

# 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 3 augusti 2011

## DELÅRSRAPPORT FÖR SEXMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 JUNI 2011

### HÖJDPUNKTER

#### Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2011

- Produktion om 32 300 boepd – upp med 13% från de första sex månaderna 2010
- Resultat efter skatt för perioden om 130,3 MUSD – upp med 526% från de första sex månaderna 2010
- EBITDA om 505,3 MUSD - upp med 96% från de första sex månaderna 2010
- Operativt kassaflöde om 390,3 MUSD - upp med 52% från de första sex månaderna 2010
- Nettoskulden reducerades till under 120 MUSD – ner från 410 MUSD vid slutet av 2010
- Fem fyndigheter – fyra i Norge och en i Malaysia
- Tio norska licenser erhållna i 2010 års norska licensrunda, sex som operatör
- Tilldelades licens i Barents hav i den 21a norska licensrundan som operatör
- Tilldelades Guritablock i Natuna Sea, offshore Indonesien som operatör

#### Andra kvartalet som avslutades 30 juni 2011

- Produktion om 31 100 boepd
- Resultat efter skatt för perioden om 76,9 MUSD
- EBITDA om 266,9 MUSD
- Operativt kassaflöde om 196,7 MUSD
- Tre fyndigheter – Skalle- och Earb Southfyndigheterna i Norge och Tarap fyndigheten i Malaysia
- Utvärderingsborrning bekräftar förlängning av Avaldsnesfyndigheten
- Tilldelades nytt block PM307 i Malaysia som operatör
- Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet (tidigare kallat Nemo) inlämnad

	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	32,3	31,1	28,6	30,2	30,5
Rörelsens intäkter i MUSD	619,0	327,2	356,2	189,7	798,6
Periodens resultat i MUSD	130,3	76,9	20,8	7,2	129,5
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	133,1	78,0	25,9	10,0	142,9
Vinst/aktie i USD <sup>1</sup>	0,43	0,25	0,08	0,02	0,46
Vinst/aktie efter full utspädning i USD <sup>1</sup>	0,43	0,25	0,08	0,02	0,46
EBITDA i MUSD	505,3	266,9	258,4	138,8	603,5
Operativt kassaflöde i MUSD	390,3	196,7	256,3	135,8	573,4

Beloppen i ovanstående tabell baseras på kvarvarande verksamhet.

<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 187 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.*

## Kära aktieägare,

Lundin Petroleum uppnådde utmärkta resultat för andra kvartalet med ökad lönsamhet och kassaflöde. Vad som också är mycket glädjande är den fortsatta prospekteringsframgången. Jag har alltid sagt att det viktigaste för vårt bolag är att skapa värde, vilket uppnås genom att öka våra olje- och gasresurser och att det bästa sättet är genom prospektering. Norge fortsätter att leverera med en tredje fyndighet i år från vår första borrhning i Barents Hav och jag är särskilt nöjd över att vår första prospekteringsborrhning i Malaysia resulterade i en fyndighet. Jag hoppas att vi är på väg att skapa ett nytt kärnområde för utbyggnad och produktion i Sydostasien för vårt bolag.

### Finansiellt resultat

Lundin Petroleum genererade ett resultat för de första sex månaderna på 130,3 MUSD. Den höga produktionen tillsammans med ett uppnått oljepris på väl över 100 USD per fat har resulterat i operativt kassaflöde om 390,3 MUSD och EBITDA om 505,3 MUSD. Trots de omfattande investeringarna i prospekterings- och utbyggnadsprojekt har nettoskulden under första halvåret reducerats från 410 MUSD till under 120 MUSD.

### Produktion

Under det första halvåret var den genomsnittliga produktionen 32 300 fat oljeekvivalenter per dag (boepd) vilket låg i den övre delen av vårt förväntade intervall. Detta resultat uppnåddes även med det icke planerade driftsstoppet i 13 dagar av Alvheim och Volunds produktion under det andra kvartalet som gjordes för att utföra förebyggande underhåll på Alvheim FPSO. Volund har producerat väsentligt över förväntningarna under perioden. Vi förväntar oss att ytterligare två utbyggnadsborrhningar på Alvheim sätts i produktion under det andra halvåret såväl som Gaupes produktionsstart, offshore Norge. Den höga produktionen har resulterat i att vi reviderar vår produktionsprognos för 2011 uppåt från 28 – 33 000 boepd till 31 – 34 000 boepd.

### Utbyggnad

Vi förväntar oss fortfarande att öka vår produktion de kommande fem åren från olika norska utbyggnadsprojekt, till över 60 000 boepd.

Våra olika utbyggnadsprojekt fortskrider positivt. Utbyggnaden av Gaupefältet förväntas fortfarande att starta produktionen i år och adderar 5 000 boepd i platåproduktion, netto, till Lundin Petroleum. Den 1 augusti lämnade vi in utbyggnadsplanen för Brynhildfältet (tidigare kallat Nemo) till det norska olje- och energidepartementet för godkännande. Brynhildfältet kommer att byggas ut som en återkoppling på havsbotten till Shells Piercefält i Storbritannien och planerad produktionsstart är i slutet av 2013 med en platåproduktionsnivå om 6 000 boepd netto. Konceptuella utbyggnadsplaner har beslutats för utbyggnaden på havsbotten för Bøylafältet genom Alvheim FPSO och en utbyggnadsplan kommer att lämnas in 2012.

Tellusfyndigheten som gjordes tidigare i år och därefter utvärderades med en sidospårsborrhning kommer nu att byggas ut som del av Lunofältets utbyggnad. En så kallad front end engineering and design (FEED) undersökning för utbyggnaden av Lunofältet framskrider tillfredställande och planen är fortfarande att lämna in utbyggnadsplanen under 2011. Vi kommer inte att bygga ut det mindre fältet Krabbe på grund av resultatet av tekniska analyser av fältet men vi kommer mer än väl att kompensera framtida produktion med ökning av Lunos platåproduktion och tillägget från utbyggnaden av Tellus.

Som jag tidigare nämnt kommer investeringen i dessa projekt att finansieras med en kombination av internt genererade medel och banklån utan krav på ytterligare finansiering via eget kapital.

### Prospektering

De positiva prospekteringsnyheterna har fortsatt under det andra kvartalet med ytterligare fyndigheter vid Skalle i PL438 i Barents Hav, Earb South i PL505 i den nordliga delen av norska Nordsjön och Tarap i Block SB303, offshore östra Malaysia. Vidare var resultaten från Avaldsnes utvärderingsborrhningar extremt uppmuntrande och bekräftar förlängningen av Avaldsnesfältet mot sydost. Årets fem första prospekteringsborrhningar har samtliga resulterat i fyndigheter inklusive Tellus och Caterpillarfyndigheterna under det första kvartalet.

I PL501 påträffade den första utvärderingsborrhningen på Avaldsnes utmärkt reservoarkvalitet från Juraåldern med multi darcy permeabilitet och 30 procent porositet med oljeförande sandlager tjockare än vid fyndighetsborrhningen. Borrhningen testade 5 500 bopd från en begränsad ventil. Den påföljande sidospårsborrhningen påvisade en tunnare reservoarsektion men med likvärdig reservoarkvalitet, vilket medfört ökat förtroende för att den delen av Avaldsnesstrukturen som tidigare antogs icke vara kolväteförande kommer de facto att vara täckt av kolväteförande reservoar från sen Juraålder. Vi genomför för närvarande den andra utvärderingsborrhningen på Avaldsnes. De uppskattade bruttoresurserna i Avaldsnesfältet beläget i PL501 var 100 – 400 MMboe till följd av fyndighetsborrhningen förra året och kommer att uppdateras efter den andra utvärderingsborrhningen för att återspegla resultatet från båda utvärderingsborrhningarna. Vi tror att Avaldsnesstrukturen förlängs till väst in i PL265 där Statoil är operatör och där Lundin Petroleum är partner. Statoil genomför för närvarande den första utvärdering av två borrhningar i år i PL265 för att utvärdera förlängningen av Avaldsnes in i PL265 i vilken Lundin Petroleum innehar 10%. Jag förväntar mig att borrhningarna på Avaldsnes i PL501 kommer att fortsätta under 2012 för att till fullo utvärdera fältet.

Vi har satt ihop ett stort område i Barents Hav under de senaste åren, vilket ökade ytterligare med tilldelningen av PL609 i den 21a norska licensrundan. Vår första borrhning i Barents Hav på Skallestrukturen i PL438

resulterade i en gasfyndighet med uppskattade betingade bruttoresurser mellan 88 och 280 miljarder kubikfot (bcf). Även om vår målsättning främst är oljepotentialen kommer vi att titta närmare på kommersialiseringen av fyndigheten som är belägen i närheten av det producerande gasfältet Snøhvit. Licensen innehåller ytterligare ett flertal potentiella strukturer. Prospekteringsborrningen Pulk i PL533 med ENI som operatör har nu skjutits fram till 2012.

