Barents hav. Explora Petroleum AS kommer att förvärva en licensandel om 30 procent i PL544 och Lundin Petroleum kommer att behålla 40 procent. Licensen är belägen i Nordsjön.

Frankrike

Produktion		1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader
i Mboepd	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)		
Paris Basin	100%	2,3	2,3
Aquitaine Basin	50%	0,6	0,6
		2,9	2,9

Utbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin är till största delen slutförd. De nya produktionsanläggningarna kommer att sättas i produktion i tredje kvartalet.

Två prospekteringsborrningar är planerade att genomföras i Paris Basin under andra halvåret 2012 efter slutförandet av utbyggnadsborrningarna i Grandville.

Nederländerna

Gasproduktionen, netto, för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 1,9 Mboepd för rapporteringsperioden. Utbyggnadsborrningar på existerande producerande tillgångar pågår för att optimera utvinning.

Irland

Efter genomförda seismikstudier av Slyne Basin 04/06 (l.a. 50%) har diskussioner hållits av licenspartnerna beträffande framtida arbetsprogram.

SYDOSTASIEN

Indonesien

Lematang (södra Sumatra)

Lundin Petroleums nettoproduktion från Singagasfältet (l.a. 25,9%) uppgick under rapporteringsperioden till 0,9 Mboepd. Produktionen under rapporteringsperioden har påverkats av underhåll av borrningar, vilket inte förväntas slutföras innan slutet av det tredje kvartalet.

Baronang/Cakalang (Natuna Sea)

Prospekteringsborrning på Baronangblocket (l.a. 100%) förväntas påbörjas under 2013.

South Sokang (Natuna Sea)

Tolkning av de 2 400 km 2D-seismik som samlades in under 2011 pågår för att bestämma platsen för insamlingsprogrammet av 3D-seismik under 2013.

Gurita (Natuna Sea)

Ett insamlingsprogram för 3D-seismik på mer än 950 km² har slutförts under 2012 på Guritablocket (l.a. 100%).

Malaysia

Den första av fem prospekterings- och utvärderingsborrningar som skall genomföras under 2012 påbörjades i juli 2012. Borrningen Tiga Papan 5 i SB307/308, offshore Sabah i östra Malaysia hade som målsättning sandstensreservoar från mellersta Miocenålder från Tiga Papan enheten. Borrningen trängde med framgång igenom den utpekade reservoaren vilken var vattenbärande och borrningen har pluggats igen och övergivits.

Prospekteringsborrningarna Tarap och Cempulut som genomfördes i block SB303 (l.a. 75%), offshore Sabah, östra Malaysia under 2011 resulterade i gasfyndigheter jämsides den existerande fyndigheten Titik Terang. Samtliga tre fyndigheter är belägna i närheten av varandra och innehåller uppskattade betingade bruttoresurser om mer än 250 bcf. Lundin Petroleum utvärderar nu möjligheten för en klusterutbyggnad. Ytterligare en prospekteringsborrning kommer att genomföras i detta block under 2012 med målsättning att nå Beranganstrukturen.

I november 2011 slutfördes den andra prospekteringsborrningen i PM308A Janglau-1 och resulterade i en fyndighet som bekräftar ett nytt geologiskt koncept i Oligocene sand (intra-rift). Fyndigheten kräver ytterligare borrningar i området och ännu en borrning är planerad under 2012. Ytterligare två borrningar kommer att genomföras under 2012 i Penyu Basin som är belägen i blocken PM308B och PM307.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307, offshore Malaysiska halvön. Ett insamlingsprogram för 3D seismik om 2 100 km² slutfördes 2011. I januari 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrningen Bertam-2 och bekräftade förlängningen och kvaliteten av sandstensreservoaren K10. Bertamfyndigheten är sannolikt ett kommersiellt oljefält och undersökningar är nu igång för att undersöka potentiella utbyggnadskoncept.

Insamling av 1 450 km² ny 3D seismik har påbörjats i PM308A.

RYSSLAND

Nettoproduktionen från Ryssland till Lundin Petroleum för rapporteringsperioden var 2,8 Mboepd. I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes 2008 en betydande oljefyndighet på Morskayafältet. Fyndigheten anses som strategisk av den ryska staten under lagen för utländska strategiska investeringar, på grund av att den är belägen offshore. Detta innebär att ett statligt bolag måste äga 50 procent innan utvärdering och utbyggnad sker.

AFRIKA

Tunisien

Det var ingen produktion från Oudnafältet (l.a. 40%) under det andra kvartalet 2012. Under mars 2012 blev en av röranläggningarna skadad under en storm vilket resulterade i ett driftstopp av fältet. En utvärdering av olika reparationslösningar av röranläggningen har genomförts och det bedömdes vara oekonomiskt att reparera anläggningen. Fältet kommer att överges 2012.

Kongo (Brazzaville)

Lundin Petroleum har återlämnat licensandelen i Block Marine XI (l.a. 18,75%) i juni 2012. Arbetsprogrammet för Block Marine XIV (l.a. 21,55%) har uppfyllts. Lundin Petroleum kommer inte att påbörja fas II av licensen som utgår i oktober 2012.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2012 uppgick till 111,7 MUSD (130,3 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 113,8 MUSD (133,1 MUSD), motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,37 USD (0,43 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 580,6 MUSD (505,3 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 1,87 USD (1,62 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 375,6 MUSD (390,3 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 1,21 USD (1,26 USD).

