

# 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 9 maj 2012

## RAPPORT FÖR TREMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 31 MARS 2012

### HÖJDPUNKTER

#### Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2012

- Produktion om 34,7 Mboepd – upp med 4 procent från första kvartalet 2011
- Resultat efter skatt om 47,2 MUSD – ned med 12 procent från första kvartalet 2011
- Rekord-EBITDA om 309,2 MUSD - upp med 30 procent från första kvartalet 2011
- Operativt kassaflöde om 166,6 MUSD - ned med 14 procent från första kvartalet 2011
- Nettoskuld om 89 MUSD – ned från 133 MUSD vid slutet av 2011
  
- Produktionsstart från Gaupefältet, Norge den 31 mars 2012
- Pre-unit avtal har slutits avseende Johan Sverdrupfältet
- PDO för Edvard Griegfältet godkänd av norska olje- och energidepartementet
- Licensandel i Brynhildfältet utökad till 100 procent, förutsatt erhållande av godkännande från norska myndigheter
- Tio norska licenser erhållna i 2011 års norska APA licensrunda, fyra som operatör

	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	34,7	33,5	33,3
Rörelsens intäkter i MUSD	362,2	291,8	1,269,5
Periodens resultat i MUSD	47,2	53,4	155,2
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	48,8	55,1	160,1
Vinst/aktie i USD <sup>1</sup>	0,16	0,18	0,51
Vinst/aktie efter full utspädning i USD <sup>1</sup>	0,16	0,18	0,51
EBITDA i MUSD	309,2	238,4	1,012,1
Operativt kassaflöde i MUSD	166,6	193,6	676,2

<sup>1</sup> 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,**

Jag är glad att kunna meddela att efter de extremt framgångsrika händelserna under 2011, har 2012 startat med fortsatt positiv utveckling för vårt bolag.

De mest betydande nyheterna under det första kvartalet 2012 har varit framstegen med Lunofältet, nu kallat Edvard Grieg efter den kända norska kompositören. Edvard Griegprojektet, som förväntas kosta cirka 4 miljarder USD går nu framåt till följd av godkännandet från olje- och energidepartementet och tilldelning av väsentliga kontrakt har redan offentliggjorts. Utbyggnaden kommer att ta Lundin Petroleum till nästa division av operatörer för fristående projekt på den norska kontinentalsockeln, vilket med säkerhet kommer att öka vår ställning i Norge gentemot staten, oljebranschens servicesektor och andra bolag och kommer att leda till nya möjligheter för vårt bolag.

Icke desto mindre är det viktigt att understryka att Lundin Petroleum är ett prospekteringsdrivet bolag. Vi tror att värden i olje- och gasbranschen skapas av förmågan att finna nya kolväteresurser. Vi kommer att fortsätta att aktivt investera i vår organiska prospekteringsdrivna tillväxtmodell och är definitivt inte ett bolag fokuserat på utbyggnad och produktion som en institutionell investerare nyligen kommenterade till mig. Vi kommer att spendera cirka 500 miljoner USD på prospektering i år, med huvudsakligt fokus på Norge och Sydostasien. Vi kommer att försöka bibehålla och möjligen öka denna utgifts nivå i takt med att vår verksamhet växer.

## **Finansiellt resultat**

Vårt finansiella resultat under första kvartalet 2012 var återigen mycket starkt, vilket följer direkt på det utmärkta resultatet för 2011. Produktionen som var fyra procent högre jämfört med 2011 var återigen den viktigaste katalysatorn för det starka resultatet och har resulterat i rekord-EBITDA om 309,2 miljoner USD, operativt kassaflöde om 166,6 miljoner USD och vinst efter skatt om 47,2 miljoner USD för perioden.

Vi förväntar oss att vårt höga operativa kassaflöde kommer att fortsätta när produktionen ökar under kommande år och kommer att bli vår främsta finansieringskälla för att utveckla vår pipeline av nya projekt. Vår balansräkning är fortsatt stark med en nettoskuld om mindre än 100 miljoner USD. Jag är mycket nöjd att kunna rapportera att vi har fått starkt stöd från bankmarknaden när det gäller vår nya tilltänkta lånefacilitet och jag förväntar mig att den nya faciliteten som sannolikt kommer att överstiga 2 miljarder USD är slutförd under andra kvartalet 2012.

## **Produktion**

Första kvartalets produktion om 34 700 boepd låg i den övre delen av vår förväntade produktion, som ett resultat av det fortsatta starka resultatet från Alvhheim- och Volundfälten, offshore Norge. Gaupefältet, offshore Norge, påbörjade produktionen vid slutet av det första kvartalet och kommer att ha en positiv inverkan på produktionen framöver. Under det andra kvartalet kommer produktionen att påverkas negativt av planerat underhållsarbete på Alvhheim FPSO:n, avbruten produktion på grund av storm på Oudnafältet, offshore Tunisien och pågående underhållsarbete av borrhinar på Singafältet, onshore Indonesien.

Vår förväntade produktion för 2012 kvarstår på mellan 32 000 boepd och 38 000 boepd.

Vi upprepar vårt mål att fördubbla produktionen till över 70 000 boepd vid slutet av 2015 när Edvard Griegfältet börjar producera.

## **Utbyggnad**

Vi har gjort utmärkta framsteg beträffande utbyggnadsprojektet Edvard Grieg och fått utbyggnadsplanen godkänd från det norska olje- och energidepartementet i april 2012. Formell bekräftelse av godkännandet förväntas av det norska stortinget i sommar. Fältet är det första fristående utbyggnadsprojektet med Lundin Petroleum som operatör på den norska kontinentalsockeln, vilket är en betydande milstolpe för vårt bolag. Vi har byggt upp ett erfaret projektteam med dokumenterad erfarenhet av att slutföra liknande projekt och är övertygade om att vi har förmågan att leverera detta viktiga projekt enligt tidsplan och inom budget. Fältet kommer även att bli den första utbyggnaden av nyligen gjorda fyndigheter på Utsirahöjden, vilka inkluderar supergiganten Johan Sverdrupfältet.

Edvard Griegfältet är beläget i PL338 med Lundin Petroleum som operatör med en licensandel om 50 procent. Fältet upptäcktes av oss 2007 och till följd av ett framgångsrikt utvärderingsprogram med ett flertal borrhinar lämnades en utbyggnadsplan för fältet in till olje- och energidepartementet tidigare i år. Ett avtal gällande en samordnad utbyggnadslösning för Edvard Grieg och det närliggande Draupnefältet slutfördes i mars 2012. Edvard Griegfältet innehåller reserver om 186 MMboe och kommer att producera närmare 100 000 boepd brutto. Vi är redan långt framme med vår strategi för upphandling och har tilldelat Kværner kontrakt för projektering, upphandling och utförande av både jacket och processdäck för Edvard Griegplattformen samt till Rowan Companies för leverans av en jack-up borrhinläggning och Saipem för de marina installationerna.

Vi går även vidare när det gäller utbyggnadsprojektet för Brynhild där vi nyligen beslutade att öka vår licensandel till 100 procent. Brynhildfältet kommer att byggas ut som en återkoppling på havsbotten till Shells Pierceanläggning belägen i Storbritannien och produktionsstart förväntas i slutet av 2013.

Jag är övertygad att vi har ett kommersiellt utbyggnadsprojekt i Malaysia, till följd av förra årets framgångsrika utvärderingsborrning på Bertamfältet i PM307. Vårt team i Kuala Lumpur arbetar för närvarande på projektet med målsättning att fastställa planerna för utbyggnaden.