Vår första prospekteringsborrning i Malaysia resulterade i en stor gasfyndighet på strukturen Tarap, offshore Sabah och innehåller 171 bcf av betingade bruttoresurser. Tarapfyndigheten är i Block SB303 vilket sedan tidigare innehåller den närliggande gasfyndigheten Titik Terang med ytterligare betingade bruttoresurser om 66 bcf. Gasmarknaden i östra Malaysia är under utveckling med konstruktion av ytterligare infrastruktur för gas för att förse Sabahs olje- och gasterminal. Vi kommer under de kommande månaderna att undersöka hur våra gasresurser i östra Malaysia kommer att kommersialiseras. Vi kommer att genomföra ytterligare fyra prospekterings- och utvärderingsborrningar i Malaysia under 2011 och planerar för ett liknande program under 2012.

### **Olje- och gasindustrin**

Trots fortsatt osäkerhet när det gäller den ekonomiska tillväxten i världen är oljepriset fortsatt högt. Som vi har förutspått finns det en ökad insikt att nuvarande oljepris inte är en abnormitet utan något som kan förväntas vara norm. Vi är fortsatt övertygade om att oljepriset är och kommer att fortsätta att drivas av fundamenta gällande utbud och efterfrågan och att våra reserver med lågsvavlig olja belägna främst i Norge kommer att fortsätta generera en premie över Brentpriset på olja.

Vårt bolag fortsätter att växa och jag är övertygad om att vi kommer att fortsätta att öka aktieägarvärdet. Vi genererar starkt kassaflöde och lönsamhet från vår existerande produktion som överträffar förväntningarna, våra utbyggnadsprojekt fortskrider väl och våra prospekteringsframgångar fortsätter.

Med vänlig hälsning

C. Ashley Heppenstall  
Koncernchef och VD

## **VERKSAMHETEN**

### **Europa**

#### **Norge**

Lundin Petroleums nettoproduktion i Norge för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2011 (rapporteringsperioden) var i genomsnitt 22 300 fat oljeekvivalenter per dag (boepd). Produktionen påverkades negativt under andra kvartalet på grund av ett tretton dagar långt icke planerat driftstopp på Alvheim och Volundfälten för förebyggande underhåll av Alvheims FPSOs brandsäkerhetssystem.

Nettoproduktionen för rapporteringsperioden från Alvheimfältet, offshore Norge, (Lundin Petroleums licensandel (i.a.) 15%) var 11 300 boepd. Alvheimfältet har varit i produktion sedan juni 2008 och fortsätter att överträffa förväntningarna. Det utmärkta resultatet från reservoarerna har resulterat i ökade utvinningsbara bruttoresurser under 2010 till 276 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe), vilket motsvarar en 65-procentig ökning i maximal utvinning från tidpunkten då Alvheimfältets utbyggnadsplan var slutförd 2005. Fas 2 av Alvheims utbyggnadsborrningar påbörjades 2010 och pågår med ytterligare två utbyggnadsborrningar som sätts i produktion under andra halvåret 2011. En tredje borrning genomförs och kommer att sättas i produktion 2012. Utvinningskostnaden för Alvheimfältet för 2011 förutses vara ungefär 5,00 USD per fat.

Nettoproduktion från Volundfältet (i.a. 35%) uppgick till 11 000 boepd för rapporteringsperioden och överträffade väsentligt förväntningarna. Volundfältet startade produktion i april 2010, vilken ökade under året till platåproduktion i takt med att utbyggnadsborrningarna med framgång slutförts. Under rapporteringsperioden överträffade Volundfältets produktion sin fulla kapacitet på Alvheim FPSO om 8 700 boepd netto, då den utnyttjade ytterligare tillgänglig kapacitet. Det är sannolikt att ytterligare utbyggnadsborrningar kommer att ske på Volund under 2012.

I oktober 2009 offentliggjordes en ny fyndighet på strukturen Bøyla i PL340 (i.a. 15%). Bøyla innehåller utvinningsbara bruttoresurser om 20 MMboe och kommer att byggas ut som en återkoppling under vattnet till Alvheim FPSO. En utbyggnadsplan för Bøylafältet kommer att lämnas in under första halvåret 2012 med förväntad produktionsstart 2014. Under första kvartalet 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Caterpillar PL340BS som ännu en ny oljefyndighet. Caterpillar, belägen nära Bøyla, kommer nu sannolikt att byggas ut som del av Bøylas anläggning.

Lunofältet i PL338 (i.a. 50%) upptäcktes 2007 och har därefter utvärderats med ytterligare två borrningar. Resultaten från utvärderingsborrningarna har inkluderats i den reservoarmodell som används vid planering av utbyggnad och har resulterat i en uppgradering från 95 MMboe bevisade och sannolika (2P) bruttoresurser till 148 MMboe för Lunofältet. Reserverna har reviderats av certifieringsbolaget Gaffney, Cline & Associates. Arbetet med konceptuella utbyggnadsstudier för Lunofältet som ett fristående utbyggnadsprojekt och i

jämförelse med en gemensam utbyggnad av Lunofältet och det närliggande Draupnefältet har slutförts. Beslut har tagits om att fortsätta med fristående utbyggnad och FEED studier pågår nu. Utbyggnadsplanen för Luno kommer att lämnas in 2011. Det är sannolikt att ytterligare prospekteringsborrningar i PL338 kommer att ske under 2012.

I april 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Tellus i PL338 som en fyndighet. Tellusfyndigheten är sannolikt en nordlig förlängning av Lunofältet och uppskattas innehålla betingade bruttoresurser mellan 11 och 55 MMboe. Två reservoartester genomfördes i Tellusborrningen, av vilka den första genomfördes i sprucken berggrund och är det första framgångsrika fullskaliga testet i berggrund på den norska kontinentalsockeln. Den potentiella kommersiella produktionen från sprucken berggrund är positiv för att kunna addera resurser från detta intervall i fyndigheten Luno South och närliggande område. I maj 2011 gjordes en sidospårsborrning från prospekteringsborrningen Tellus för att utvärdera fyndigheten vilket resulterat i att utbyggnaden av Tellus nu kommer att inkluderas som del av Lunos utbyggnadsprogram.

En prospekteringsborrning i PL501 (i.a. 40%) med målsättning att nå strukturen Avaldsnes slutfördes med framgång under det tredje kvartalet 2010 och resulterade i en oljefyndighet. Efter fyndighetsborrningen uppskattades fyndigheten Avaldsnes innehålla utvinningsbara bruttoresurser om 100 till 400 MMboe i licensen PL501 och att den av en förkastning kontrollerade strukturen sträcker sig västerut in i PL265 (i.a. 10%).

Den första utvärderingsborrningen och sidospårsborrning slutfördes på Avaldsnes med framgång i juli 2011 och bekräftar förlängningen av Avaldsnesfältet mot sydost om fyndighetsborrningen. Utvärderingsborrningen påträffade oljeförande reservoar med tjocklek och kvalitet bättre än för fyndighetsborrningen och testade en genomsnittlig produktionsnivå över 5 500 boepd med begränsade ventiler. En andra utvärderingsborrning pågår och därefter kommer de uppskattade Avaldsnesresurserna att uppdateras för att återspegla resultatet av utvärderingsprogrammet. Ytterligare två borrningar kommer att genomföras under 2011 av Statoil, som är operatör för PL265, för att testa förlängningen av Avaldsnesstrukturen in i PL265. Den första borrningen pågår för närvarande under benämningen Aldous Major South. Delen av Avaldsnes strukturen i PL265 har fått benämningen Aldous Major South och Aldous Major North.

Fyndigheterna Avaldsnes och Apollo i PL338 som gjordes 2010 har båda öppnat upp för ytterligare prospekteringspotential i det större Lunoområdet och ytterligare prospekteringsborrningar i PL359 (i.a. 40%) och PL410 (i.a. 70%) kommer sannolikt att ske under 2012.

Utbyggnadsplanen för Gaupefältet i PL292 (i.a. 40%) godkändes i juni 2010 och produktionsstart förväntas ske i slutet av 2011. Gaupefältet med BG Group som operatör, har uppskattade bruttoresurser om cirka 31 MMboe och förväntas producera 5 000 boepd på platinivå, netto Lundin Petroleum.

En utbyggnadsplan för Brynhildfältet (tidigare kallat Nemo) i PL148 (WI 50%) har lämnats in till det norska olje- och energidepartementet för godkännande. Brynhildfältet innehåller bevisade och sannolika reserver, brutto, om 22 MMboe och förväntas producera vid platinivå 6 000 boepd netto Lundin Petroleum med produktionsstart i slutet av 2013.

Lundin Petroleum har beslutat att inte gå vidare med utbyggnaden av Krabbefyndigheten i PL301 (i.a. 40%) på grund av osäkerhet beträffande utvinningsbara resurser från fältet.