Koncernförändringar

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

Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 674,3 MUSD (614,2 MUSD) och beskrivs i not 1. I förhållande till jämförelseperioden var sålda volymer 8,4 procent högre och erhållet pris på olja var 1,3 procent högre, vilket medförde 9,8 procent högre olje- och gasintäkter. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 102,50 USD (101,23 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 113,61 USD (111,09 USD) per fat. Premien över Dated Brent på Alvhelm- och Volundfältens laster med råolja som såldes under rapporteringsperioden uppgick i genomsnitt till 3,83 USD (3,73 USD) per fat.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	4 209,0	2 160,2	3 747,4	1 805,5	7 896,0
– Genomsnittspris per boe	116,56	110,40	115,28	121,27	115,38
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	492,2	212,8	576,8	285,5	1 155,5
– Genomsnittspris per boe	111,04	99,94	109,52	113,70	110,59
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	1,2	0,6	1,0	0,5	2,2
– Genomsnittspris per boe	100,65	93,76	118,54	118,99	103,87
Ryssland					
– Kvantitet i Mboe	509,8	244,5	577,0	275,9	1 138,4
– Genomsnittspris per boe	77,15	76,51	69,50	76,20	69,85
Tunisien					
– Kvantitet i Mboe	227,5	29,1	198,2	198,2	198,2
– Genomsnittspris per boe	108,09	82,97	125,12	125,12	125,12
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	5 439,7	2 647,2	5 100,4	2 565,6	10 390,3
– Genomsnittspris per boe	112,01	106,12	109,83	115,87	110,25
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	618,3	349,6	441,4	206,9	947,2
– Genomsnittspris per boe	62,18	62,94	62,19	63,04	61,14
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	358,1	172,8	367,3	180,0	722,8
– Genomsnittspris per boe	59,17	57,88	58,32	62,54	60,61
Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	162,2	64,4	158,9	94,7	387,7
– Genomsnittspris per boe	32,83	33,35	32,73	32,61	32,83
Summa försäljning gas och NGL					
– Kvantitet i Mboe	1 138,6	586,8	967,6	481,6	2 057,7
– Genomsnittspris per boe	57,05	58,21	55,88	56,87	54,50
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	6 578,3	3 234,0	6 068,0	3 047,2	12 448,0
– Genomsnittspris per boe	102,50	97,43	101,23	106,55	101,04

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.

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 44 procent (36 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 109,84 USD per fat (108,68 USD per fat) och återstående 56 procent (64 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 51,04 USD per fat (47,12 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 5,8 MUSD (4,7 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderar 3,1 MUSD (2,0 MUSD) av intäkter hänförliga till en kompensation avseende justering för kvalitetsskillnader från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältets ägare. Alla tre fälten producerar till Alvheim FPSO-fartyget och oljan blandas för att producera Alvheimolja (Alvheim crude blend), vilken sedan säljs. I övriga rörelseintäkter ingår även

tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna, inklusive förändringar i lager uppgick för rapporteringsperioden till 100,5 MUSD (97,9 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnader och avskrivningar per fat oljeekvivalenter som producerats framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Utvinningskostnader	7,91	7,84	8,31	8,96	8,43
Tariff- och transportkostnader	2,14	2,10	2,12	2,28	1,88
Royalty och direkta skatter	4,24	4,50	4,35	4,87	4,31
Förändringar i lager/över- underutttag	1,27	-0,36	1,77	4,32	1,08
Övrigt	0,18	0,19	0,19	0,20	0,18
Totala produktionskostnader	15,74	14,27	16,74	20,63	15,88
Avskrivningar	13,73	14,31	13,45	13,42	13,59
Total kostnad per boe	29,47	28,58	30,19	34,05	29,47

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 50,5 MUSD, och till 48,6 MUSD för jämförelseperioden och inkluderar utvinningskostnader om 2,4 MUSD (- MUSD), hänförliga till Gaupefältet, Norge, vilket startade produktionen den 31 mars 2012. Utvinningskostnad per fat var 5 procent lägre under rapporteringsperioden än för jämförelseperioden beroende på att produktionen var 9 procent högre.

Utvinningskostnaden per fat för det andra kvartalet 2012 uppgick till 7,84 USD per fat och var lägre än förväntat beroende på förskjutning av kostnader och bättre produktionsvolym. Utvinningskostnaden per fat förväntas öka i det tredje kvartalet 2012 beroende på planerade arbetsåtgärder på Alvheimfältet, Norge. Den genomsnittliga utvinningskostnaden per fat för året förväntas bli lägre än 8,60 USD per fat, att jämföra med 9,35 USD per fat som meddelades på kapitalmarknadsdagen.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 13,6 MUSD i förhållande till 12,4 MUSD för jämförelseperioden. Kostnader om 2,4 MUSD (- MUSD) ingår i rapporteringsperioden, vilka är hänförliga till Gaupefältet.

I royalty och direkta skatter ingår rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Resource Extraction Tax, MRET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MRET varierar i förhållande till världsmarknadspotentialen på Urals Blend och den ryska rubelns växelkurs och tas ut på den ryska produktionsvolymen. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 23,14 USD (20,86 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 60,82 USD (54,92 USD) per fat för rapporteringsperioden.

Det finns såväl permanenta skillnader som tidsskillnader, vilka får till följd att försäljningsnivåerna inte är desamma som produktionsnivåerna under en given tidsperiod. Förändringar i kolvätelager och under- eller överutttag är ett resultat av tidsskillnader, vilka har kostnadsförts till ett belopp av 8,1 MUSD (10,4 MUSD) under rapporteringsperioden. Den främsta orsaken till kostnaden för rapporteringsperioden beror på lastningarna av kolvätelagret från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien som gjordes i januari och juni, vilka medförde en produktionskostnad, netto om 14,6 MUSD under rapporteringsperioden. Detta kompenserades delvis av ett netto underutttag i Norge där försäljningsvolymerna för råolja var lägre än produktionsvolymerna under rapporteringsperioden.

Avskrivningar

Avskrivningar uppgick till 87,7 MUSD (78,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till ungefär 82 procent av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en kostnad per fat om 14,97 USD. Ökningen i avskrivningskostnader under det andra kvartalet 2012 var till största delen ett resultat av produktionsstarten av Gaupefältet, Norge.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 22,9 MUSD (16,2 MUSD) och beskrivs i not 4.

Under det andra kvartalet 2012 var Claptonborrningen i PL440S, Norge icke-framgångsrik och utgifterna för borrningen och tillhörande licensutgifter uppgående till 12,6 MUSD kostnadsfördes.

Beslut fattades under det första kvartalet 2012, att återlämna Rangkasblocket i Indonesien och 6,8 MUSD kostnadsfördes.

Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs dessa direkt i resultaträkningen som prospekteringskostnader. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 0,5 MUSD (17,1 MUSD), vilka innehöll en ej kassaflödespåverkande kreditering om -11,5 MUSD (5,7 MUSD) som är hänförlig till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Krediteringen under rapporteringsperioden beror på minskningen i avsättningen för LTIP till följd av en lägre aktiekurs på Lundin Petroleum aktien på balansdagen. Det beräknade värdet av LTIP tilldelningen, baserat på Lundin Petroleum aktiekurs på balansdagen fördelas över den intjänade delen av samtliga utestående LTIP. Krediteringen i resultaträkningen inkluderar omvärderingen av avsättningen, vilken är hänförlig till den tidigare intjänade delen av samtliga LTIP tilldelningar till och med balansdagen, vilket inkluderar de som tjänats in under tidigare perioder.

Lundin Petroleum har kompenserat exponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 7,6 MUSD (35,0 MUSD) och beskrivs i not 6.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1,6 MUSD (2,6 MUSD). Ränteintäkter för jämförelseperioden innehåller ett belopp om 1,5 MUSD intjänade på ett lån till förmån för Etrion Corporation. Lånet till Etrion återbetalades under det andra kvartalet 2011.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 5,9 MUSD (-13,4 MUSD) netto. US dollarn förstärktes gentemot Euron och den norska kronan under det andra kvartalet 2012, vilket medförde valutakursrörelser, netto på de koncerninterna lånemellanhavanden och på saldon som utgör rörelsekapital. Det andra kvartalets valutakursvinst har kompenserat valutakursförlusten som rapporterades i det första kvartalet 2012. En valutakursförlust om 0,1 MUSD (- MUSD) på avräknade valutakurssäkringar ingår i valutakursvinsten för rapporteringsperioden.

Ett belopp om 30,0 MUSD hänförliga till vinsten vid försäljningen av aktier i Africa Oil Corporation ingår i finansiella intäkter för jämförelseperioden.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 28,1 MUSD (24,2 MUSD) och beskrivs i not 7.

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. 2,5 MUSD (2,3 MUSD) har redovisats i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

Avskrivningarna av aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 2,5 MUSD (1,2 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till aktiveringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av den tidigare kreditfaciliteten över den facilitetens utnyttjandeperiod. Lundin Petroleum har ordnat en ny kreditfacilitet om 2,5 miljarder USD, vilken skrevs under den 25 juni 2012, och de aktiverade avgifterna hänförliga till denna facilitet kommer att skrivas av allt eftersom krediten fortlöper.

Lundin Petroleum äger 50 miljoner aktier i ShaMaran Petroleum, vilka anskaffades under 2009 i en ej kassaflödespåverkande transaktion. Investeringen redovisades till det verkliga värdet för aktierna vid datumet för förvärvet och i enlighet med redovisningsregler har förändringar i det verkliga värdet redovisats i koncernens rapport över totalresultat. I januari 2012 meddelade ShaMaran Petroleum att bolaget hade återlämnat dess licensandelar i de produktionsdelningskontrakt för vilka bolaget var operatör och därmed har nedgången i det verkliga värdet av aktierna i ShaMaran Petroleum som innehas av Lundin Petroleum bedömts vara permanent. Som ett resultat av den permanenta nedgången i det verkliga värdet av aktierna har den ackumulerade förlusten om 18,6 MUSD som redovisats i övrigt totalresultat omklassificerats från eget kapital och har kostnadsförts i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

Skatt

Skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 336,3 MUSD (289,6 MUSD) och beskrivs i not 8.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 204,0 MUSD (130,7 MUSD), av vilken 192,8 MUSD (112,6 MUSD) är hänförlig till Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge för rapporteringsperioden beräknas genom att använda det faktiska, uppnådda resultatet och utbyggnads- och prospekteringsutgifter som uppkommit under rapporteringsperioden.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 132,3 MUSD (158,9 MUSD) och uppkommer främst då det finns en skillnad mellan redovisningsmässiga och skattemässiga avskrivningar. 128,7 MUSD (148,2 MUSD) av den uppskjutna skattekostnaden är hänförlig till Norge.

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. Koncernens effektiva skattesats för rapporteringsperioden uppgick till 75 procent. Denna effektiva skattesats är beräknad direkt ur resultaträkningen och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje land med verksamhet. Norge är det land som huvudsakligen bidrar till den effektiva skattesatsen med en skattesats om 78 procent, vilken reduceras av det för skatteändamål ökade avdraget för utbyggnadsutgifter. Den sammantagna effektiva skattesatsen har ökat beroende på ett flertal icke-skattepåverkande poster under rapporteringsperioden, vilka innehåller nedskrivningen av ShaMaranaktierna och vissa övriga finansiella poster, samt ett lägre skatteavdrag avseende prospekteringskostnader hänförliga till Rangkasblocket, Indonesien.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -2,1 MUSD (-2,8 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 2 526,2 MUSD (2 329,3 MUSD) och finns beskrivna i not 9.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	134,7	87,7	92,1	62,6	186,8
Frankrike	20,6	10,0	9,4	6,6	30,9
Nederländerna	4,8	3,2	1,2	0,8	4,1
Indonesien	0,0	0,0	4,1	1,4	6,4
Ryssland	4,0	2,8	2,7	1,4	4,2
	164,1	103,7	109,5	72,8	232,4

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 134,7 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. 92,1 MUSD har förbrukats under jämförelseperioden på utbyggnaden av Gaupe- och Alvheimfälten. 20,6 MUSD har redovisats i Frankrike under rapporteringsperioden, främst på Grandvillefältets utbyggnad.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	111,1	63,8	152,3	92,5	288,6
Frankrike	1,0	0,6	0,5	0,2	1,7
Indonesien	6,7	5,5	6,4	3,5	16,4
Ryssland	3,0	1,5	4,5	2,5	10,0
Malaysia	11,6	8,1	26,4	22,0	98,7
Kongo (Brazzaville)	1,4	0,2	2,7	1,2	19,0
Övriga	0,9	0,8	0,4	-0,4	3,1
	135,7	80,5	193,2	121,5	437,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsborrningar redovisats till ett belopp om 111,1 MUSD i Norge, avseende huvudsakligen utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet och prospekteringsborrning på Claptonstrukturen i PL440S och Albertstrukturen i PL519. Under jämförelseperioden redovisades 152,3 MUSD i Norge avseende fem prospekterings- och utvärderingsborrningar.

Finansiella tillgångar uppgick till 78,8 MUSD (46,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Övriga aktier och andelar uppgick till 8,7 MUSD (17,8 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde.

Aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 47,4 MUSD (2,5 MUSD) och är hänförliga till den nya sjuåriga, kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD som skrevs under i juni 2012. De aktiverade avgifterna kommer att skrivas av över facilitetens förväntade löptid. Beloppet för jämförelseperioden är hänförligt till den föregående kreditfaciliteten, vilken kostnadsfördes i sin helhet under rapporteringsperioden.

Övriga finansiella tillgångar uppgick till 10,6 MUSD (11,0 MUSD) och innehåller Etrion Corporation obligationer om 9,2 MUSD (9,6 MUSD).

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 218,8 MUSD (224,4 MUSD) och beskrivs i not 11.

Lager uppgick till 17,3 MUSD (31,6 MUSD) och inkluderade både kolvåtelager och förbrukningsmaterial. Minskningen i förhållande till jämförelseperioden beror på en lastning av kolvåtelagret på Oudnafältet, Tunisien under rapporteringsperioden.

Övriga tillgångar uppgick till 41,5 MUSD (21,2 MUSD) och innehöll ett belopp om 33,3 MUSD (11,2 MUSD) avseende en andel i PL148 Brynhild, Norge, där Lundin Petroleum står för utgifterna, under villkoren i ett försäljningsavtal med Talisman Energy, säljaren av innehavet. Beloppet kommer att föras över till olje- och gastillgångar när transaktionen är genomförd.

Likvida medel uppgick till 90,6 MUSD (73,6 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Den långfristiga delen av avsättningar uppgick till 1 118,1 MUSD (988,0 MUSD) och framgår av not 12.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 137,7 MUSD (119,3 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror främst på en uppdatering av diskonteringsfaktorn som använts för att beräkna det diskonterade värdet av återställningsåtagandena.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 930,4 MUSD (803,5 MUSD) och är hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. I enlighet med International Financial Reporting Standards (IFRS) har uppskjutna skattefordringar nettoredovisats mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 42,2 MUSD (58,1 MUSD).

Övriga långfristiga avsättningar uppgick till 6,3 MUSD (5,6 MUSD) och innehåller en avsättning för avgångsvederlag i Tunisien.

Långfristiga räntebärande skulder uppgick till 200,0 MUSD (207,0 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 21,8 MUSD (21,8 MUSD) och är till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, till vilket en enhet utan bestämmande inflytande har bidragit med finansiering i förhållande till LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Övriga kortfristiga skulder uppgick till 414,2 MUSD (390,6 MUSD) och beskrivs i not 13.

Skatteskulder uppgick till 193,6 MUSD (240,1 MUSD), av vilka 188,1 MUSD (223,0 MUSD) är hänförliga till Norge.

Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter om 71,5 MUSD (16,2 MUSD) innehåller ett belopp om 47,4 MUSD (- MUSD) avseende avgifter hänförliga till den nya kreditfaciliteten.

Övriga skulder uppgick till 8,3 MUSD (21,5 MUSD). Per den 31 december 2011 innehöll övriga skulder ett belopp avseende en skuld till Noreco, vilken är hänförlig till Lundin Petroleums förvärv av Norecos 20-procentiga licensandel i PL148 Brynhild, Norge. Skulden reglerades under det första kvartalet 2012.

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 9,7 MSEK (-48,7 MSEK) för rapporteringsperioden.

Rörelsens intäkter innehåller serviceintäkter som erhållits från koncernbolag. I resultatet ingår administrationskostnader om -4,9 MSEK (52,9 MSEK) och räntekostnader om 17,1 MSEK (11,8 MSEK). Krediteringen av administrationskostnaderna under rapporteringsperioden är ett resultat av minskningen i avsättningen för koncernens LTIP. Jämförelseperioden innehåller finansiella intäkter om 2,8 MSEK för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum.

NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER

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

Koncernen erhöill 0,2 MUSD (0,3 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster och - MUSD (0,5 MUSD) i ersättning för stöd för vissa finansiella åtaganden.

Koncernen betalade 0,6 MUSD (0,3 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

LIKVIDITET

Lundin Petroleum hade en säkrad revolverande "borrowing base" facilitet på 850 MUSD, med en sjuårig löptid till 2014. Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en ny sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Faciliteten är med en grupp om 25 banker, vilken inkluderar flera av de banker som givit faciliteten om 850 MUSD. Kredit faciliteten 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 överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Aktierna i vissa koncernbolag och dess bankkonton har ställts som säkerhet för faciliteten.

Den nya faciliteten har upprättats för att finansiera Lundin Petroleums pågående utgifter för prospektering och utbyggnadskostnader, i synnerhet i Norge.

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 sex block i Malaysia, för vilka Lundin Petroleum är operatör. Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden hänförliga till dessa PSC:s uppgående till 61,4 MUSD. Utöver detta har bankgarantier ställts ut avseende arbetsåtaganden i Indonesien uppgående till 2,4 MUSD.

Under det andra kvartalet 2012, återköpte Lundin Petroleum 485 647 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 128 SEK.

HÄNDELSE EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

I juli 2012 träffades en överenskommelse avseende omräkning av andelar mellan parterna i blocken K4a, K4b/K5a och K5b, offshore Nederländerna. Lundin Petroleums andel i det samordnade fältet ökade från 1,03 procent till 1,22 procent, vilket får till följd en avräkning efter skatt om cirka 6,0 MEUR, vilket kommer att redovisas i det tredje kvartalet 2012.

I juli 2012 slutförde Lundin Petroleum borrningen av Tiga Papan 5 i blocken SB307 och SB308, offshore Sabah, östra Malaysia. Borrningen var icke-framgångsrik och de därtill hänförliga utgifterna kommer att kostnadsföras i det tredje kvartalet 2012.

AKTIEDATA

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

I enlighet med det bemyndigande som årsstämman den 10 maj 2012 gav till styrelsen, återköpte Lundin Petroleum 485 647 egna aktier under det andra kvartalet 2012. Per den 30 juni 2012 innehade Lundin Petroleum 7 368 285 egna aktier.

ERSÄTTNINGAR

Lundin Petroleums ersättningsprinciper redovisas i bolagets årsredovisning 2011.