### **Utvärdering**

Under första kvartalet undertecknade Lundin Petroleum, som operatör för PL501 ett så kallat pre-unit avtal med Statoil som operatör för PL265, beträffande utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Fältet uppskattas innehålla mellan 1,7 miljarder och 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja, vilket gör det till den största fyndigheten på den norska kontinentalsockeln och definitivt den största sedan mitten på 1980-talet. En överenskommelse har nåtts att Statoil kommer att ta rollen som "arbetande operatör" för Johan Sverdrupfältet för att koordinera arbetet fram till att utbyggnadsplanen lämnas in. Vi delar det gemensamma målet med Statoil att maximera utvinningsbara resurser i Johan Sverdrupfältet och slutföra en utbyggnadsplan för att optimera värdet på denna stora fyndighet till fördel för alla intressenter. Lundin Petroleum kommer att låna ut medarbetare till projektteamet Johan Sverdrup.

Lundin Petroleum, som operatör för PL501, kommer att behålla ansvaret för utvärderingsprogrammet för Johan Sverdrup inom licensen. Vi har redan slutfört två utvärderingsborrningar i år och kommer att genomföra ytterligare två utvärderingsborrningar innan årets utgång. Statoil, som operatör för PL265, kommer att utföra ytterligare tre utvärderingsborrningar i år. Resultatet för utvärderingsprogrammet kommer att användas för att uppdatera utvinningsbara resurser för fältet och för att bistå utbyggnadsteamet i projektplaneringen. Vår första utvärderingsborrning i den södra delen av fältet var en besvikelse med toppreservoaren som kom in lägre än förväntat och under kontakten mellan olja och vatten. Vår andra utvärderingsborrning var positiv och påträffade en oljekolonn om 54 meter, brutto med goda reservoaregenskaper. En reviderad resursuppskattning kommer att offentliggöras för fältet efter slutförandet av det pågående utvärderingsprogrammet.

Parallellt pågår samordningsdiskussioner (unitisation) mellan respektive licensteam med målsättning att slutföra ett samordningsavtal (unitisation agreement) innan utbyggnadsplanen för Johan Sverdrup lämnas in.

### **Prospektering**

Vi har under senare år uttryckt vår uppfattning att det fortfarande finns utmärkt prospekteringspotential på den norska kontinentalsockeln. Förändringarna i den norska statens politik att öppna upp området för oberoende oljebolag kombinerat med förändringar av licensrundorna och skattelättnader har enligt vår uppfattning fungerat som en katalysator för ökad aktivitet. Fyndigheten Johan Sverdrup såväl som Statoils senaste fyndigheter i Barents hav är resultat av dessa förändringar och stimulerar till ännu högre aktivitetsnivåer med nya aktörer i Norge.

Vi välkomnar denna ökade konkurrens och tror att det kommer att stimulera investeringar från servicesektorn till välbehövlig ny kapacitet såsom borrhänläggningar. Vi tror att ytterligare fyndigheter kommer att göras i Norge och att Lundin Petroleum, med licensandelar i över 50 licenser, ett beprövat prospekteringsteam och ett finansiellt åtagande att investera i prospektering är väl positionerat för ytterligare framgångar.

Vi har ett arbetsprogram med åtta prospekteringsborrningar för 2012. Den hårda vintern och de framgångsrika prospekteringsborrningarna har inneburit förseningar för många riggscheman då borrningar tagit längre tid att slutföra än förväntat. Som ett resultat, har ett antal av våra prospekteringsborrningar försenats till senare under 2012 eller till början av 2013.

Vi fokuserar på tre nyckelstrategier beträffande vår prospektering i Norge:

- att finna mer olja i södra Utsira Highområdet i närheten av Edvard Grieg- och Johan Sverdrupfälten, där vi kontrollerar och är operatör för majoriteten av licensområdena
- att öppna upp ett nytt kärnområde för Lundin Petroleum som Møre Basin i norra Nordsjön, där vi snart kommer att genomföra borrningen av prospekteringsstrukturen Albert, och
- att hitta kolväten i Barents hav, där vi har ett stort licensområde, vilket vi hoppas utöka i kommande licensrundor.

I Malaysia, till följd av förra årets framgångsrika borrhänläggning med fyra fyndigheter från fem borrningar, kommer vi genomföra ytterligare fem prospekterings-/utvärderingsborrningar med början under det andra kvartalet 2012.

### **Oljemarknaden och Lundin Petroleum**

Trots fortsatt ekonomisk oro i Europa och avtagande ekonomisk tillväxt i Kina har oljepriset varit fortsatt högt. Vår bransch fortsätter att kämpa med att förse en ständigt ökande världsefterfrågan på olja som nu uppgår till 90 miljarder fat per dag. Edvard Griegfältet, som är en av de största fältutbyggnaderna i Norge under senare år som kommer att kosta 4 miljarder USD, skulle bara kunna försörja världen under två dagar. Det är omfattningen av denna utbudsutmaning som branschen står inför som tvingar oljebolagen att gå till mer extrema, djupare vatten och arktiska lägen för att prospektera efter olja. Den krassa verkligheten är att det finns begränsad outnyttjad produktionskapacitet i systemet och som ett resultat förväntar jag mig att oljepriset förblir fortsatt högt. Vi är fortsatt mottagliga för utbudsstörningar, vilket med stor sannolikhet skulle resultera i ytterligare prisökningar.

Jag anser att oljeindustrin under senare år har gjort betydande investeringar så väl som tekniska framsteg för att säkra att världen fortsätter att ha adekvat tillgång på olja och gas. Faktum kvarstår att den enskilt viktigaste drivkraften bakom världsekonomisk tillväxt under det senaste århundradet har varit tillgången på överkomlig energi, lägre sjukdomstal och förbättrad utbildning. Tillgången på billig energi är kritiskt inte enbart för utvecklingsländerna men är viktig för industriländernas konkurrenskraft.

Efter det år då Lundin Petroleum gjorde den största fyndigheten i världen är jag ledsen över att se hur vårt bolag och vår största aktieägare, familjen Lundin, är i fokus för media attacker med anledning av våra tidigare verksamheter i Sudan och Etiopien. Medan de politiska problemen associerade med dessa två länder, och många fattigare utvecklingsländer, är komplicerade, är Lundin Petroleums ställning beträffande våra investeringskriterier mycket tydlig. Först och främst tror vi att den främsta drivkraften för utveckling i dessa länder är direktinvesteringar och naturresurser är en nyckelkatalysator i detta avseende. Bistånd är viktigt men kan inte ersätta direktinvesteringar. För det andra är vår affärsmodell skapad runt vår uppförandekod och företagspolicys, vilka ger huvuddragen för vårt starka engagemang för samhällsansvar (Corporate Social Responsibility), hälsa, säkerhet och miljön. Anklagelserna som gjorts mot bolaget är osanna och har bestridits av oss vid ett flertal tillfällen under senare år. En förundersökning av den internationella åklagarkammaren pågår redan i Sverige, avseende tidigare aktiviteter i Sudan. Vi har alltid uttryckt vår vilja att samarbeta fullt ut i denna process och vi föreslår att den bör få dra sina egna slutsatser. I teorin kan begäran om ytterligare en oberoende utredning för att "en gång för alla" få klarhet i den här frågan verka logisk men i praktiken, på grund av komplexiteten i problemen kommer den enbart att förlänga debatten och med stor säkerhet inte förse oss med de definitiva svar som man försöker finna. Vi skulle därför vilja be våra aktieägare att lita på vår ledning och styrelse och låta oss fokusera på att få vår verksamhet att växa och fortsätta skapa värde för våra aktieägare.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall  
Koncernchef och VD

## VERKSAMHETEN

### Produktion

Produktionen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2012 (rapporteringsperioden) uppgick till 34,7 Mboe per dag (Mboepd) och omfattade nedanstående:

<b>Produktion</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
i Mboepd			
<b>Olja</b>			
Norge	23,0	21,4	21,1
Frankrike	2,9	3,1	3,1
Ryssland	2,8	3,2	3,1
Tunisien	0,4	0,8	0,7
<b>Summa produktion olja</b>	<b>29,1</b>	28,5	28,0
<b>Gas</b>			
Norge	2,5	2,1	2,1
Nederländerna	2,0	2,1	2,0
Indonesien	1,1	0,8	1,2
<b>Summa produktion gas</b>	<b>5,6</b>	5,0	5,3
<b>Summa produktion</b>			
<b>Kvantitet i Mboe</b>	<b>3 154,1</b>	3 013,0	12 151,5
<b>Kvantitet i Mboepd</b>	<b>34,7</b>	33,5	33,3

## EUROPA

### Norge

### Produktion

<b>Produktion</b>		<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
i Mboepd	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)			
Alvheim	15%	12.3	12.7	11.2
Volund	35%	13.2	10.8	12.0
		<b>25.5</b>	23.5	23.2

Produktionen från Alvheimfältet är fortsatt stark. En tredje utbyggnadsborrning som genomfördes under 2011 började producera under januari 2012. Ytterligare en utbyggnadsborrning på Alvheimfältet har påbörjats under det första kvartalet 2012. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet under första kvartalet var fortsatt lägre än 5 USD per fat.