I januari 2011 tilldelades Lundin Petroleum tio prospekteringslicenser i licensrundan APA 2010 av vilka sex med Lundin Petroleum som operatör. I april 2011 tilldelades Lundin Petroleum som operatör, licens PL609 i den 21:a norska licensrundan. PL609 (i.a. 40%) är belägen i Barents hav, öster om Statoils nya stora oljefyndighet Skrugard som uppskattas innehålla mellan 150 till 250 MMboe. Lundin Petroleum har nu licensandelar i fem prospekteringslicenser i Barents hav.

I juli 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Skalle i PL438 (i.a. 25%) som en gas fyndighet med uppskattade betingade bruttoresurser mellan 88 och 280 miljarder kubikfot (bcf). Skallefyndigheten är belägen cirka 25 km från det producerande gasfältet Snøhvit. Ytterligare prospekteringspotential av kolväten finns i Skalles understrukturer och i potentiella strukturer i PL438.

I juli 2011 avslutade Lundin Petroleum borrningen av 25/10-11 i Earb South i PL505. Borrningen påträffade tre separata kolväteförande sandstenssekvenser från Juraåldern av sämre reservoarkvalitet. Borrningen testades och olja och gas flödade till ytan men reservoaren är tight och ytterligare arbete kommer att behövas för att bestämma om fyndigheten kan kommersialiseras.

I maj 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 30 procent i PL330 i norra delen av Norska havet.

### **Frankrike**

I Paris Basin (i.a. 100%) var nettoproduktionen i genomsnitt 2 450 boepd och i Aquitaine Basin (i.a. 50%) var nettoproduktionen i genomsnitt 650 boepd för rapporteringsperioden. Fortsatt utbyggnad av Grandvillefältet i Paris Basin pågår, vilken innefattar åtta nya utbyggnadsborrningar och installation av nya produktionsanläggningar har påbörjats. Utbyggnadsborrningar kommer att fortsätta in i 2012.

## **Nederländerna**

Gasproduktionen för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 2 000 boepd för rapporteringsperioden.

## **Irland**

Tolkningen av 3D seismik som samlades in 2010 över licensen i Slyne Basin 04/06 (l.a. 50%) har slutförts.

## **SYDOSTASIEN**

### **Indonesien**

Lematang (Södra Sumatra)

Lundin Petroleums nettoproduktion från Singa gasfält (l.a. 25,9%) uppgick under rapporteringsperioden till 900 boepd. Produktionen från Singafältet påbörjades under 2010. Bruttoproduktionen från den första producerande borrhningen är cirka 20 miljoner standard kubikfot per dag (MMscfd) av gas till försäljning. En andra utbyggnadsborrning har slutförts under rapporteringsperioden och har en positiv inverkan på produktionsnivån.

Rangkas(Java)

Ett insamlingsprogram för 2D seismik på 474 km har slutförts över Rangkasblocket (l.a. 51%).

Baronang/Cakalang (Natuna Sea)

Ett 3D seismikprogram på 975 km<sup>2</sup> över licenserna Baronang och Cakalang (l.a. 100%) avslutades under 2010. Tolkningen är slutförd och prospekteringsborrning kommer att påbörjas under 2012. Vidare kommer insamling av 1 500 km 2D seismik på Cakalang att slutföras under 2011.

South Sokang (Natuna Sea)

Ett nytt produktionsdelningskontrakt undertecknades i december 2010 för South Sokangblocket (l.a. 60%). Insamling av 2 400 km 2D seismik kommer att slutföras under 2011.

Gurita (Natuna Sea)

Ett nytt produktionsdelningskontrakt undertecknades i mars 2011 för Guritablocket (l.a. 100%). Insamling av 400 km<sup>2</sup> 3D seismik kommer att slutföras under 2011.

### **Malaysia**

Insamlingen av 3D seismik under 2009 identifierade ett antal borrhbara strukturer för borrhprogrammet 2011/2012. Fem prospekterings- och utvärderingsborrningar kommer att genomföras under 2011.

Prospekteringsborrningen Tarap i SB303 (l.a. 75%), offshore Sabah, östra Malaysia slutfördes i juli 2011 och resulterade i en gasfyndighet. Borrningen påträffade gas i samtliga fem enskilda sandstensreservoarer från Mioceneåldern och fann ett oljebärande vertikalt sandlager på 150 meter. Betingade bruttoresurser i Tarapfyndigheten är 171 bcf. Det finns ett flertal alternativ beträffande kommersialiseringen av gas i Sabahområdet.

Prospekteringsborrningen Cempulut även den i SB303 har pågår.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307, offshore Penninsula Malaysia. Insamling av 2 100 km<sup>2</sup> 3D seismik är planerat för 2011 samt en utvärderingsborrning på Bertramfyndigheten.

## **RYSSLAND**

Nettoproduktionen från Ryssland för perioden var 3 200 boepd.

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i Norra Kaspien gjordes 2008 ett betydande fynd på Morskayafältet. Fyndigheten, som på grund av att den är belägen offshore, anses som strategisk av den ryska staten under lagen för utländska strategiska investeringar. Detta innebär att ett statligt bolag måste äga 50 procent innan utvärdering och utbyggnad sker. Under 2010 samlades 103 km<sup>2</sup> av ny 3D seismik över Laganskyblocket vilken kommer att identifiera nya prospekteringsstrukturer.

## **AFRIKA**

### **Tunisien**

Produktionen från Oudnafältet (l.a. 40%) var i genomsnitt 800 boepd, för rapporteringsperioden.

### **Kongo (Brazzaville)**

Prospekteringsborrningar kommer att återupptas under 2011 med en borrhning i Block Marine XI (l.a. 18,75%) och ytterligare en borrhning i Block Marine XIV (l.a. 21,55%) .

## FINANSIELL ÖVERSIKT

### Resultat

Resultatet för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2011 (rapporteringsperioden), från den kvarvarande verksamheten, uppgick till 130,3 MUSD (20,8 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 133,1 MUSD (25,9 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,43 USD (0,08 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 505,3 MUSD (258,8 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 1,62 USD (0,83 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 390,3 MUSD (256,3 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 1,26 USD (0,82 USD).

### Koncernförändringar

Det har inte skett några förändringar i koncernen under rapporteringsperioden.

I föregående års belopp ingår Etrion Corporations resultat till och med den 12 november 2010, vilket var datumet då aktierna som innehölls i Etrion Corporation delades ut till Lundin Petroleums aktieägare, och Salawati Basin- och Salawati Islandtillgångarna, vilka såldes den 29 december 2010. Resultatet från den brittiska verksamheten ingår i avyttrad verksamhet till och med den 6 april 2010, vilket var datumet för avknopningen av den brittiska verksamheten.

### Produktion

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 32,3 Mboe per dag (Mboepd) (28,6 Mboepd) och omfattar nedanstående:

Produktion	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Norge</b>					
– Kvantitet i Mboe	4 034,8	1 919,6	2 917,5	1 627,2	6 629,8
– Kvantitet i Mboepd	22,3	21,1	16,1	17,9	18,2
<b>Frankrike</b>					
– Kvantitet i Mboe	556,8	281,5	568,1	286,7	1 160,8
– Kvantitet i Mboepd	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2
<b>Nederländerna</b>					
– Kvantitet i Mboe	368,3	180,5	389,1	192,1	756,7
– Kvantitet i Mboepd	2,0	2,0	2,2	2,1	2,1
<b>Indonesien</b>					
– Kvantitet i Mboe	164,1	94,0	402,8	205,4	887,1
– Kvantitet i Mboepd	0,9	1,0	2,2	2,3	2,4
<b>Ryssland</b>					
– Kvantitet i Mboe	577,7	284,6	700,1	343,7	1 321,2
– Kvantitet i Mboepd	3,2	3,1	3,9	3,8	3,6
<b>Tunisien</b>					
– Kvantitet i Mboe	144,1	72,6	198,3	95,6	372,2
– Kvantitet i Mboepd	0,8	0,8	1,1	1,0	1,0
<b>Summa från kvarvarande verksamhet</b>					
– Kvantitet i Mboe	<b>5 845,8</b>	2 832,8	5 175,9	2 750,7	11 127,8
– Kvantitet i Mboepd	<b>32,3</b>	31,1	28,6	30,2	30,5
<b>Avyttrad verksamhet - Storbritannien</b>					
– Kvantitet i Mboe	-	-	812,2	-	812,2
– Kvantitet i Mboepd	-	-	4,5	-	2,2
<b>Summa exklusive innehav utan bestämmande inflytande</b>					
– Kvantitet i Mboe	<b>5 845,8</b>	2 832,8	5 988,1	2 750,7	11 940,0
– Kvantitet i Mboepd	<b>32,3</b>	31,1	33,1	30,2	32,7

Ökningen i producerad volym i Norge i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till Volundfältet som startade sin produktion i april 2010. Volundfältet bidrog med 11,0 Mboepd (2,1 Mboepd) för rapporteringsperioden och 11,2 Mboepd (4,2 Mboepd) för det andra kvartalet 2011. Den norska produktionen påverkades negativt under det andra kvartalet 2011 av det 13 dagar långa icke planerade driftstoppet av Alvheims produktionsanläggning i maj 2011.