Unit bonus program

Under 2008 införde Lundin Petroleum ett långfristigt incitamentsprogram (LTIP) bestående av ett unit bonus program med en årlig tilldelning av units som vid inlösen leder till en kontantutbetalning. LTIP betalas ut under en treårsperiod, varmed den initiala tilldelningen kommer att tjänas in i tre trancher: en tredjedel efter ett år, en tredjedel efter två år och den slutliga tredjedelen efter tre år. Den kontanta utbetalningen är villkorad av att innehavaren av units är anställd i koncernen vid datumet för utbetalningen. Aktiekursen som bestämmer storleken av kontantbetalningen vid slutet av respektive intjänandeperiod kommer att baseras på den genomsnittliga slutkursen på Lundin Petroleumaktien under de fem handelsdagarna före och efter inlösendatumet.

Ett LTIP program som följer samma principer som 2008 års LTIP har införts årligen för andra anställda än den verkställande ledningen.

Antalet utställda units som ingår i 2010, 2011 och 2012 års LTIP program per den 30 juni 2012 var 218 562 respektive 256 593 och 360 633.

Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleums aktieägare införandet av ett LTIP för den verkställande ledningen (vilken innefattar Koncernchef och VD, Chief Operating Officer, Chief Financial Officer och Senior Vice President Operations) vilken innefattar en tilldelning av syntetiska optioner som kan lösas in fem år efter utställandet. Inlösen av optionerna berättigar mottagaren till att erhålla en kontant betalning baserad på ökningen i marknadsvärdet på aktierna. Utbetalningen av tilldelningen under dessa syntetiska optioner skall

inträffa i två lika stora trancher: (i) den första på dagen som inträffar omedelbart efter femårsdagen av tilldelningen och (ii) den andra på dagen som inträffar ett år efter den första utbetalningen.

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. Innehavaren kommer att erhålla en kontant utbetalning motsvarande den genomsnittliga slutkursen för bolagets aktie under det femte året som följer tilldelningen, med avdrag för lösenpriset, multiplicerat med antalet syntetiska optioner. Innehavarna av de syntetiska optionerna är inte berättigade att erhålla nya tilldelningar i enlighet med unit bonus programmet så länge de syntetiska optionerna är utestående.

Lundin Petroleum återköpte 6 882 638 egna aktier till och med 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 30 juni 2012 till 128,90 SEK. Avsättningen för LTIP uppgick till 46,9 MUSD per den 30 juni 2012 och marknadsvärdet på aktierna per den 30 juni 2012 var 127,3 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Denna delårsrapport har upprättats i enlighet med International Accounting Standards (IAS) 34 delårsrapportering och årsredovisningslagen (1995:1554). Redovisningsprinciperna som tillämpas är i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2011.

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 (1995:1554).

Svensk lagstiftning tillåter inte att moderbolagets resultat redovisas i annan valuta än SEK, varför moderbolagets finansiella rapporter redovisas 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. Med denna modell hanterar bolaget aktivt risker som en integrerad och ständigt återkommande del av bolagets beslutsprocesser och avser att säkerställa att alla risker identifieras, erkänns, förstås och kommuniceras med god framförhållning. Förmågan att hantera och minska dessa risker utgör en avgörande faktor för att säkerställa att bolagets verksamhetsmål uppnås. 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 eller 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 2011.

Derivatinstrument

Under det andra kvartalet 2012 ingick koncernen valutasäkringskontrakt som fastställer växelkursen mellan USD och NOK för att möta operativa åtaganden och krav avseende skatter i NOK, vilket sammanfattas i nedanstående tabell. Enligt IAS 39, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet kommer att redovisas i övrigt totalresultat. Per den 30 juni 2012 har en kortfristig tillgång, uppgående till 2,2 MUSD (- MUSD) redovisats, vilken representerar den kortfristiga delen av det verkliga värdet av de utestående valutakurssäkringskontrakten. Dessutom har en finansiell tillgång om 0,3 MUSD (- MUSD) redovisats per den 30 juni 2012, vilken representerar den långfristiga delen av det verkliga värdet av utestående valutakurssäkringskontrakt.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	likvidperiod
1 580,7 MNOK	261,6 MUSD	6,04 NOK: 1 USD	1 jun 2012 – 20 dec 2012
670,7 MNOK	110,4 MUSD	6,07 NOK: 1 USD	2 jan 2013 – 20 dec 2013

VALUTAKURSER

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

	30 jun 2012		30 jun 2011		31 dec 2011	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,8394	5,9833	5,5763	5,3882	5,5998	5,9927
1 USD motsvarar Euro	0,7711	0,7943	0,7127	0,6919	0,7185	0,7729
1 USD motsvarar Rubel	30,6125	32,8594	28,6112	27,9527	29,3738	32,2784
1 USD motsvarar SEK	6,8489	6,9681	6,3699	6,3474	6,4867	6,8877

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Rörelsens intäkter						
Försäljning av olja och gas	1	674 257	315 079	614 244	324 672	1 257 691
Övriga rörelseintäkter		5 821	2 779	4 724	2 538	11 824
		680 078	317 858	618 968	327 210	1 269 515
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-100 490	-46 142	-97 922	-58 461	-193 104
Avskrivningar	3	-87 655	-46 247	-78 634	-38 015	-165 138
Prospekteringskostnader	4	-22 943	-14 105	-16 186	-6 176	-140 027
		468 990	211 364	426 226	224 558	771 246
Bruttoresultat						
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-548	-1 053	-17 143	-2 566	-67 022
Rörelseresultat	5	468 442	210 311	409 083	221 992	704 224
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	6	7 630	7 077	35 045	17 792	46 455
Finansiella kostnader	7	-28 064	-732	-24 216	-10 162	-21 022
		-20 434	6 345	10 829	7 630	25 433
Resultat före skatt		448 008	216 656	419 912	229 622	729 657
Inkomstskatt	8	-336 296	-152 135	-289 568	-152 713	-574 413
Periodens resultat		111 712	64 521	130 344	76 909	155 244
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:		113 819	65 057	133 148	78 019	160 137
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-2 107	-536	-2 804	-1 110	-4 893
Periodens resultat		111 712	64 521	130 344	76 909	155 244
Resultat per aktie – USD ¹		0,37	0,21	0,43	0,25	0,51
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹		0,37	0,21	0,43	0,25	0,51