Volundfältets produktion fortsatte att överträffa förväntningarna. Fortsatt starkt resultat från reservoaren har gjort det möjligt för fältet att dra fördel av ytterligare kapacitet genom Alvheim FPSO:n. Ytterligare en utbyggnadsborrning på Volund kommer att genomföras 2012.

Utbyggnadsplanen för Gaupe fältet i PL292 (l.a. 40%) godkändes i juni 2010 med produktionsstart den 31 mars 2012. Gaupefältet, med BG Group som operatör har uppskattade bruttoreserver om cirka 31 MMboe och uppskattas komma att producera 5,0 Mboepd netto till Lundin Petroleum, vid platåproduktionsnivåer.

### Utbyggnad.

I januari 2012 lämnades en utbyggnadsplan för Lunofältet in till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen innefattar villkoren för en samordnad utbyggnadslösning för Lunofältet och det närliggande Draupnefältet beläget i PL001B, med Det norske oljeselskap ASA som operatör. Ett avtal för den samordnade utbyggnaden träffades i mars 2012.

Den 13 april 2012 godkände det norska olje- och energidepartementet utbyggnadsplanen för Lunofältet och gav det ett nytt namn, Edvard Grieg. Utbyggnadsplanen förväntas bli godkänd av det norska stortinget i sommar.

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. Edvard Griegplattformen har en designkapacitet för 160,0 Mboepd när produktionen från Draupne kombineras med den från Edvard Griegfältet.

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 för 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 plattånivå, 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. Till följd av slutförandet av förvärvet kommer Lundin Petroleum att inneha en licensandel om 100 procent i PL148.

En oljefyndighet på strukturen Bøyla i PL340 (l.a. 15%) offentliggjordes i oktober 2009. Bøylafältet innehåller bruttoresurser om 21 MMboe och kommer att byggas ut som en återkoppling till Alvheim FPSO:n. En utbyggnadsplan förväntas att lämnas in för Bøylafältet under första halvåret 2012 med förväntad produktionsstart 2014.

### Prospektering

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. Lundin Petroleum har offentliggjort ett intervall för utvinningsbara betingade bruttoresurser för Avaldsnesfyndigheten i PL501 om mellan 800 miljoner och 1,8 miljarder fat olja vilket har reviderats av Gaffney, Cline & Associates. Statoil har på liknande sätt offentliggjort ett intervall för utvinningsbara, betingade bruttoresurser i PL265 om mellan 900 miljoner och 1,5 miljarder fat olja. Johan Sverdrupfyndigheten uppskattas därför innehålla betingade resurser om mellan 1,7 och 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja.

I januari 2012 slutfördes en tredje utvärderingsborrning, 16/5-2S, belägen i PL501. Målsättningen för 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 förväntad, vilket resulterade i att reservoaren påträffades under kontakten mellan olja och vatten. Effekten av borrhningen kommer sannolikt att bli en minskning av de nuvarande uppskattade resurserna i den södra delen av fyndigheten Johan Sverdrup i PL501.

I mars 2012 genomfördes ytterligare en utvärderingsborrning 16/2-11 i PL501 vilken påträffade en 54 meter oljekolonn, brutto, i sandstensreservoar från den övre och mellersta jura ålder 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 så väl 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 sidospårborrning från borrhningen har med framgång slutförts och bekräftat liknande utmärkt tjocklek och kvalitet.

Åtminstone ytterligare två utvärderingsborrningar kommer att genomföras i PL501, under 2012 och Statoil kommer att genomföra ytterligare tre utvärderingsborrningar i PL265 under 2012. Utvärderingsprogrammet kommer att fastställa de utvinningsbara resurserna och understödja strategin för utbyggnadsplaneringen. 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.

Ytterligare prospekteringsborrningar kommer att genomföras under 2012 i tre kärnområden: södra Utsira Highområdet i stukturen Luno II i PL359 (l.a. 40%), Barents havsområdet med Pulkstrukturen i PL533 (l.a. 20%) och Juksastrukturen i PL490 (l.a. 60%) och i Møre Basinområdet med strukturen Albert i PL519 (l.a. 40%). I januari 2012 tilldelades Lundin Petroleum ytterligare tio prospekteringslicenser i 2011 års APA licensrunda för vilka Lundin Petroleum är operatör för fyra.

### Frankrike

Produktion	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)	1 jan 2012-	1 jan 2011-	1 jan 2011-
		31 mar 2012 3 månader	31 mar 2011 3 månader	31 dec 2011 12 månader
i Mboepd				
Paris Basin	100%	2,3	2,5	2,4
Aquitaine Basin	50%	0,6	0,6	0,7
		<b>2,9</b>	<b>3,1</b>	<b>3,1</b>

Utbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin, fortsätter med fem utav åtta nya utbyggnadsborrningar slutförda. Installationen av nya produktionsanläggningar är till stor del genomförd.

Två prospekteringsborrningar är planerade att genomföras i Paris Basin under andra halvåret 2012.

## **Nederländerna**

Gasproduktionen, netto, för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 2,0 Mboepd för rapporteringsperioden. Utbyggnadsborrningar på existerande tillgångar pågår för att optimera utvinning och ett flertal prospekteringsborrningar är planerade under 2012.

## **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 1,2 Mboepd. Produktionen under rapporteringsperioden har påverkats av underhåll av borrningar, vilket förväntas pågå in i andra kvartalet 2012.

#### *Baronang/Cakalang (Natuna Sea)*

Förberedelser pågår inför prospekteringsborrningar på Baronang- och Cakalangfälten (l.a. 100%) 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 2013.

#### *Gurita (Natuna Sea)*

Ett insamlingsprogram för 3D-seismik på mer än 950 km<sup>2</sup> kommer att slutföras under 2012 på Guritablocket.

#### *Rangkas (Java)*

Som ett resultat av tolkning av den insamlade 2D-seismiken som slutfördes på Rangkasblocket (l.a. 51%) under 2010 över 474 km för Rangkasblocket, har beslut tagits under första kvartalet att lämna tillbaka blocket.

### **Malaysia**

Fem prospekterings- och utvärderingsborrningar kommer att genomföras under 2012 efter de fem borrningarna som genomfördes under 2011.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307, offshore den Malaysiska halvön. Ett insamlingsprogram för 3D-seismik på 2 100 km<sup>2</sup> slutfördes under 2011. I januari 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrningen Bertam-2 som bevisade förlängningen och kvaliteten av den oljeförande sandstensreservoaren K10. Bertam är sannolikt ett kommersiellt oljefält och studier pågår för att undersöka potentiella utbyggnadskoncept.