Producerade volymer för 2010 för Indonesien innehåller bidrag från Salawatitillgångarna och uppgår till 2,1 Mboepd för de första sex månaderna 2010 och 2,0 Mboepd för helåret 2010. Salawatitillgångarna såldes i december 2010.

#### Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 614,2 MUSD (354,4 MUSD) och beskrivs i not 1. Sålda volymer var 18 procent högre under rapporteringsperioden och erhållet pris på olja var 46 procent högre än för jämförelseperioden. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter (boe) uppgick till 101,23 USD (69,16 USD) och framgår av nedanstående tabell. Premien på norsk råolja såld under rapporteringsperioden uppgick i genomsnitt till 3,73 USD per fat. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 111,09 USD (77,29 USD) per fat.

Försäljning för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

<b>Försäljning</b>	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
<b>Norge</b>					
– Kvantitet i Mboe	4 188,8	2 012,4	3 041,9	1 768,3	6 712,5
– Genomsnittspris per boe	109,68	115,27	75,31	76,78	77,93
<b>Frankrike</b>					
– Kvantitet i Mboe	576,8	285,5	590,6	296,5	1 168,0
– Genomsnittspris per boe	109,52	113,70	76,72	76,07	79,35
<b>Nederländerna</b>					
– Kvantitet i Mboe	368,3	180,5	389,1	192,1	756,7
– Genomsnittspris per boe	58,46	62,71	39,61	35,43	44,37
<b>Indonesien</b>					
– Kvantitet i Mboe	158,9	94,7	227,0	102,3	607,7
– Genomsnittspris per boe	32,73	32,61	69,23	67,67	65,31
<b>Ryssland</b>					
– Kvantitet i Mboe	577,0	275,9	679,5	340,0	1 290,0
– Genomsnittspris per boe	69,50	76,20	49,38	49,31	51,65
<b>Tunisien</b>					
– Kvantitet i Mboe	198,2	198,2	195,6	-	382,6
– Genomsnittspris per boe	125,12	125,12	78,27	-	77,15
<b>Summa från kvarvarande verksamhet</b>					
– Kvantitet i Mboe	<b>6 068,0</b>	3 047,2	5 123,7	2 699,2	10 917,5
– Genomsnittspris per boe	<b>101,23</b>	106,55	69,16	69,96	71,92
<b>Avyttrad verksamhet - Storbritannien</b>					
– Kvantitet i Mboe	-	-	814,4	-	814,4
– Genomsnittspris per boe	-	-	76,82	-	76,82
<b>Summa</b>					
– Kvantitet i Mboe	<b>6 068,0</b>	3 047,2	5 938,1	2 699,2	11 731,9
– Genomsnittspris per boe	<b>101,23</b>	106,55	70,22	69,96	72,26

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 i pipeline. Permanenta skillnader kan uppkomma 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 är nästan full. En last från Oudna lastades av i april 2011 och den förutses vara den enda lastningen under 2011.

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 36 procent (39 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 108,68 USD per fat (74,10 USD per fat) och återstående 64 procent (61 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 47,12 USD per fat (33,61 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 4,7 MUSD (1,8 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderar 2,0 MUSD (- 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. För jämförelseperioden uppgick denna justering till 1,3 MUSD och nettoredovisades mot produktionskostnaderna. I övriga rörelseintäkter ingår även tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

### Produktionskostnader

Produktionskostnaderna uppgick för rapporteringsperioden till 97,9 MUSD (85,5 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnader och avskrivningar per fat oljeekvivalenter som producerats i den kvarvarande olje- och gas verksamheten framgår av nedanstående uppställning.

<b>Produktionskostnader och avskrivningar</b> i USD per boe	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Utvinningskostnader	8,31	8,96	8,53	8,48	8,63
Tariff- och transportkostnader	2,12	2,28	1,34	1,48	1,57
Royalty och direkta skatter	4,35	4,87	4,12	3,89	3,74
Förändringar i lager/överuttag	1,77	4,32	2,29	2,78	-0,31
Övrigt	0,19	0,20	0,23	0,19	0,38
<b>Totala produktionskostnader</b>	<b>16,74</b>	20,63	16,51	16,82	14,01
Avskrivningar	13,45	13,42	12,67	12,76	12,85
<b>Total kostnad per boe</b>	<b>30,19</b>	34,05	29,18	29,58	26,86

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 48,6 MUSD, jämfört med 44,2 MUSD för jämförelseperioden. Rapporteringsperioden innehåller kostnader för Volundfältet, Norge och Singafältet, Indonesien för hela sex månadspano och Volund- och Singafältet bidrog endast delvis med kostnader under det andra kvartalet 2010 eftersom produktionen påbörjades detta kvartalet. Dessutom innehåller utvinningskostnader i andra kvartalet ett belopp om 1,2 MUSD, vilket har att göra med ett icke planerat driftstopp av Alvheim FPSO. Ökningen kompenseras jämfört med föregående rapporteringsperiod till viss del av en minskning till följd av försäljningen av Salawati tillgångarna, Indonesien i december 2010.

Utvinningskostnaderna för det andra kvartalet 2011 uppgick till 25,4 MUSD, vilket motsvarar 8,96 USD per fat jämfört med 23,2 MUSD motsvarande 7,70 USD per fat under det första kvartalet 2011. Kostnaderna som har att göra med inspektion och test av sprinklersystemet på Alvheim FPSO inkluderar en reservbåt och uppgick till 1,2 MUSD. Utvinningskostnaderna för det andra kvartalet 2011 påverkas också av utgifter avseende förnyelse av klassificering av den FPSO som används på Oudnafältet, Tunisien och ytterligare arbete på diverse fält vilka har skjutits upp från det första kvartalet 2011. Utvinningskostnaderna är för 2011 i linje med uppskattningarna.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 12,4 MUSD per fat jämfört med 6,9 MUSD per fat för jämförelseperioden. Ökningen beror på bidraget av produktionsvolymerna från Volundfältet, Norge vilket betalar en tariff till Alvheimfältets ägare. Lundin Petroleum har en licensandel om 15 procent i Alvheimfältet och en licensandel om 35 procent i Volundfältet. Den koncerninterna delen har eliminerats redovisningsmässigt och ger därmed en tariff- och transportkostnad netto, om 20 procent för Volund.

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 produktionsvolymerna. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 20,86 USD (13,45 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 54,92 USD (37,88 USD) per fat för rapporteringsperioden. Royalty och direkta skatter har ökat i förhållande till jämförelseperioden, vilket är en följd av prisökningen på råolja som påverkar kostnaden för MRET och exportskatt.

Det finns såväl permanenta 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 10,4 MUSD (11,9 MUSD) under rapporteringsperioden.

### Avskrivningar

Avskrivningar uppgick till 78,6 MUSD (65,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Den huvudsakliga ökningen i förhållande till jämförelseperioden avser Norge där avskrivningarna har ökat med 36 procent, i linje med produktionsökningen om 39 procent. Norge bidrog till ungefär 80 procent av de totala avskrivningarna för perioden, motsvarande en kostnad av 15,27 USD per fat, vilket ökar den totala nivån i förhållande till jämförelseperioden. Avskrivningar per fat är i linje med förväntningarna för rapporteringsperioden.



### **Prospekteringskostnader**

Prospekteringskostnaderna uppgick till 16,2 MUSD (46,2 MUSD) och beskrivs i not 4. Kostnaderna är hänförliga till tidigare aktiverade utgifter avseende Norges PL304 licens som återlämnades i januari 2011 samt ytterligare kostnader hänförliga till den icke framgångsrika borrhningen på Norall PL409 som utfördes under det fjärde kvartalet 2010 och de aktiverade utgifterna avseende PL301 licensen, Norge vilka kostnadsförts till följd av en teknisk utvärdering.

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

### **Administrationskostnader och avskrivningar**

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 17,7 MUSD (14,2 MUSD), av vilka 5,7 MUSD (-0,1 MUSD) utgör icke kassaflödespåverkande kostnader som är hänförliga till en del av koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP). De 14,2 MUSD som redovisats under jämförelseperioden innehåller ett belopp om 5,4 MUSD hänförligt till Etrion.

Kostnaden i det andra kvartalet 2011 var låg jämfört med det första kvartalet 2011 främst beroende på en upplösning av LTIP avsättningen som gjordes under det andra kvartalet till följd av en lägre aktiekurs på balansdagen. Tilldelning under koncernens LTIP program värderas enligt Black & Scholes optionsvärderingsmetod, vilken använder aktiekursen per den 30 juni 2011. Kostnaden fördelas över intjänandeperioden i enlighet med gällande redovisningsregler. Under det första kvartalet 2011, ökade Lundin Petroleums aktiekurs med mer än 9 procent jämfört med aktiekursen vid slutet av det fjärde kvartalet 2010 och därmed har kostnaden hänförlig till LTIP påverkat det första kvartalet 2011. Under det andra kvartalet 2011 sjönk aktiekursen med 6 procent jämfört med aktiekursen vid slutet av det första kvartalet 2011.