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i TUSD	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Periodens resultat	111 712	64 521	130 344	76 909	155 244
Övrigt totalresultat					
Valutaomräkningsdifferens	-9 156	-61 901	74 456	19 888	-37 525
Kassaflödessäkring	2 661	2 491	3 635	1 699	6 971
Investeringar som kan säljas	5 497	-3 866	-31 058	-10 603	-50 210
Skatt på totalresultat	-665	-622	-909	-425	-1 743
Övrigt totalresultat efter skatt	-1 663	-63 898	46 124	10 559	-82 507
Totalresultat	110 049	623	176 468	87 468	72 737
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	112 909	6 350	174 655	87 818	80 466
Innehav utan bestämmande inflytande	-2 860	-5 727	1 813	-350	-7 729
	110 049	623	176 468	87 468	72 737

KONCERNENS BALANSRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	30 juni 2012	31 december 2011
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	9	2 526 191	2 329 270
Övriga materiella anläggningstillgångar		15 906	16 084
Finansiella tillgångar	10	78 849	46 586
Summa anläggningstillgångar		2 620 946	2 391 940
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	11	218 826	224 407
Likvida medel		90 641	73 597
Summa omsättningstillgångar		309 467	298 004
SUMMA TILLGÅNGAR		2 930 413	2 689 944
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 105 081	1 000 882
Innehav utan bestämmande inflytande		66 541	69 424
Totalt eget kapital		1 171 622	1 070 306
Långfristiga skulder			
Avsättningar	12	1 118 122	987 993
Banklån		200 000	207 000
Övriga långfristiga skulder		21 815	21 830
Summa långfristiga skulder		1 339 937	1 216 823
Kortfristiga skulder			
Övriga kortfristiga skulder	13	414 175	390 600
Avsättningar	12	4 679	12 215
Summa kortfristiga skulder		418 854	402 815
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		2 930 413	2 689 944

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Kassaflöde från verksamheten						
Periodens resultat		111 712	64 521	130 344	76 909	155 244
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	14	450 388	198 543	384 345	190 278	915 174
Erhållen ränta		728	607	1 090	460	1 457
Betald ränta		-3 250	-1 719	-4 386	-2 901	-1 597
Betald skatt		-100 806	-14 053	-44 668	-26 693	-183 870
Förändringar i rörelsekapital		-120 983	-73 875	93 120	120 005	10 528
Summa kassaflöde från verksamheten		337 789	174 024	559 845	358 058	896 936
Kassaflöde från investeringar						
Försäljning av övriga aktier och andelar		–	–	53 938	25 353	53 938
Förändring i övriga finansiella anläggningstillgångar		–	–	-10 984	-10 984	1 908
Övriga betalningar		-2 534	-2 183	-911	-354	-1 168
Investering i olje- och gastillgångar		-298 977	-183 351	-302 748	-194 428	-670 032
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-1 416	-422	-2 071	-764	-3 786
Summa kassaflöde från investeringar		-302 927	-185 956	-262 776	-181 177	-619 140
Kassaflöde från finansiering						
Förändring av långfristiga fordringar		-7 016	-26 487	-304 713	-164 892	-252 238
Betalda finansieringsavgifter		-509	-509	–	–	–
Köp av egna aktier		-8 710	-8 710	–	–	–
Utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-23	-23	-212	-212	-212
Summa kassaflöde från finansiering		-16 258	-35 729	-304 925	-165 104	-252 450
Förändring av likvida medel		18 604	-47 661	-7 856	11 777	25 346
Likvida medel vid periodens början		73 597	137 610	48 703	26 564	48 703
Valutakursdifferenser i likvida medel		-1 560	692	-2 720	-214	-452
Likvida medel vid periodens slut		90 641	90 641	38 127	38 127	73 597

KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL

Belopp i TUSD	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Periodens resultat	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2011	463	417 430	-9 352	511 875	77 365	997 781
Överföring av föregående års resultat	–	–	511 875	-511 875	–	–
Totalresultat	–	41 507	–	133 148	1 813	176 468
Transaktioner med ägare						
Utdelning	–	–	–	–	-212	-212
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	-212	-212
Balans per den 30 juni 2011	463	458 937	502 523	133 148	78 966	1 174 037
Totalresultat	–	-121 178	–	26 989	-9 542	-103 731
Transaktioner med ägare						
Utdelning	–	–	–	–	-212	-212
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	-212	-212
Balans per den 31 december 2011	463	337 759	502 523	160 137	69 424	1 070 306
Överföring av föregående års resultat	–	–	160 137	-160 137	–	–
Totalresultat	–	-910	–	113 819	-2 860	110 049
Transaktioner med ägare						
Utdelning	–	–	–	–	-23	-23
Köp av egna aktier	–	-8 710	–	–	–	-8 710
Summa transaktioner med ägare	–	-8 710	–	–	-23	-8 733
Balans per den 30 juni 2012	463	328 139	662 660	113 819	66 541	1 171 622

KONCERNENS NOTER

Not 1. Försäljning av olja och gas,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Försäljning av:					
Olja					
Norge	490 607	238 482	431 989	218 943	911 072
Frankrike	54 658	21 266	63 174	32 460	127 789
Nederländerna	117	53	115	64	231
Ryssland	39 333	18 708	40 104	21 024	79 515
Tunisien	24 585	2 414	24 795	24 795	24 795
	609 300	280 923	560 177	297 286	1 143 402
Kondensat					
Nederländerna	457	66	608	358	1 314
Gas					
Norge	38 445	22 006	27 450	13 040	57 909
Nederländerna	20 730	9 937	20 809	10 900	42 496
Indonesien	5 325	2 147	5 200	3 088	12 570
	64 500	34 090	53 459	27 028	112 975
	674 257	315 079	614 244	324 672	1 257 691
Not 2. Produktionskostnader,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Utvinningskostnader	50 510	25 335	48 579	25 387	102 476
Tariff- och transportkostnader	13 644	6 798	12 415	6 449	22 863
Direkta produktionsskatter	27 064	14 546	25 428	13 805	52 390
Förändring i lager/över- och under uttag	8 120	-1 149	10 366	12 247	13 129
Övriga	1 152	612	1 134	573	2 246
	100 490	46 142	97 922	58 461	193 104
Not 3. Avskrivningar,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Norge	71 872	38 871	61 628	29 494	130 011
Frankrike	5 895	2 882	5 992	3 010	12 174
Nederländerna	5 329	2 542	6 187	2 938	11 939
Indonesien	2 321	854	2 422	1 387	6 250
Ryssland	2 238	1 098	2 405	1 186	4 764
	87 655	46 247	78 634	38 015	165 138
Not 4. Prospekteringskostnader,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Norge	12 961	12 395	14 550	5 341	74 060
Indonesien	7 006	162	372	279	967
Malaysia	—	—	—	—	11 015
Kongo (Brazzaville)	1 422	224	—	—	51 263
Övriga	1 554	1 324	1 264	556	2 722
	22 943	14 105	16 186	6 176	140 027