Prospekteringsborrningarna Tarap och Cempulut som genomfördes i block SB303 (l.a. 75%), offshore Sabah, östra Malaysia under 2011 resulterade i en gasfyndighet jämsides den existerande fyndigheten Titik Terang. Samtliga tre fyndigheter är belägna i närheten av varandra och innehåller uppskattade betingade bruttoresurser (enligt den bästa uppskattningen) 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. En prospekteringsborrning kommer också att genomföras i den angränsande SB307/308 med målsättning ytterligare prospekteringspotential i fyndigheten Tiga Papan.

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 2012. Ytterligare två borrningar kommer att genomföras i Peny Basin som är belägen i blocken PM308B och PM307.

## **RYSSLAND**

Nettoproduktionen från Ryssland till Lundin Petroleum för perioden 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**

Nettoproduktionen från Oudnafältet (l.a. 40%) till Lundin Petroleum var 0,4 Mboepd för rapporteringsperioden. Under mars 2012 blev en av röranläggningarna skadad under en storm vilket resulterat i ett driftstopp av fältet. En utvärdering av olika reparationslösningar av röranläggningen genomförs och i händelse av att det bedöms oekonomiskt att reparera kommer produktionen att upphöra.

### **Kongo (Brazzaville)**

Lundin Petroleum har beslutat att återlämna licensandelen i Block Marine XI (l.a. 18,75%). Arbetsprogrammet för Block Marine XIV (l.a. 21,55%) har uppfyllts.

## FINANSIELL ÖVERSIKT

### Resultat

Resultatet för tre månadersperioden som avslutades den 31 mars 2012 (rapporteringsperioden) uppgick till 47,2 MUSD (53,4 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 48,8 MUSD (55,1 MUSD), motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,16 USD (0,18 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 309,2 MUSD (238,4 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 0,99 USD (0,77 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 166,6 MUSD (193,6 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 0,54 USD (0,62 USD).

### Koncernförändringar

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

### Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 359,2 MUSD (289,6 MUSD) och beskrivs i not 1. I förhållande till jämförelseperioden var sålda volymer 11 procent högre och erhållet pris på olja var 12 procent högre vilket medförde 24 procent högre olje- och gasintäkter. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 107,40 USD (95,86 USD) och framgår av nedanstående tabell. Premien över Dated Brent på norsk råolja såld under rapporteringsperioden uppgick i genomsnitt till 4,08 USD per fat. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 118,60 USD (105,43 USD) per fat.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

<b>Försäljning</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD			
<b>Försäljning olja</b>			
<b>Norge</b>			
- Kvantitet i Mboe	2 048,8	1 941,9	7 896,0
- Genomsnittspris per boe	123,06	109,71	115,38
<b>Frankrike</b>			
- Kvantitet i Mboe	279,4	291,3	1 155,5
- Genomsnittspris per boe	119,50	105,43	110,59
<b>Nederländerna</b>			
- Kvantitet i Mboe	0,6	0,5	2,2
- Genomsnittspris per boe	107,07	95,94	103,87
<b>Ryssland</b>			
- Kvantitet i Mboe	265,3	301,1	1 138,4
- Genomsnittspris per boe	77,7	63,4	69,8
<b>Tunisien</b>			
- Kvantitet i Mboe	198,4	-	198,2
- Genomsnittspris per boe	111,77	-	125,12
<b>Summa försäljning olja</b>			
- Kvantitet i Mboe	<b>2 792,5</b>	2 534,8	10 390,3
- Genomsnittspris per boe	<b>117,59</b>	103,71	110,25
<b>Försäljning gas</b>			
<b>Norge</b>			
- Kvantitet i Mboe	268,7	234,5	947,2
- Genomsnittspris per boe	61,18	61,45	61,14
<b>Nederländerna</b>			
- Kvantitet i Mboe	185,3	187,3	722,8
- Genomsnittspris per boe	60,35	54,25	60,61
<b>Indonesien</b>			
- Kvantitet i Mboe	97,8	64,2	387,7
- Genomsnittspris per boe	32,49	32,91	32,42
<b>Summa försäljning gas</b>			
- Kvantitet i Mboe	<b>551,8</b>	486,0	2 057,7
- Genomsnittspris per boe	<b>55,82</b>	54,91	54,50
<b>Summa försäljning</b>			
- Kvantitet i Mboe	<b>3 344,3</b>	3 020,8	12 448,0
- Genomsnittspris per boe	<b>107,40</b>	95,86	101,04



Sålda volymer kan avvika från antalet producerade fat 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 dels av royaltybetalningar som gjorts i sak eller av produktionsdelningskontrakt.

För olja som produceras i Tunisien sker avlastning endast när Ikdam FPSO:n är nästan full. En lastning från Oudna gjordes i januari 2012.

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 39 procent (33 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 116,30 USD per fat (100,91 USD per fat) och återstående 61 procent (67 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 53,21 USD per fat (44,75 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 3,0 MUSD (2,2 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderar 1,6 MUSD (1,3 MUSD) av intäkter hänförliga till en kompensation avseende justering för kvalitetskillnader 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 54,3 MUSD (39,5 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnader och avskrivningar per fat oljeekvivalenter som producerats framgår av nedanstående tabell.

<b>Produktionskostnader och avskrivningar</b> i USD per boe	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012</b> 3 månader	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Utvinningskostnader	7,98	7,70	8,43
Tariff- och transportkostnader	2,17	1,98	1,88
Royalty och direkta skatter	3,97	3,86	4,31
Förändringar i lager/över- underuttag	2,94	-0,62	1,08
Övrigt	0,17	0,19	0,18
<b>Totala produktionskostnader</b>	<b>17,23</b>	13,11	15,88
Avskrivningar	<b>13,13</b>	13,48	13,59
<b>Total kostnad per boe</b>	<b>30,36</b>	26,59	29,47

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 25,2 MUSD, och till 23,2 MUSD för jämförelseperioden. Kostnaden för den aktuella rapporteringsperioden är sex procent lägre än förväntningarna som meddelades för det första kvartalet på Kapitalmarknadsdagen, vilket främst beror på en senareläggning av aktiviteter till senare under året.

Utvinningskostnaden för det första kvartalet 2012 uppgick till 7,98 MUSD per fat, vilket på grund av senareläggningen av kostnader och högre produktionsvolymer är nio procent lägre än vad som på Kapitalmarknadsdagen meddelades vara förväntningarna om 8,75 USD per fat för det första kvartalet. Utvinningskostnaden per fat förväntas öka under återstoden av året och resultera i en genomsnittlig nivå för 2012 som ligger i linje med förväntningarna från Kapitalmarknadsdagen om 9,35 USD per fat. Ökningen av årets förväntningar beror främst på att Gaupefältet, Norge har inkluderats och planerat underhållsarbete för borrhningen på Alvheim- och Volundfälten, Norge.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 6,8 MUSD i förhållande till 6,0 MUSD för jämförelseperioden. Kostnader om 0,8 MUSD (- MUSD) ingår i rapporteringsperioden, vilka är hänförliga till reservering av kapacitet i infrastruktursystem för gas för Gaupefältet, från en tredjepart.

I royalty och direkta skatter ingår rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Resource Extraction Tax, MRET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MRET varierar i förhållande till världsmarknadspriset på Urals Blend och den ryska rubelns växelkurs och baseras på den ryska produktionsvolymen. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 23,05 USD (20,28 USD) per fat för den ryska produktionen. Exportskattesatsen på rysk olja justeras av den ryska staten varje månad och är beroende av det pris som erhålls för Urals Blend den föregående månaden. Exportskatten baseras på volym exporterad olja från Ryssland och genomsnittet uppgick till 56,28 USD (47,04 USD) per fat för rapporteringsperioden. Royalty och direkta skatter har ökat i förhållande till föregående år, vilket är en följd av prisökningen på råolja som påverkar kostnaden för MRET och exportskatt.