### **Finansiella intäkter**

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 35,0 MUSD (4,0 MUSD) och beskrivs i not 5.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 2,6 MUSD (1,3 MUSD). Ränteintäkter för rapporteringsperioden innehåller ett belopp om 1,5 MUSD hänförligt till ett lån till förmån för Etrion Corporation, vilket inte längre eliminerats i konsolideringen, till följd av utdelningen av aktierna i Etrion i november 2010.

I mars 2011 konverterade Lundin Petroleum 13,0 MUSD av den konvertibla lånefordran på Africa Oil Corporation (AOC), om 23,8 MUSD till 14 miljoner aktier i AOC till ett pris om 0,90 kanadensiska dollar (CAD) per aktie. Aktierna såldes därefter på den öppna marknaden för 2,00 CAD per aktie, vilket innebar en realiserad vinst om 15,6 MUSD. I april 2011 konverterades det resterande lånet till 11,85 miljoner aktier till en kurs om 0,90 CAD per aktie och aktierna såldes på den öppna marknaden till ett pris om 2,10 CAD per aktie, vilket innebar en ytterligare vinst om 14,3 MUSD.

### **Finansiella kostnader**

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 24,2 MUSD (16,1 MUSD) och beskrivs i not 6.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 2,8 MUSD (2,6 MUSD). Därutöver har räntekostnader till ett belopp om 0,6 MUSD aktiverats under rapporteringsperioden, vilka uppkommit i samband med finansieringen av utbyggnaden av Gaupefältet. Under jämförelseperioden aktiverades ett belopp om 1,5 MUSD vilka kan hänföras till Volundfältet.

Valutakursförluster för rapporteringsperioden uppgick till 13,4 MUSD (0,6 MUSD). Euron förstärktes gentemot såväl US dollarn som den norska kronan under rapporteringsperioden, vilket medförde valutakursförluster på de koncerninterna lånefordringar som innehas av ett dotterbolag vars funktionella valuta är Euro.

I januari 2008 ingick koncernen ett räntesäkringskontrakt för att låsa LIBOR räntan till 3,75 procent per år avseende 200 MUSD av koncernens lån i USD för perioden från januari 2008 till januari 2012. 3,4 MUSD (3,5 MUSD) har kostnadsförts avseende betalningar under dessa räntesäkringskontrakt för rapporteringsperioden.

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. 2,3 MUSD (2,0 MUSD) har redovisats i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

### **Skatt**

Skattkostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 289,6 MUSD (112,2 MUSD) och beskrivs i not 7.

Den aktuella skattkostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 130,7 MUSD (14,4 MUSD) för den kvarvarande verksamheten. En aktuell skattkostnad om 112,6 MUSD (1,9 MUSD) har redovisats i rapporteringsperioden, vilken är relaterad till Norge. Skattkostnaden i Norge består av en 28 procentig onshore- och en 50 procentig offshore-regim.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 158,9 MUSD (97,8 MUSD) och uppkommer när skattemässiga underskott har netto redovisats mot den aktuella skattekostnaden och då det finns en skillnad mellan redovisningsmässiga och skattemässiga avskrivningar. 148,2 MUSD (99,7 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 69 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 totala skattekostnaden med en effektiv skattesats om 78 procent, vilken reduceras av det för skatteändamål ökade avdraget för utbyggnadsutgifter. Den effektiva skattesatsen för skatteskulden är 31 procent främst eftersom utgifter för prospektering gav en skattereduktion i Norge under rapporteringsperioden. Skatteskulden i Norge uppgick för rapporteringsperioden till 112,6 MUSD (1,9 MUSD) och ökningen i förhållande till jämförelseperioden är främst hänförlig till utnyttjande av underskottsavdragen under 2010.

#### Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -2,8 MUSD (-5,1 MUSD) och är främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

#### Avyttrad verksamhet

Resultat från avyttrad verksamhet uppgick för rapporteringsperioden till - MUSD (369,3 MUSD). Jämförelseperiodens belopp är hänförligt till resultatet för verksamheten i Storbritannien per den 6 april 2010, vilket var datumet för avknoppningen av den brittiska verksamheten. För ytterligare information hänvisas till not 8.

### BALANSRÄKNINGEN

#### Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 2 346,1 MUSD (1 999,0 MUSD) och finns beskrivna i not 9.

Utbyggnads- och prospekteringskostnader för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	92,1	62,6	62,3	20,3	106,3
Frankrike	9,4	6,6	7,4	4,2	13,2
Nederländerna	1,2	0,8	2,1	1,3	4,5
Indonesien	4,1	1,4	8,1	3,1	10,2
Ryssland	2,7	1,4	3,7	2,2	6,6
<b>Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>109,5</b>	<b>72,8</b>	83,6	31,1	140,8
Avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	17,1	-	17,1
<b>Utbyggnadsutgifter</b>	<b>109,5</b>	<b>72,8</b>	100,7	31,1	157,9

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 92,1 MUSD redovisats på Gaupefältet, Norge och fas 2 borringen på Alvhheimfältet för utbyggnadsutgifter. 62,3 MUSD har förbrukats på utbyggnadsprojekt i Norge i jämförelseperioden, främst på Volundfältets utbyggnad och Alvhheim borring.

Prospekteringsutgifter	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	152,3	92,5	29,8	1,3	160,8
Frankrike	0,5	0,2	0,3	0,1	1,0
Indonesien	6,4	3,5	8,0	6,8	13,5
Ryssland	4,5	2,5	10,7	5,3	18,3
Malaysia	26,4	22,0	4,7	3,1	10,6
Kongo (Brazzaville)	2,7	1,2	1,3	0,7	2,5
Vietnam	0,4	0,3	9,0	5,1	15,3
Övriga	0,0	-0,7	0,3	-0,8	4,4
<b>Prospekteringsutgifter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>193,2</b>	<b>121,5</b>	64,1	21,6	226,4
Avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	0,2	-	0,2
<b>Prospekteringsutgifter</b>	<b>193,2</b>	<b>121,5</b>	64,3	21,6	226,6

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 152,3 MUSD, redovisats i Norge, vilket avser prospekteringsutgifter som huvudsakligen redovisats på Tellus fyndigheten på licens PL338, Caterpillar fyndigheten på licens PL340, Earb borrhningen på licens PL505, Skalle borrhningen på licens PL438 och Avalsnes utvärderingsborrning på licens PL501. 26,4 MUSD har redovisats i Malaysia huvudsakligen avseende borrhning och testning av Tarap borrhningen på block SB303.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 16,2 MUSD (15,3 MUSD) och avser kontorsutrustning och fast egendom.

Finansiella tillgångar uppgick till 75,5 MUSD (114,9 MUSD) och beskrivs i not 10. Andra aktier och andelar uppgick till 39,8 MUSD (68,6 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum vilka har redovisats till marknadsvärde. Långfristiga fordringar uppgick till - MUSD (23,8 MUSD) till följd av konverteringen av det konvertibla lånet till förmån för AOC om 23,8 MUSD under rapporteringsperioden. Övriga finansiella tillgångar uppgick till 31,8 MUSD (17,8 MUSD) och är främst hänförliga till återvinningsbar moms betald på kostnader i Ryssland, vilken uppgår till 19,3 MUSD (16,5 MUSD) och Etrion Corporation obligationer om 11,0 MUSD (- MUSD), vilka innehölls av Lundin Petroleum.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 15,7 MUSD (15,1 MUSD) och avser huvudsakligen icke utnyttjade skattemässiga underskott i Nederländerna.

### **Omsättningstillgångar**

Fordringar och lager uppgick till 176,9 MUSD (236,2 MUSD) och beskrivs i not 11.

Kundfordringar uppgick till 121,8 MUSD (94,2 MUSD). Högre oljepris har medfört högre värde på kundfordringarna per den 30 juni 2011.

De kortfristiga lånefordringarna uppgick till - MUSD (74,5 MUSD) till följd av återbetalningen av Etrionlånet.

Likvida medel uppgick till 38,1 MUSD (48,7 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

### **Långfristiga skulder**

Avsättningar uppgick till 1 005,3 MUSD (769,7 MUSD) och framgår av not 12.

Avsättning för återställningskostnader uppgick till 116,2 MUSD (93,8 MUSD) och är hänförliga till framtida återställningsåtaganden i länder där verksamhet sker. Ett belopp om 7,1 MUSD har redovisats under det andra kvartalet 2011 för framtida återställningsåtaganden till följd av Gaupeborrningarna. En ytterligare avsättning kommer att redovisas under den andra delen av året när Gaupeutbyggnaden fortskrider och undervattensanläggningarna är installerade.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 860,8 MUSD (650,7 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.

Avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 20,7 MUSD (18,8 MUSD).