Not 5. Rörelseresultat,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Rörelseresultat					
Norge	426 274	198 820	353 996	181 067	703 711
Frankrike	36 239	14 229	43 170	21 626	85 334
Nederländerna	9 603	3 964	9 593	5 192	18 868
Indonesien	-7 539	-887	-60	-35	168
Ryssland	2 052	-1 369	4 812	1 965	7 715
Tunisien	2 353	-3 691	13 743	13 875	13 476
Malaysia	-1 413	-929	—	—	-11 010
Kongo (Brazzaville)	-1 422	-225	-10	—	-51 273
Övriga	2 295	399	-16 161	-1 698	-62 765
	468 442	210 311	409 083	221 992	704 224

Not 6. Finansiella intäkter,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Ränteintäkter	1 565	1 012	2 587	1 245	4 138
Valutakursvinster, netto	5 905	5 905	—	—	8 945
Försäkringsintäkter	—	—	1 726	1 726	1 734
Garanti-intäkter	—	—	489	239	998
Vinst vid försäljning av aktier	—	—	29 974	14 341	29 974
Övriga	160	160	269	241	666
	7 630	7 077	35 045	17 792	46 455

Not 7. Finansiella kostnader,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Räntekostnader	3 186	1 825	2 840	1 249	5 390
Valutakursförluster, netto	—	-4 069	13 365	4 847	—
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	198	-2	3 434	1 739	6 995
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	2 496	1 280	2 259	1 157	4 494
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	2 512	1 258	1 202	602	2 181
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	—	—	—	—
Övriga	1 041	440	1 116	568	1 962
	28 064	732	24 216	10 162	21 022

Not 8. Inkomstskatter,	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD					
Aktuell skatt	204 025	62 725	130 705	72 040	400 210
Uppskjuten skatt	132 271	89 410	158 863	80 673	174 203
	336 296	152 135	289 568	152 713	574 413

Not 9. Olje- och gastillgångar,	30 jun 2012	31 dec 2011
TUSD		
Norge	1 443 600	1 269 746
Frankrike	184 862	172 467
Nederländerna	44 259	43 739
Indonesien	91 012	93 610
Ryssland	616 869	615 015
Malaysia	140 925	129 830
Övriga	4 664	4 863
	2 526 191	2 329 270

Not 10. Finansiella tillgångar, TUSD	30 jun 2012	31 dec 2011
Övriga aktier och andelar	8 695	17 775
Aktiverade finansieringsavgifter	47 430	2 506
Derivatinstrument	288	–
Uppskjutna skattefordringar	11 854	15 345
Övriga	10 582	10 960
	78 849	46 586

Not 11. Fordringar och lager, TUSD	30 jun 2012	31 dec 2011
Lager	17 276	31 589
Kundfordringar	124 255	144 954
Underutttag	7 806	1 851
Bolagsskatt	1 752	–
Fordringar på Joint venture partners	15 464	20 252
Derivatinstrument	2 205	–
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	8 596	4 522
Övriga	41 472	21 239
	218 826	224 407

Not 12. Avsättningar, TUSD	30 jun 2012	31 dec 2011
Långfristiga:		
Återställningskostnader	137 700	119 341
Uppskjuten skatteskuld	930 396	803 493
Långfristiga incitamentsprogram	42 197	58 079
Pension	1 518	1 460
Övriga	6 311	5 620
	1 118 122	987 993
Kortfristiga:		
Långfristiga incitamentsprogram	4 679	12 215
	4 679	12 215
	1 122 801	1 000 208

Not 13. Övriga kortfristiga skulder, TUSD	30 jun 2012	31 dec 2011
Leverantörsskulder	16 748	16 546
Överutttag	7 806	7 670
Skatteskulder	193 598	240 052
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	71 478	16 227
Skuld gentemot Joint venture partners	116 279	88 417
Derivatinstrument	–	168
Övriga	8 266	21 520
	414 175	390 600

Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster TUSD	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Prospekteringskostnader	22 943	14 105	15 850	5 840	140 027
Avskrivningar och nedskrivningar	89 264	47 082	80 058	38 754	167 812
Aktuell skatt	204 025	62 725	130 705	72 040	400 210
Uppskjuten skatt	132 271	89 410	158 863	80 672	174 203
Vinst från försäljning av aktier	–	–	-29 974	-14 342	-29 974
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	–	–	–	–
Långfristiga incitamentsprogram	-13 688	-3 649	11 330	498	63 443
Övriga	-3 058	-11 130	17 514	6 817	-547
	450 388	198 543	384 345	190 278	915 174

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Rörelsens intäkter					
Övriga rörelseintäkter	21 310	11 988	13 133	9 311	42 644
Bruttoresultat	21 310	11 988	13 133	9 311	42 644
Administrationskostnader	4 892	-1 018	-52 858	-7 975	-206 108
Rörelseresultat	26 202	10 970	-39 725	1 336	-163 464
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	603	592	2 885	1 259	6 560
Finansiella kostnader	-17 098	-8 356	-11 831	-6 122	-25 495
	-16 495	-7 764	-8 946	-4 863	-18 935
Resultat före skatt	9 707	3 206	-48 671	-3 527	-182 399
Skatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	9 707	3 206	-48 671	-3 527	-182 399

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Periodens resultat	9 707	3 206	-48 671	-3 527	-182 399
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	9 707	3 206	-48 671	-3 527	-182 399
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	9 707	3 206	-48 671	-3 527	-182 399
	9 707	3 206	-48 671	-3 527	-182 399