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

överuttag är ett resultat av tidsskillnader, vilka har kostnadsförts till ett belopp av 9,3 MUSD (-1,9 MUSD) under rapporteringsperioden. Den främsta orsaken till kostnaden för rapporteringsperioden beror på lastningen av kolvätelagret från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilken gjordes i januari och medförde en produktionskostnad, netto om 11,4 MUSD i det första kvartalet. Ingen lastning gjordes för Oudnafältet under jämförelseperioden.

#### **Avskrivningar**

Avskrivningar uppgick till 41,4 MUSD (40,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till ungefär 80 procent av de totala avskrivningarna för perioden, motsvarande en kostnad per fat om 14,30 USD.

#### **Prospekteringskostnader**

Prospekteringskostnaderna uppgick till 8,8 MUSD (10,0 MUSD) och beskrivs i not 4. Till följd av beslutet att återlämna Rangkasblocket, Indonesien har aktiverade utgifter om 6,8 MUSD, hänförliga till blocket kostnadsförts under kvartalet. Övriga kostnader under rapporteringsperioden är främst hänförliga till pågående kostnader på Kongo (Brazzaville) blocken och till återlämnandet av en prospekteringslicens i Norge.

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 (14,6 MUSD), av vilka -8,2 MUSD (6,3 MUSD) utgör ej kassaflödespåverkande kostnader som är hänförliga 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. Värdet av LTIP tilldelningen, baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen fördelas över den intjänade delen av samtliga utestående LTIP. Krediteringen i resultaträkningen inkluderar omvärderingen av avsättningen, vilken är hänförlig till tidigare rapporteringsperioder.

Lundin Petroleum har kompenserat exponeringen avseende LTIP genom att förvärva 6 882 638 av sina egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

#### **Finansiella intäkter**

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 0,6 MUSD (17,2 MUSD) och beskrivs i not 6.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 0,6 MUSD (1,3 MUSD). Ränteintäkter för rapporteringsperioden innehåller ett belopp om 0,9 MUSD hänförligt till ett lån till förmån för Etrion Corporation. Lånet till Etrion återbetalades under det andra kvartalet 2011.

Ett belopp om 15,6 MUSD hänförliga till försäljningen av aktier i Africa Oil Corporation ingår i finansiella intäkter för jämförelseperioden.

#### **Finansiella kostnader**

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 27,3 MUSD (14,0 MUSD) och beskrivs i not 7.

Valutakursförluster för rapporteringsperioden uppgick till 4,1 MUSD (8,5 MUSD). US dollarn försvagades gentemot Euron och den norska kronan under rapporteringsperioden, vilket medförde valutakursförluster på de koncerninterna lånemellanhavanden och på saldon som utgör rörelsekapital.

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. 1,2 MUSD (1,1 MUSD) har redovisats i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 1,3 MUSD (0,6 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av den aktuella kreditfaciliteten över facilitetens utnyttjandeperiod. Eftersom Lundin Petroleum befinner sig i en process för att ordna en ny kreditfacilitet under 2012, har det kostnadsförda beloppet ökat under rapporteringsperioden.

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 de hade återlämnat de licensandelar i de produktionsdelningskontrakt för vilka de är operatör och därmed har nedgången i det verkliga värdet av aktierna i ShaMaran Petroleum som innehas av Lundin Petroleum bedömts vara permanent. Den ackumulerade förlusten om 18,6 MUSD som redovisats i övrigt totalresultat har omklassificerats från eget kapital och har kostnadsförts i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

## Skatt

Skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 184,2 MUSD (136,9 MUSD) och beskrivs i not 8.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 141,3 MUSD (58,7 MUSD) av vilken 132,0 MUSD (49,0 MUSD) är hänförlig till Norge. Ökningen av den aktuella skattekostnaden i Norge i förhållande till jämförelseperioden beror till största delen på högre intäkter genererade i Norge under rapporteringsperioden samt utnyttjande av skattemässiga underskott under jämförelseperioden, vilka intjänats på utbyggnadsutgifter som skjutits upp och kompenserat den 50-procentiga skattesatsen offshore. Den aktuella skattekostnaden i Norge för rapporteringsperioden beräknas genom att använda det faktiska, uppnådda resultatet och utbyggnads- och prospekteringsutgifter som uppkommit. Den låga nivån på utbyggnads- och prospekteringsutgifter under rapporteringsperioden jämfört med vad som förväntas för återstoden av året har resulterat i en hög faktisk skattesats för rapporteringsperioden jämfört med förväntningarna för helåret.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 42,9 MUSD (78,2 MUSD) och uppkommer främst då det finns en skillnad mellan redovisningsmässiga och skattemässiga avskrivningar. 40,1 MUSD (74,9 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 80 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 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. Den operativa skattesatsen justerad för Rangkas prospekteringskostnader uppgick till 71 procent för rapporteringsperioden.

### Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -1,6 MUSD (-1,7 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 2 505,5 MUSD (2 329,3 MUSD) och finns beskrivna i not 9.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

<b>Utbyggnadsutgifter</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Belopp i MUSD			
Norge	46,9	29,5	186,8
Frankrike	10,6	2,8	30,9
Nederländerna	1,6	0,4	4,1
Indonesien	0,1	2,7	6,4
Ryssland	1,2	1,3	4,2
	<b>60,4</b>	<b>36,7</b>	<b>232,4</b>

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 46,9 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Brynhild- och Gaupefältens utbyggnad i Norge. 29,5 MUSD har förbrukats under jämförelseperioden på utbyggnaden av Gaupe- och Alvheimfälten. 10,6 MUSD redovisats i Frankrike under rapporteringsperioden på Grandvillefältets utbyggnad.

<b>Prospekteringsutgifter</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Belopp i MUSD			
Norge	47,3	59,8	288,6
Frankrike	0,4	0,3	1,7
Indonesien	1,2	2,9	16,4
Ryssland	1,5	2,0	10,0
Malaysia	3,5	4,4	98,7
Kongo (Brazzaville)	1,2	1,5	19,0
Övriga	0,1	0,8	3,1
	<b>55,2</b>	<b>71,7</b>	<b>437,5</b>

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 47,3 MUSD, redovisats i Norge, avseende huvudsakligen utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet. Under jämförelseperioden redovisades 59,8 MUSD i Norge avseende tre prospekteringsborrningar.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 16,6 MUSD (16,1 MUSD) och avser kontorsutrustning och fast egendom.

Finansiella tillgångar uppgick till 38,4 MUSD (46,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Övriga aktier och andelar uppgick till 13,2 MUSD (17,8 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde. Övriga finansiella tillgångar uppgick till 11,3 MUSD (11,0 MUSD) och innehåller Etrion Corporation obligationer om 9,9 MUSD (9,6 MUSD), vilka innehålls av Lundin Petroleum. Uppskjutna skattefordringar uppgick till 12,5 MUSD (15,3 MUSD) och avser huvudsakligen skattemässiga underskott i Nederländerna.

#### **Omsättningstillgångar**

Fordringar och lager uppgick till 235,9 MUSD (224,4 MUSD) och beskrivs i not 11.

Kundfordringar uppgick till 161,3 MUSD (145,0 MUSD). Ett högre pris på olja har medfört högre värde på kundfordringarna per den 31 mars 2012.

Övriga tillgångar uppgick till 30,2 MUSD (21,2 MUSD) och innehöll ett belopp om 22,1 MUSD (11,2 MUSD) avseende innehav av en andel i PL148 Brynhild, Norge under villkoren i ett försäljningsavtal med Talisman Energy, säljaren av innehavet. Beloppet kommer att föras över till olje- och gastillgångar när transaktionen är fullföljd.