Övriga avsättningar uppgick till 5,8 MUSD (5,0 MUSD) och innehåller en avsättning för avgångsvederlag i Tunisien.

Långfristiga räntebärande skulder uppgick till 157,0 MUSD (458,8 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens 850 MUSD revolving borrowing base facility.

### **Kortfristiga skulder**

Övriga kortfristiga skulder uppgick till 312,9 MUSD (185,0 MUSD) och beskrivs i not 13.

Skatteskulder uppgick till 129,7 MUSD (39,7 MUSD). I beloppet ingår såväl uppskjuten skatteskuld för den aktuella rapporteringsperioden som skulder vilka är hänförliga till 2010 års taxerade resultat som inte har förfallit till betalning per den 30 juni 2011 men kommer att betalas under 2011, när de förfaller.

Skulder gentemot joint venture partners uppgick till 152,5 MUSD (100,9 MUSD) och är hänförliga till pågående verksamhetsrelaterade kostnader.

Den kortfristiga delen av verkligt värde av det ränteswapkontrakt som ingicks i januari 2008 ingår i kortfristiga skulder och uppgick till 3,7 MUSD (6,9 MUSD).

### **MODERBOLAGET**

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -48,7 MSEK (-24,3 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingår administrationskostnader om 52,9 MSEK (28,0 MSEK), finansiella intäkter om 2,8 MSEK (12,0 MSEK) för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum samt räntekostnader om 11,8 MSEK (28,0 MSEK). 2010 års jämförelsetal innehåller 3 995,2 MSEK i erhållen utdelning från ett dotterbolag.

#### **NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER**

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

Koncernen erhöll 0,3 MUSD (0,3 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster och 0,5 MUSD (1,5 MUSD) i ersättning för stöd för vissa finansiella åtaganden.

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,2 MUSD) från AOC för ränteutgifter på ett lån om - MUSD (23,8 MUSD).

Koncernen betalade 0,3 MUSD (0,1 MUSD) till närstående för erhållen flygservice.

Dessutom har Etrion återbetalat lånet i Euro som ställts ut av koncernen, vilket uppgick till 83,0 MUSD vid tiden för återbetalningen i maj 2011. Ränta på lånet har fakturerats och uppgick för rapporteringsperioden till 1,5 MUSD (0,3 MUSD).

#### **LIKVIDITET**

Lundin Petroleum har en säkrad kreditfacilitet på 850 MUSD, med en sjuårig förfallodag, vilken infaller under 2014, av vilka 157,0 MUSD har utnyttjats per den 30 juni 2011. Krediten om 850 MUSD är en revolving borrowing base 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 har reducerats till 740 MUSD och kommer att fortsätta minska till facilitetens förfallodag.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått fyra produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petroliam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas) avseende sex block i Malaysia. BNP Paribas har, för Lundin Malaysia BV:s räkning, gett ut bankgarantier avseende arbetsåtaganden hänförliga till dessa PSC:s uppgående till 103,2 MUSD. Utöver detta har BNP Paribas gett ut bankgarantier avseende arbetsåtaganden i Indonesien uppgående till 4,2 MUSD.

#### **HÄNDELSE EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG**

I juli 2011 avslutade Lundin Petroleum borrhningen av 25/10-11 i Earb South i PL505. Borrhningen påträffade tre separata kolväteförande sandstenssekvenser från Juraåldern av sämre reservoarkvalitet. Borrhningen testades och olja och gas flödade till ytan men reservoaren är tight och ytterligare arbete kommer att behövas för att bestämma om fyndigheten kan kommersialiseras.

#### **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 30 juni 2011 innehöll Lundin Petroleum 6 882 638 egna aktier.

#### **ERSÄTTNINGAR**

Under 2008 införde Lundin Petroleum ett långsiktigt incitamentsprogram (LTIP) bestående av en unit bonus plan med en årlig tilldelning av units som vid inlösen kommer att ge en kontantutbetalning. Beloppet hänförligt till det långsiktiga incitamentsprogrammet kommer att betalas ut över en treårsperiod. Kontantutbetalningen bestäms vid slutet av respektive intjänandeperiod genom att multiplicera antalet units med aktiekursen. 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.

Årsstämman som hölls den 13 maj 2009 godkände 2009 års LTIP och delade upp den i ett program för högsta koncernledningen (vilken innefattar Koncernchef och VD, Chief Operating Officer, Chief Financial Officer och Senior Vice President Operations) och ett program för vissa övriga anställda.

LTIP för högsta koncernledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK (omräknat från 4 000 000 syntetiska optioner och 72,76 SEK vardera till följd av utdelningen av EnQuest och Etrionaktierna). 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.

Antalet utställda units som ingår i 2009, 2010 och 2011 års LTIP program per den 30 juni 2011 var 219 985 respektive 470 619 och 425 850 (omräknat till följd av utdelningen av Enquest och Etrionaktierna 2010).

## REDOVISNINGSPRINCIPER

Koncernens finansiella rapporter 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 2010.

Moderbolagets finansiella rapporter har upprättats i enlighet med redovisningsprinciper antagna i Sverige och är i enlighet med RFR 2 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.

## RISKHANTERING OCH OSÄKERHETER

Den övervägande risken som koncernen står inför är såväl olje- och gasprospekteringen samt själva produktionen. Olje- och gasprospektering, utbyggnad och produktion medför höga operativa och finansiella risker, som även med en kombination av erfarenhet, kunskap och noggrann utvärdering kan vara svåra att eliminera eller ligger utanför bolagets kontroll. Lundin Petroleum's kommersiella framgång i det långa perspektivet bygger på dess förmåga att finna, förvärva och utvinna olje- och naturgasreserver. En framtida ökning av Lundin Petroleum's reserver kommer inte bara att bygga på förmågan att prospektera efter och bygga ut de tillgångar som Lundin Petroleum för närvarande förvaltar, men även dess förmåga att välja ut och förvärva lämpliga producerande tillgångar eller prospekt. Dessutom finns det inga garantier för att kommersiella kvantiteter av olja och gas kommer att utvinnas eller förvärfas av Lundin Petroleum.

### Operationell risk

Koncernen står inför ett antal risker och osäkerheter i verksamheten som kan ha en negativ påverkan på dess förmåga att framgångsrikt följa sina prospekterings-, utvärderings- och utbyggnadsplaner samt dess produktion av olja och gas. En mer detaljerad analys av de operationella risker som Lundin Petroleum står inför ges i bolagets årsredovisning för 2010.

Lundin Petroleum är, och kommer att vara aktivt engagerad i olje- och gasverksamheter i diverse länder. Lundin Petroleum's prospektering, utbyggnad och produktionsaktiviteter kan utsättas för politiska och ekonomiska osäkerheter, expropriering av tillgångar, annullering eller justering av kontraktsträtter, skatter, royalties, plikter, utländska valutarestriktioner och andra risker som förorsakas av utländska myndighetsmakters kontroll över områden som Lundin Petroleum är verksamt i, samt risker för förluster till följd av inbördeskrig, gerillaaktiviteter eller uppror. Dessutom kräver vissa aspekter av Lundin Petroleum's prospekterings- och produktionsprogram godkännande eller fördelaktiga beslut tagna av myndigheter.

### Finansiell risk

I egenskap av internationellt olje- och gasutbyggnads- och produktionsbolag, verksamt globalt står Lundin Petroleum inför finansiella risker såsom fluktuationer i olje- och gaspris, valutakurser, räntor, likviditetsrisk och kreditrisk. Bolaget skall eftersträva att kontrollera dessa risker genom förnuftig ledning och användandet av internationellt accepterade finansiella instrument, såsom oljepris-, valuta- samt räntesäkringsinstrument. Lundin Petroleum använder sig av finansiella instrument enbart med syftet att minimera riskerna i bolagets verksamhet. En mer detaljerad analys av de finansiella risker som Lundin Petroleum står inför ges i bolagets årsredovisning för 2010.

### Derivatinstrument

Den 8 januari 2008 ingick koncernen ett räntesäkringskontrakt där LIBOR räntan låstes till 3,75 procent per år och säkrade därmed 200 MUSD av koncernens USD banklån för perioden januari 2008 till och med januari 2012. Räntesäkringskontraktet är hänförlig till den existerande kreditfaciliteten. I enlighet med IAS 39, möter kontraktet villkoren för säkringsredovisning. Förändringar i verkligt värde för dessa kontrakt redovisas direkt i övrigt totalresultat. Per den 30 juni 2011 finns en skuld om 3,7 MUSD (6,9 MUSD) i balansräkningen, vilken utgör det verkliga värdet på den utestående delen av räntesäkringskontraktet.