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	30 juni 2012	31 december 2011
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Finansiella tillgångar	7 871 947	7 871 947
Summa anläggningstillgångar	7 871 947	7 871 947
Omsättningstillgångar		
Fordringar	12 112	8 954
Likvida medel	15 192	3 849
Summa omsättningstillgångar	27 304	12 803
SUMMA TILLGÅNGAR	7 899 251	7 884 750
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 117 259	7 169 977
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag	742 891	673 988
Summa långfristiga skulder	779 294	710 391
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	2 698	4 382
Summa kortfristiga skulder	2 698	4 382
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 899 251	7 884 750

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	9 707	3 206	-48 671	-3 527	-182 399
Ej kassaflödespåverkande poster	-603	-681	1 252	830	207 811
Förändringar i rörelsekapital	-4 215	-2 001	-13 335	-10 426	-12 492
Summa kassaflöde från verksamheten	4 889	524	-60 754	-13 123	12 920
Kassaflöde från investeringar	–	–	–	–	–
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	6 478	14 087	57 293	15 691	-15 702
Summa kassaflöde från finansiering	6 478	14 087	57 293	15 691	-15 702
Förändring av likvida medel	11 367	14 611	-3 461	2 568	-2 782
Likvida medel vid periodens början	3 849	594	6 735	579	6 735
Valutakursförändring i likvida medel	-24	-13	28	155	-104
Likvida medel vid periodens slut	15 192	15 192	3 302	3 302	3 849

FÖRÄNDRINGAR I MODERBOLAGETS EGNA KAPITAL

Belopp i TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga fonder	Balanserad vinst	Periodens resultat	
Balans per den 1 januari 2011	3 179	861 306	2 551 805	-	3 936 086	7 352 376
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	3 936 086	-3 936 086	-
Totalresultat	-	-	-	-	-48 671	-48 671
Balans per den 30 juni 2011	3 179	861 306	2 551 805	3 936 086	-48 671	7 303 705
Totalresultat	-	-	-	-	-133 728	-133 728
Balans per den 31 december 2011	3 179	861 306	2 551 805	3 936 086	-182 399	7 169 977
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-182 399	182 399	-
Totalresultat	-	-	-	-	9 707	9 707
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	-	-	-62 425	-	-	-62 425
Summa transaktioner med ägare	-	-	-62 425	-	-	-62 425
Balans per den 30 juni 2012	3 179	861 306	2 489 380	3 753 687	9 707	7 117 259

FINANSIELLA NYCKELTAL

	1 jan 2012- 30 jun 2012 6 månader	1 apr 2012- 30 jun 2012 3 månader	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Finansiell data (TUSD)					
Rörelseresultat	680 078	317 858	618 968	327 210	1 269 515
EBITDA	580 650	271 499	505 327	266 923	1 012 063
Periodens resultat	111 712	64 521	130 344	76 909	155 244
Operativt kassaflöde	375 563	208 990	390 341	196 709	676 201
Nyckeltal, aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,56	3,56	3,52	3,52	3,22
Operativt kassaflöde per aktie	1,21	0,67	1,26	0,64	2,17
Kassaflöde från verksamheten per aktie	0,53	0,53	1,80	1,15	2,88
Resultat per aktie	0,37	0,21	0,43	0,25	0,51
Resultat per aktie efter full utspädning	0,37	0,21	0,43	0,25	0,51
EBITDA per aktie efter full utspädning	1,87	0,88	1,62	0,85	3,25
Utdelning per aktie	–	–	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	310 542 295	310 542 295	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	310 735 227	310 542 295	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	310 735 227	310 542 295	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	128,9	128,9	86,00	86,00	169,20
Börskurs vid periodens slut (CDN)	18,96	18,96	12,65	12,65	24,54
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%)	10	6	12	7	15
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	33	15	31	17	53
Netto skuldsättningsgrad (%)	12	12	13	13	15
Soliditet (%)	40	40	44	44	40
Andel riskbärande kapital (%)	71	71	76	76	69
Räntetäckningsgrad	132	114	70	79	59
Operativt kassaflöde/räntekostnader	111	115	62	66	55
Direktavkastning	–	–	–	–	–

DEFINITIONER AV NYCKELTAL

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

Operativt kassaflöde per aktie: Koncernens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter 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: Koncernens vinst efter skatt hänförlig till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie efter full utspädning: Koncernens vinst efter skatt hänförlig till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning för utestående teckningsoptioner.

EBITDA per aktie efter full utspädning: Koncernens EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året efter full utspädning för utestående teckningsoptioner, EBITDA som används i denna rapport definieras som rörelseresultat före avskrivning av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden: Antal aktier vid periodens början med tidsvägning för förändringar i antalet aktier efter full utspädning för utestående teckningsoptioner.

Räntabilitet på eget kapital: Koncernens vinst efter skatt dividerat med koncernens genomsnittligt eget kapital.

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

Netto skuldsättningsgrad: Koncernens netto räntebärande skulder i förhållande till eget kapital hänförligt till aktieägare.

Soliditet: Koncernens totalt eget kapital i förhållande till balansomslutningen.

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

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

Operativt kassaflöde / räntekostnader: Koncernens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med årets räntekostnad.

Direktavkastning: Utdelning i förhållande till börskurs vid räkenskapsårets utgång.

STYRELSENS FÖRSÄKRAN

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

Stockholm den 1 augusti 2012

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

William A. Rand

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

Magnus Unger

Kristin Færøvik

Granskningsrapport

Vi har utfört en översiktlig granskning av rapporten för Lundin Petroleum (publ) för perioden 1 januari 2012 till 30 juni 2012. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för att upprätta och presentera denna finansiella delårsinformation i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen. Vårt ansvar är att uttala en slutsats om denna finansiella delårsinformation grundad på vår översiktliga granskning.

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

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

Stockholm den 1 augusti 2012

PricewaterhouseCoopers AB

Bo Hjalmarsson
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Niomånadersperioden (januari-september 2012) kommer att publiceras den 31 oktober 2012.
- Bokslutsrapporten (januari-december 2012) kommer att publiceras den 6 februari 2013

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

Reserver och resurser

Om inte annat anges är Lundin Petroleum's reserv- och resurser per den 31 december 2011 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 här redovisade reservestimat "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver och resurser 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.