Likvida medel uppgick till 137,6 MUSD (73,6 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

#### **Långfristiga skulder**

Den långfristiga delen av avsättningar uppgick till 1 083,3 MUSD (988,0 MUSD) och framgår av not 12.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 145,3 MUSD (119,3 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på en förändring diskonteringsfaktorn som använts för att beräkna det diskonterade värdet av återställningsåtagandena samt inkluderandet av återställningsåtagandet hänförligt till Gaupefältets utläggning av pipelines under rapporteringsperioden.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 878,2 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 51,8 MUSD (58,1 MUSD).

Övriga långfristiga avsättningar uppgick till 6,4 MUSD (5,6 MUSD) och innehåller en avsättning för avgångsvederlag i Tunisien.

Långfristiga räntebärande skulder uppgick till 227,0 MUSD (207,0 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens 850 MUSD revolverande "borrowing base" facilitet.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 21,3 MUSD (21,8 MUSD) och utgör främst förskottsfinansiering gjord av en enhet utan bestämmande inflytande till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

#### **Kortfristiga skulder**

Övriga kortfristiga skulder uppgick till 410,6 MUSD (390,6 MUSD) och beskrivs i not 13.

Skatteskulder uppgick till 307,6 MUSD (240,1 MUSD), av vilka 290,6 MUSD (223,0 MUSD) är hänförliga till Norge.

Skulder gentemot joint venture partners uppgick till 68,9 MUSD (88,4 MUSD) och är hänförliga till pågående verksamhetsrelaterade kostnader.

Övriga skulder uppgick till 5,3 MUSD (21,5 MUSD). Per den 31 december 2011 innehöll övriga skulder ett belopp om 10,9 MUSD (- MUSD), 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.

Den kortfristiga delen av avsättningen till Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 12,1 MUSD (12,2 MUSD)

#### **MODERBOLAGET**

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 6,5 MSEK (-45,1 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingår administrationskostnader om -5,9 MSEK (44,9 MSEK) och räntekostnader om 8,6 MSEK (5,3 MSEK). Krediteringen av administrationskostnaderna under rapporteringsperioden är ett resultat av minskningen i avsättningen för koncernens LTIP. Jämförelseperioden innehåller finansiella intäkter om 1,6 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 erhöll 0,1 MUSD (0,1 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster och - MUSD (0,2 MUSD) i ersättning för stöd för vissa finansiella åtaganden.

Koncernen betalade 0,2 MUSD (0,1 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

#### **LIKVIDITET**

Lundin Petroleum har en säkrad kreditfacilitet på 850 MUSD, med en sjuårig förfallodag, vilken infaller under 2014, av vilka 227,0 MUSD har utnyttjats per den 31 mars 2012. Krediten om 850 MUSD är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genererats av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten beräknas på nytt 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 och överstiger för närvarande facilitetens storlek. Faciliteten har nått ett läge när tillgängligheten minskar var sjätte månad. Maximalt belopp som kan utnyttjas under faciliteten har reducerats till 630 MUSD och kommer att fortsätta minska till facilitetens förfallodag. Lundin Petroleum befinner sig i en process av att lägga upp en ny kreditfacilitet för att möta finansieringskraven för sina framtida utbyggnadsprojekt.

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. BNP Paribas har, för Lundin Malaysia BV:s räkning, gett ut bankgarantier avseende arbetsåtaganden hänförliga till dessa PSC:s uppgående till 87,8 MUSD. Utöver detta har BNP Paribas gett ut bankgarantier avseende arbetsåtaganden i Indonesien uppgående till 2,4 MUSD.

#### **HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG**

Det har inte inträffat några väsentliga händelser efter de första tre månaderna 2012, som förväntas ha någon väsentlig påverkan på denna delårsrapport.

#### **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 2012 innehöll Lundin Petroleum 6 882 638 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 ger en kontantutbetalning. LTIP betalas ut under en treårsperiod, varmed den initiala tilldelningen kommer att intjänas i tre trancher: en tredjedel efter ett år, en tredjedel efter två år och den slutliga tredjedelen efter tre år. Den kontanta utbetalningen är beroende av att innehavaren av units är anställd 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.

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

Antalet utställda units som ingår i 2009, 2010 och 2011 års LTIP program per den 31 mars 2012 var 209 440 respektive 450 041 och 401 000.

### Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleum's aktieägare införandet av 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. Inlösendet 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. Inlösenddatum 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 har inte rätt att erhålla nya tilldelningar i enlighet med unit bonus programmet så länge de syntetiska optionerna är utestående.

Lundin Petroleum äger 6 882 638 av sina egna aktier anskaffade till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie, vilket kompenserar exponeringen för LTIP. Lundin Petroleum's aktiekurs uppgick per den 31 mars 2012 till 141,8 SEK. Avsättning för LTIP uppgick till 63,9 MUSD per den 31 mars 2012 och marknadsvärdet på aktierna per den 31 mars 2012 var 146,1 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 bolaget. Med denna modell hanterar bolaget aktivt risker som en integrerad och ständigt återkommande del av bolagets beslutsprocesser och säkerställer 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 Petroleum's strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleum's årsredovisning 2011.

### VALUTAKURSER

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

	31 mar 2012		31 mar 2011		31 dec 2011	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,7867	5,6933	5,7233	5,5135	5,5998	5,9927
1 USD motsvarar Euro	0,7628	0,7487	0,7316	0,7039	0,7185	0,7729
1 USD motsvarar Rubel	30,1660	29,4212	29,2647	28,3557	29,3738	32,2784
1 USD motsvarar SEK	6,7524	6,6229	6,4833	6,2877	6,4867	6,8877

## KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
<b>Rörelsens intäkter</b>				
Försäljning av olja och gas	1	359 178	289 572	1 257 691
Övriga rörelseintäkter		3 042	2 186	11 824
		<b>362 220</b>	291 758	1 269 515
<b>Rörelsens kostnader</b>				
Produktionskostnader	2	-54 348	-39 461	-193 104
Avskrivningar	3	-41 408	-40 619	-165 138
Prospekteringskostnader	4	-8 838	-10 010	-140 027
		<b>257 626</b>	201 668	771 246
<b>Bruttoresultat</b>				
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		505	-14 577	-67 022
<b>Rörelseresultat</b>	5	<b>258 131</b>	187 091	704 224
<b>Resultat från finansiella investeringar</b>				
Finansiella intäkter	6	553	17 253	46 455
Finansiella kostnader	7	-27 332	-14 054	-21 022
		<b>-26 779</b>	3 199	25 433
<b>Resultat före skatt</b>		<b>231 352</b>	190 290	729 657
Inkomstskatt	8	-184 161	-136 855	-574 413
<b>Periodens resultat</b>		<b>47 191</b>	53 435	155 244
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:				
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		48 762	55 129	160 137
		-1 571	-1 694	-4 893
<b>Periodens resultat</b>		<b>47 191</b>	53 435	155 244
Resultat per aktie – USD <sup>1</sup>		0,16	0,18	0,51
Resultat per aktie efter full utspädning – USD <sup>1</sup>		0,16	0,18	0,51

<sup>1</sup> Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

## KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i TUSD	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>47 191</b>	53 435	155 244
<b>Övrigt totalresultat</b>			
Valutaomräkningsdifferens	52 745	54 568	-37 525
Kassaflödessäkring	170	1 936	6 971
Investeringar som kan säljas	9 363	-20 455	-50 210
Skatt på totalresultat	-43	-484	-1 743
Övrigt totalresultat efter skatt	62 235	35 565	-82 507
<b>Totalresultat</b>	<b>109 426</b>	89 000	72 737
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	106 559	86 837	80 466
Innehav utan bestämmande inflytande	2 867	2 163	-7 729
	<b>109 426</b>	89 000	72 737