## VALUTAKURSER

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

	30 jun 2011		30 jun 2010		31 dec 2010	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,5763	5,3882	6,0286	6,4970	6,0345	5,8564
1 USD motsvarar Euro	0,7127	0,6919	0,7527	0,8149	0,7537	0,7484
1 USD motsvarar Rubel	28,6112	27,9527	30,0521	31,1971	30,3570	30,5493
1 USD motsvarar SEK	6,3699	6,3474	7,3733	7,7629	7,1954	6,7097

## KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Kvarvarande verksamhet</b>						
<b>Rörelsens intäkter</b>						
Försäljning av olja och gas	1	614 244	324 672	354 375	188 826	785 162
Övriga rörelseintäkter		4 724	2 538	1 804	860	13 437
		<b>618 968</b>	<b>327 210</b>	<b>356 179</b>	<b>189 686</b>	<b>798 599</b>
<b>Rörelsens kostnader</b>						
Produktionskostnader	2	-97 922	-58 461	-85 470	-46 288	-157 065
Avskrivningar	3	-78 634	-38 015	-65 622	-35 123	-145 316
Prospekteringskostnader	4	-16 186	-6 176	-46 173	-12 670	-127 534
		<b>426 226</b>	<b>224 558</b>	<b>158 914</b>	<b>95 605</b>	<b>368 684</b>
Vinst vid försäljning av tillgångar		-	-	-	-	66 126
Övriga intäkter		515	289	428	224	1 044
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-17 658	-2 855	-14 177	-5 503	-42 004
		<b>409 083</b>	<b>221 992</b>	<b>145 165</b>	<b>90 326</b>	<b>393 850</b>
<b>Rörelseresultat</b>						
<b>Resultat från finansiella investeringar</b>						
Finansiella intäkter	5	35 045	17 792	3 991	-2 025	20 956
Finansiella kostnader	6	-24 216	-10 162	-16 120	-9 419	-33 463
		<b>10 829</b>	<b>7 630</b>	<b>-12 129</b>	<b>-11 444</b>	<b>-12 507</b>
		<b>419 912</b>	<b>229 622</b>	<b>133 036</b>	<b>78 882</b>	<b>381 343</b>
Skatt	7	-289 568	-152 713	-112 226	-71 663	-251 865
		<b>130 344</b>	<b>76 909</b>	<b>20 810</b>	<b>7 219</b>	<b>129 478</b>
<b>Periodens resultat från kvarvarande verksamhet</b>						
<b>Avyttrad verksamhet</b>						
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	8	-	-	369 275	358 353	368 992
		<b>130 344</b>	<b>76 909</b>	<b>390 085</b>	<b>365 572</b>	<b>498 470</b>
<b>Hänförligt till moderbolagets aktieägare:</b>						
Från kvarvarande verksamhet		133 148	78 019	25 918	10 041	142 883
Från avyttrad verksamhet		-	-	369 275	358 353	368 992
		<b>133 148</b>	<b>78 019</b>	<b>395 193</b>	<b>368 394</b>	<b>511 875</b>
<b>Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:</b>						
Från kvarvarande verksamhet		-2 804	-1 110	-5 108	-2 822	-13 405
Från avyttrad verksamhet		-	-	-	-	-
		<b>-2 804</b>	<b>-1 110</b>	<b>-5 108</b>	<b>-2 822</b>	<b>-13 405</b>
		<b>130 344</b>	<b>76 909</b>	<b>390 085</b>	<b>365 572</b>	<b>498 470</b>
<b>Resultat per aktie – USD <sup>1</sup></b>						
Från kvarvarande verksamhet		0,43	0,25	0,08	0,02	0,46
Från avyttrad verksamhet		-	-	1,18	1,15	1,18
		<b>0,43</b>	<b>0,25</b>	<b>1,26</b>	<b>1,17</b>	<b>1,64</b>
<b>Resultat per aktie efter full utspädning – USD <sup>1</sup></b>						
Från kvarvarande verksamhet		0,43	0,25	0,08	0,02	0,46
Från avyttrad verksamhet		-	-	1,18	1,15	1,18
		<b>0,43</b>	<b>0,25</b>	<b>1,26</b>	<b>1,17</b>	<b>1,64</b>

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

## KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i TUSD	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	130 344	76 909	390 085	365 572	498 470
<b>Övrigt totalresultat</b>					
Valutaomräkningsdifferens	74 456	19 888	-103 877	-70 207	-43 972
Kassaflödessäkring	3 635	1 699	-1 004	-47	-378
Investeringar som kan säljas	-31 058	-10 603	6 183	-2 600	53 128
Skatt på totalresultat	-909	-425	-243	1 429	-1 771
Övrigt totalresultat efter skatt	46 124	10 559	-98 941	-71 425	7 007
<b>Totalresultat</b>	<b>176 468</b>	87 468	291 144	294 147	505 477
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	174 655	87 818	297 946	299 458	510 165
Innehav utan bestämmande inflytande	1 813	-350	-6 802	-5 311	-4 688
	<b>176 468</b>	87 468	291 144	294 147	505 477

## KONCERNENS BALANSRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	30 juni 2011	31 december 2010
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	9	2 346 132	1 998 971
Övriga materiella anläggningstillgångar		16 232	15 271
Finansiella tillgångar	10	75 452	114 878
Uppskjutna skattefordringar		15 681	15 066
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>2 453 497</b>	2 144 186
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Fordringar och lager	11	176 905	236 247
Likvida medel		38 127	48 703
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>215 032</b>	284 950
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>2 668 529</b>	2 429 136
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 095 071	920 416
Innehav utan bestämmande inflytande		78 966	77 365
<b>Totalt eget kapital</b>		<b>1 174 037</b>	997 781
<b>Långfristiga skulder</b>			
Avsättningar	12	1 005 253	769 687
Banklån		157 000	458 835
Övriga långfristiga skulder		19 355	17 836
<b>Summa långfristiga skulder</b>		<b>1 181 608</b>	1 246 358
<b>Kortfristiga skulder</b>			
Övriga kortfristiga skulder	13	312 884	184 997
<b>Summa kortfristiga skulder</b>		<b>312 884</b>	184 997
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>2 668 529</b>	2 429 136
Ställda säkerheter		735 322	459 220
Ansvarsförbindelser		-	-



## KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

Belopp i TUSD	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>					
Periodens resultat	130 344	76 909	390 085	365 572	498 470
Vinst vid försäljning av avyttrad verksamhet	-	-	-358 353	-358 353	-424 196
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	384 345	190 278	255 030	126 612	575 955
Erhållen ränta	1 090	460	294	266	589
Betald ränta	-4 386	-2 901	-467	851	-2 937
Betald skatt	-44 668	-26 693	-10 383	-3 913	-25 029
Förändringar i rörelsekapital	93 120	120 005	-55 837	-29 090	-65 734
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>559 845</b>	<b>358 058</b>	<b>220 369</b>	<b>101 945</b>	<b>557 118</b>
<b>Kassaflöde använt för investeringar</b>					
Investeringar i dotterbolag	-	-	-8 633	-8 633	-22 553
Investeringar i intressebolag	-	-	225	225	235
Försäljningar av övriga aktier och andelar	53 938	25 353	478	314	446
Förändringar i övriga finansiella anläggningstillgångar	-10 984	-10 984	247	327	39
Övriga betalningar	-911	-354	-1 278	-1 163	-3 085
Avyttringar	-	-	-25 003	-	-65 808
Investering i immateriella anläggningstillgångar	-	-	-184	-184	-200
Investeringar i olje- och gastillgångar	-302 748	-194 428	-165 721	-53 242	-348 819
Investeringar i solenergitillgångar	-	-	-9 310	-6 477	-21 210
Investeringar i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar	-2 071	-764	-2 459	-1 708	-4 853
<b>Summa kassaflöde använt för investeringar</b>	<b>-262 776</b>	<b>-181 177</b>	<b>-211 638</b>	<b>-70 541</b>	<b>-465 808</b>
<b>Kassaflöde använt för/från finansiering</b>					
Förändringar i långfristiga fordringar	-	-	-	-	-75 324
Förändringar i långfristiga banklån	-304 713	-164 892	11 018	-15 993	-49 609
Betalda finansieringskostnader	-	-	-51	-3	-51
Köp av egna aktier	-	-	-7 889	-7 889	-10 712
Betalning vid nyemission i dotterbolag	-	-	-	-	15 191
Utdelning till innehav utan bestämmande inflytande	-212	-212	-	-	-
<b>Summa kassaflöde använt för/från finansiering</b>	<b>-304 925</b>	<b>-165 104</b>	<b>3 078</b>	<b>-23 885</b>	<b>-120 505</b>
Förändring av likvida medel	-7 856	11 777	11 809	7 519	-29 195
Likvida medel vid periodens början	48 703	26 564	77 338	85 326	77 338
Valutakursdifferenser i likvida medel	-2 720	-214	727	-2 971	560
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>38 127</b>	<b>38 127</b>	<b>89 874</b>	<b>89 874</b>	<b>48 703</b>
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>					
Från kvarvarande verksamhet	559 845	358 058	543 362	460 298	880 394
Använt för avyttrad verksamhet	-	-	-322 993	-358 353	-323 276
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>559 845</b>	<b>358 058</b>	<b>220 369</b>	<b>101 945</b>	<b>557 118</b>
<b>Summa kassaflöde använt för investeringar</b>					
Använt för kvarvarande verksamhet	-262 776	-181 177	-169 252	-70 541	-423 422
Använt för avyttrad verksamhet	-	-	-42 386	-	-42 386
<b>Summa kassaflöde använt för investeringar</b>	<b>-262 776</b>	<b>-181 177</b>	<b>-211 638</b>	<b>-70 541</b>	<b>-465 808</b>
<b>Summa kassaflöde använt för/från finansiering</b>					
Använt för/från kvarvarande verksamhet	-304 925	-165 104	3 078	-23 885	-120 505
Använt för/från avyttrad verksamhet	-	-	-	-	-
<b>Summa kassaflöde använt för/från finansiering</b>	<b>-304 925</b>	<b>-165 104</b>	<b>3 078</b>	<b>-23 885</b>	<b>-120 505</b>