## KONCERNENS BALANSRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	31 mars 2012	31 december 2011
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	9	2 505 488	2 329 270
Övriga materiella anläggningstillgångar		16 598	16 084
Finansiella tillgångar	10	38 369	46 586
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>2 560 455</b>	2 391 940
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Fordringar och lager	11	235 864	224 407
Likvida medel		137 610	73 597
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>373 474</b>	298 004
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>2 933 929</b>	2 689 944
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 107 441	1 000 882
Innehav utan bestämmande inflytande		72 291	69 424
<b>Totalt eget kapital</b>		<b>1 179 732</b>	1 070 306
<b>Långfristiga skulder</b>			
Avsättningar	12	1 083 264	987 993
Banklån		227 000	207 000
Övriga långfristiga skulder		21 303	21 830
<b>Summa långfristiga skulder</b>		<b>1 331 567</b>	1 216 823
<b>Kortfristiga skulder</b>			
Övriga kortfristiga skulder	13	410 577	390 600
Avsättningar	12	12 053	12 215
<b>Summa kortfristiga skulder</b>		<b>422 630</b>	402 815
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>2 933 929</b>	2 689 944
Ställda säkerheter		546 159	519 624
Ansvarförbindelser		-	-

## KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

Belopp i TUSD	Not	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>				
Periodens resultat		47 191	53 435	155 244
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	14	251 845	194 067	915 174
Erhållen ränta		121	630	1 457
Betald ränta		-1 531	-1 485	-1 597
Betald skatt		-86 753	-17 975	-183 870
Förändringar i rörelsekapital		-47 108	-26 885	10 528
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>		<b>163 765</b>	201 787	896 936
<b>Kassaflöde från investeringar</b>				
Försäljning av övriga aktier och andelar		-	28 585	53 938
Förändring i övriga finansiella anläggningstillgångar		-	-	1 908
Övriga betalningar		-351	-557	-1 168
Investering i olje- och gastillgångar		-115 626	-108 320	-670 032
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-994	-1 307	-3 786
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>		<b>-116 971</b>	-81 599	-619 140
<b>Kassaflöde från finansiering</b>				
Förändring av långfristiga fordringar		19 471	-139 821	-252 238
Utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-	-	-212
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>		<b>19 471</b>	-139 821	-252 450
Förändring av likvida medel		66 265	-19 633	25 346
Likvida medel vid periodens början		73 597	48 703	48 703
Valutakursdifferenser i likvida medel		-2 252	-2 506	-452
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>		<b>137 610</b>	26 564	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
<b>Balans per den 1 januari 2011</b>	<b>463</b>	<b>417 430</b>	<b>-9 352</b>	<b>511 875</b>	<b>77 365</b>	<b>997 781</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	511 875	-511 875	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>31 708</b>	<b>-</b>	<b>55 129</b>	<b>2 163</b>	<b>89 000</b>
<b>Balans per den 31 mars 2011</b>	<b>463</b>	<b>449 138</b>	<b>502 523</b>	<b>55 129</b>	<b>79 528</b>	<b>1 086 781</b>
<b>Totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-111 379</b>	<b>-</b>	<b>105 008</b>	<b>-9 892</b>	<b>-16 263</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Utdelning	-	-	-	-	-212	-212
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-212</b>	<b>-212</b>
<b>Balans per den 31 december 2011</b>	<b>463</b>	<b>337 759</b>	<b>502 523</b>	<b>160 137</b>	<b>69 424</b>	<b>1 070 306</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	160 137	-160 137	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>57 797</b>	<b>-</b>	<b>48 762</b>	<b>2 867</b>	<b>109 426</b>
<b>Balans per den 31 mars 2012</b>	<b>463</b>	<b>395 556</b>	<b>662 660</b>	<b>48 762</b>	<b>72 291</b>	<b>1 179 732</b>

## KONCERNENS NOTER

<b>Not 1. Försäljning av olja och gas,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
Försäljning av:			
Olja			
Norge	252 125	213 046	911 072
Frankrike	33 392	30 714	127 789
Nederländerna	64	51	231
Ryssland	20 625	19 080	79 515
Tunisien	22 171	-	24 795
	<b>328 377</b>	262 891	1 143 402
Kondensat			
Nederländerna	<b>391</b>	250	1 314
Gas			
Norge	16 439	14 410	57 909
Nederländerna	10 793	9 909	42 496
Indonesien	3 178	2 112	12 570
	<b>30 410</b>	26 431	112 975
	<b>359 178</b>	289 572	1 257 691

<b>Not 2. Produktionskostnader,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
Utvinningskostnader	25 175	23 192	102 476
Tariff- och transportkostnader	6 846	5 966	22 863
Direkta produktionsskatter	12 518	11 623	52 390
Förändring i lager/över- och under uttag	9 269	-1 881	13 129
Övriga	540	561	2 246
	<b>54 348</b>	39 461	193 104

<b>Not 3. Avskrivningar,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
Norge	33 001	32 134	130 011
Frankrike	3 013	2 982	12 174
Nederländerna	2 787	3 249	11 939
Indonesien	1 467	1 035	6 250
Ryssland	1 140	1 219	4 764
	<b>41 408</b>	40 619	165 138

<b>Not 4. Prospekteringskostnader,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
Norge	566	9 209	74 060
Malaysia	75	-	11 015
Kongo (Brazzaville)	1 197	-	51 263
Indonesien	6 845	93	967
Övriga	155	708	2 722
	<b>8 838</b>	10 010	140 027

<b>Not 5. Rörelseresultat,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
<b>Rörelseresultat</b>			
Norge	227 454	172 929	703 711
Frankrike	22 010	21 544	85 334
Nederländerna	5 639	4 401	18 868
Indonesien	-6 652	-25	168
Ryssland	3 421	2 847	7 715
Tunisien	6 044	-132	13 476
Malaysia	-484	-243	-11 010
Kongo (Brazzaville)	-1 197	-	-51 273
Övriga	1 896	-14 230	-62 765
	<b>258 131</b>	<b>187 091</b>	<b>704 224</b>

<b>Not 6. Finansiella intäkter,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
Ränteintäkter	553	1 342	4 138
Valutakursvinster, netto	-	-	8 945
Försäkringsintäkter	-	-	1 734
Garanti-intäkter	-	250	998
Vinst vid försäljning av aktier	-	15 633	29 974
Övriga	-	28	666
	<b>553</b>	<b>17 253</b>	<b>46 455</b>

<b>Not 7. Finansiella kostnader,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
Räntekostnader	1 361	1 591	5 390
Valutakursförluster, netto	4 069	8 518	-
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	200	1 695	6 995
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	1 216	1 102	4 494
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	1 254	600	2 181
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	-	-
Övriga	601	548	1 962
	<b>27 332</b>	<b>14 054</b>	<b>21 022</b>

<b>Not 8. Inkomstskatter,</b>	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
TUSD			
Aktuell skatt	141 300	58 665	400 210
Uppskjuten skatt	42 861	78 190	174 203
	<b>184 161</b>	<b>136 855</b>	<b>574 413</b>

<b>Not 9. Olje- och gastillgångar,</b>	<b>31 mar 2012</b>	31 dec 2011
TUSD		
Norge	1 413 703	1 269 746
Frankrike	188 369	172 467
Nederländerna	46 141	43 739
Indonesien	86 572	93 610
Ryssland	632 690	615 015
Malaysia	133 168	129 830
Övriga	4 845	4 863
	<b>2 505 488</b>	<b>2 329 270</b>

<b>Not 10. Finansiella tillgångar,</b> TUSD	<b>31 mar 2012</b>	31 dec 2011
Övriga aktier och andelar	13 201	17 775
Aktiverade finansieringsavgifter	1 325	2 506
Uppskjutna skattefordringar	12 517	15 345
Övriga	11 326	10 960
	<b>38 369</b>	46 586

<b>Not 11. Fordringar och lager,</b> TUSD	<b>31 mar 2012</b>	31 dec 2011
Lager	20 094	31 589
Kundfordringar	161 306	144 954
Underutttag	1 078	1 851
Fordringar på Joint venture partners	17 340	20 252
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	5 892	4 522
Övriga	30 154	21 239
	<b>235 864</b>	224 407

<b>Not 12. Avsättningar,</b> TUSD	<b>31 mar 2012</b>	31 dec 2011
<b>Långfristiga:</b>		
Återställningskostnader	145 321	119 341
Uppskjuten skatteskuld	878 219	803 493
Långfristiga incitamentsprogram	51 814	58 079
Pension	1 483	1 460
Övriga	6 427	5 620
	<b>1 083 264</b>	987 993
<b>Kortfristiga:</b>		
Långfristiga incitamentsprogram	12 053	12 215
	<b>12 053</b>	12 215
	<b>1 095 317</b>	1 000 208

<b>Not 13. Övriga kortfristiga skulder,</b> TUSD	<b>31 mar 2012</b>	31 dec 2011
Leverantörsskulder	7 903	16 546
Överutttag	4 845	7 670
Skatteskulder	307 627	240 052
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	16 049	16 227
Skuld gentemot Joint venture partners	68 864	88 417
Derivatinstrument	-	168
Övriga	5 289	21 520
	<b>410 577</b>	390 600

<b>Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster</b> TUSD	<b>1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader</b>	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
Prospekteringskostnader	8 838	10 010	140 027
Avskrivningar och nedskrivningar	42 182	41 304	167 812
Aktuell skatt	141 300	58 665	400 210
Uppskjuten skatt	42 861	78 191	174 203
Vinst från försäljning av aktier	-	-15 632	-29 974
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	-	-
Långfristiga incitamentsprogram	-10 039	10 832	63 443
Övriga	8 072	10 697	-547
	<b>251 845</b>	194 067	915 174

## MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
<b>Rörelsens intäkter</b>			
Övriga rörelseintäkter	9 322	3 822	42 644
<b>Bruttoresultat</b>	<b>9 322</b>	3 822	42 644
Administrationskostnader	5 910	-44 883	-206 108
<b>Rörelseresultat</b>	<b>15 232</b>	-41 061	-163 464
<b>Resultat från finansiella poster</b>			
Finansiella intäkter	11	1 626	6 560
Finansiella kostnader	-8 742	-5 709	-25 495
	<b>-8 731</b>	-4 083	-18 935
<b>Resultat före skatt</b>	<b>6 501</b>	-45 144	-182 399
Skatt	-	-	-
<b>Periodens resultat</b>	<b>6 501</b>	-45 144	-182 399

## MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	6 501	-45 144	-182 399
Övrigt totalresultat	-	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>6 501</b>	-45 144	-182 399
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	6 501	-45 144	-182 399
	<b>6 501</b>	-45 144	-182 399

## MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	31 mars 2012	31 december 2011
<b>TILLGÅNGAR</b>		
<b>Anläggningstillgångar</b>		
Finansiella tillgångar	7 871 947	7 871 947
<b>Summa anläggningstillgångar</b>	<b>7 871 947</b>	7 871 947
<b>Omsättningstillgångar</b>		
Fordringar	9 937	8 954
Likvida medel	594	3 849
<b>Summa omsättningstillgångar</b>	<b>10 531</b>	12 803
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>	<b>7 882 478</b>	7 884 750
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 176 478	7 169 977
<b>Långfristiga skulder</b>		
Avsättningar	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag	666 379	673 988
<b>Summa långfristiga skulder</b>	<b>702 782</b>	710 391
<b>Kortfristiga skulder</b>		
Kortfristiga skulder	3 218	4 382
<b>Summa kortfristiga skulder</b>	<b>3 218</b>	4 382
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>	<b>7 882 478</b>	7 884 750
Ställda panter	3 617 160	3 579 013
Ansvarsförbindelser	-	-



## MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>			
Periodens resultat	6 501	-45 144	-182 399
Ej kassaflödespåverkande poster	78	422	207 811
Förändringar i rörelsekapital	-2 214	-2 909	-12 492
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>4 365</b>	-47 631	12 920
<b>Kassaflöde från investeringar</b>	-	-	-
<b>Kassaflöde från finansiering</b>			
Förändring av långfristiga skulder	-7 609	41 602	-15 702
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>-7 609</b>	41 602	-15 702
<b>Förändring av likvida medel</b>	-3 244	-6 029	-2 782
<b>Likvida medel vid periodens början</b>	3 849	6 735	6 735
Valutakursförändring i likvida medel	-11	-127	-104
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>594</b>	579	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	
<b>Balans per den 1 januari 2011</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 551 805</b>	-	<b>3 936 086</b>	<b>7 352 376</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	3 936 086	-3 936 086	-
<b>Totalresultat</b>	-	-	-	-	<b>-45 144</b>	<b>-45 144</b>
<b>Balans per den 31 mars 2011</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 551 805</b>	<b>3 936 086</b>	<b>-45 144</b>	<b>7 307 232</b>
<b>Totalresultat</b>	-	-	-	-	<b>-137 255</b>	<b>-137 255</b>
<b>Balans per den 31 december 2011</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 551 805</b>	<b>3 936 086</b>	<b>-182 399</b>	<b>7 169 977</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-182 399	182 399	-
<b>Totalresultat</b>	-	-	-	-	<b>6 501</b>	<b>6 501</b>
<b>Balans per den 31 mars 2012</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 551 805</b>	<b>3 753 687</b>	<b>6 501</b>	<b>7 176 478</b>

## FINANSIELLA NYCKELTAL

	1 jan 2012- 31 mar 2012 3 månader	1 jan 2011- 31 mar 2011 3 månader	1 jan 2011- 31 dec 2011 12 månader
<b>Finansiell data (TUSD)</b>			
Rörelseresultat	362 220	291 758	1 269 515
EBITDA	309 151	238 404	1 012 063
Periodens resultat	47 191	53 435	155 244
Operativt kassaflöde	166 573	193 632	676 201
<b>Nyckeltal, aktie (USD)</b>			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,56	3,24	3,22
Operativt kassaflöde per aktie	0,54	0,62	2,17
Kassaflöde från verksamheten per aktie	0,53	0,65	2,88
Resultat per aktie	0,16	0,18	0,51
Resultat per aktie efter full utspädning	0,16	0,18	0,51
EBITDA per aktie efter full utspädning	0,99	0,77	3,25
Utdelning per aktie	-	-	-
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	311 027 942	311 027 942	311 027 942
<b>Börskurs</b>			
Börskurs vid periodens slut (SEK)	141,80	90,55	169,20
Börskurs vid periodens slut (CDN)	21,55	13,85	24,54
<b>Nyckeltal, (%)</b>			
Räntabilitet på eget kapital	4	5	15
Räntabilitet på sysselsatt kapital	17	14	53
Netto skuldsättningsgrad	10	22	15
Soliditet	40	43	40
Andel riskbärande kapital	70	72	69
Räntetäckningsgrad	15 227	6 151	5 919
Operativt kassaflöde/räntekostnader	10 665	5 893	5 460
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.

Stockholm den 9 maj 2012

C. Ashley Heppenstall  
Koncernchef och VD

## Finansiell information

### Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Sexmånadersperioden (januari-juni 2012) kommer att publiceras den 1 augusti 2012.
- Niomånadersperioden (januari-september 2012) kommer att publiceras den 31 oktober 2012.
- Bokslutsrapporten (januari-december 2012) kommer att publiceras den 6 februari 2013

Årsstämman kommer att hållas den 10 maj 2012 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 resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhustrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimater, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer

beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

#### **Reserver och resurser**

Om inte annat anges är Lundin Petroleum's reserv- och resursestimat per den 31 december 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 häri redovisade reservestimater "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.