## 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 2010</b>	<b>463</b>	<b>840 378</b>	<b>712 085</b>	<b>-411 268</b>	<b>95 555</b>	<b>1 237 213</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-411 268	411 268	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-96 905</b>	<b>-342</b>	<b>395 193</b>	<b>-6 802</b>	<b>291 144</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Förvärvat vid konsolidering	-	-	-	-	333	333
Utdelning	-	-358 049	-298 288	-	-	-656 337
Köp av egna aktier	-	-7 889	-	-	-	-7 889
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	3 785	-3 785	-	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	1 598	-	-	1 598
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>-</b>	<b>-362 153</b>	<b>-300 475</b>	<b>-</b>	<b>333</b>	<b>-662 295</b>
<b>Balans per den 30 juni 2010</b>	<b>463</b>	<b>381 320</b>	<b>-</b>	<b>395 193</b>	<b>89 086</b>	<b>866 062</b>
<b>Totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>94 946</b>	<b>591</b>	<b>116 682</b>	<b>2 114</b>	<b>214 333</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Förvärvat vid konsolidering	-	-	-	-	-239	-239
Avyttring	-	4 660	-10 520	-	-13 596	-19 456
Utdelning	-	-61 267	-	-	-	-61 267
Köp av egna aktier	-	-2 823	-	-	-	-2 823
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	594	-594	-	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	1 171	-	-	1 171
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>-</b>	<b>-58 836</b>	<b>-9 943</b>	<b>-</b>	<b>-13 835</b>	<b>-82 614</b>
<b>Balans per den 31 december 2010</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>41 507</b>	<b>-</b>	<b>133 148</b>	<b>1 813</b>	<b>176 468</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 30 juni 2011</b>	<b>463</b>	<b>458 937</b>	<b>502 523</b>	<b>133 148</b>	<b>78 966</b>	<b>1 174 037</b>

## KONCERNENS NOTER

<b>Not 1. Segmentinformation,</b>	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
<b>Rörelsens intäkter</b>					
Försäljning av:					
Olja					
- Norge	431 989	218 943	216 810	128 599	490 390
- Frankrike	63 174	32 460	45 306	22 552	92 681
- Nederländerna	115	64	37	-	128
- Indonesien	-	-	15 109	6 388	34 994
- Ryssland	40 104	21 023	33 548	16 761	66 624
- Tunisien	24 795	24 795	15 308	-	29 517
	<b>560 177</b>	297 286	326 118	174 300	714 334
Kondensat					
- Nederländerna	608	358	482	338	1 088
- Indonesien	-	-	45	23	200
	<b>608</b>	358	527	361	1 288
Gas					
- Norge	27 450	13 040	12 276	7 180	32 687
- Nederländerna	20 809	10 900	14 892	6 470	32 357
- Indonesien	5 200	3 088	562	515	4 496
	<b>53 459</b>	27 028	27 730	14 165	69 540
Försäljning från kvarvarande verksamhet	<b>614 244</b>	324 672	354 375	188 826	785 162
Försäljning från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	62 567	-	62 567
<b>Summa försäljning</b>	<b>614 244</b>	324 672	416 942	188 826	847 729
<b>Rörelseresultat</b>					
- Norge	353 996	181 067	136 330	95 186	303 892
- Frankrike	43 170	21 626	26 121	12 735	52 309
- Nederländerna	9 593	5 192	2 873	656	7 273
- Indonesien	-60	-35	3 228	1 284	18 203
- Ryssland	4 812	1 965	1 635	729	4 734
- Tunisien	13 743	13 875	3 157	-829	11 500
- Kongo (Brazzaville)	-	-	-	-	-19
- Vietnam	-440	-314	-15 035	-15 035	-31 906
- Övriga	-15 731	-1 384	-13 144	-4 400	27 864
<b>Rörelseresultat från kvarvarande verksamhet</b>	<b>409 083</b>	221 992	145 165	90 326	393 850
Rörelseresultat från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	20 774	-	20 774
<b>Summa rörelseresultat</b>	<b>409 083</b>	221 992	165 939	90 326	414 624
<b>Not 2. Produktionskostnader,</b>	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Utvinningskostnader	48 579	25 387	44 162	23 334	97 179
Tariff- och transportkostnader	12 415	6 449	6 916	4 078	17 438
Direkta produktionsskatter	25 428	13 805	21 328	10 712	41 624
Förändring i lager/över- och under uttag	10 366	12 247	11 865	7 651	-3 409
Övriga	1 134	573	1 199	513	4 233
<b>Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet</b>	<b>97 922</b>	58 461	85 470	46 288	157 065
Produktionskostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	32 030	-	32 030
<b>Summa produktionskostnader</b>	<b>97 922</b>	58 461	117 500	46 288	189 095

<b>Not 3. Avskrivningar,</b>	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Norge	61 628	29 493	45 356	25 069	101 643
Frankrike	5 992	3 010	6 795	3 448	14 623
Nederländerna	6 187	2 938	8 404	3 953	16 490
Indonesien	2 422	1 387	1 858	1 060	4 218
Ryssland	2 405	1 186	3 180	1 564	6 002
Tunisien	-	-	-	-	6
<b>Avskrivningar av olje- och gastillgångar</b>	<b>78 634</b>	38 015	65 593	35 094	142 982
Italien	-	-	29	29	2 334
<b>Avskrivningar av solenergitillgångar</b>	<b>-</b>	-	29	29	2 334
<b>Avskrivningar från kvarvarande verksamhet</b>	<b>78 634</b>	38 015	65 622	35 123	145 316
Avskrivningar från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	11 362	-	11 362
<b>Summa avskrivningar</b>	<b>78 634</b>	38 015	76 984	35 123	156 678

<b>Not 4. Prospekteringskostnader,</b>	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Norge	14 550	5 341	30 582	-2 469	94 526
Vietnam	427	314	15 035	15 035	31 906
Övriga	1 209	521	556	104	1 102
<b>Prospekteringskostnader från kvarvarande verksamhet</b>	<b>16 186</b>	6 176	46 173	12 670	127 534
Prospekteringskostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	61	-	61
<b>Summa prospekteringskostnader</b>	<b>16 186</b>	6 176	46 234	12 670	127 595

<b>Not 5. Finansiella intäkter,</b>	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Ränteintäkter	2 587	1 245	1 296	648	3 409
Valutakursvinster, netto	-	-	-	-4 854	13 360
Försäkringsintäkter	1 726	1 726	377	15	377
Garanti-intäkter	489	239	89	44	2 348
Vinst vid försäljning av aktier	29 974	14 341	-	-	-
Övriga finansiella intäkter	269	241	2 229	2 122	1 462
<b>Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>35 045</b>	17 792	3 991	-2 025	20 956
Finansiella intäkter från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	360	-	360
<b>Summa finansiella intäkter</b>	<b>35 045</b>	17 792	4 351	-2 025	21 316

<b>Not 6. Finansiella kostnader,</b> TUSD	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Räntekostnader	2 840	1 249	2 573	1 329	10 047
Valutakursförluster, netto	13 365	4 847	626	626	-
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	3 434	1 739	3 516	1 765	6 990
Värdeförändring i räntesäkringskontrakt	-	-	1 803	861	3 872
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	2 259	1 157	1 996	970	3 989
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	1 202	602	772	375	2 360
Förlust vid försäljning av aktier	-	-	3 884	2 912	3 879
Övriga finansiella kostnader	1 116	568	950	581	2 326
<b>Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet</b>	<b>24 216</b>	10 162	16 120	9 419	33 463
Finansiella kostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	1 224	-	1 224
<b>Summa finansiella kostnader</b>	<b>24 216</b>	10 162	17 344	9 419	34 687
<b>Not 7. Skatt,</b> TUSD	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Kvarvarande verksamhet</b>					
Aktuell skatt	130 705	72 040	14 371	7 551	68 152
Uppskjuten skatt	158 863	80 673	97 855	64 112	183 713
<b>Skatt från kvarvarande verksamhet</b>	<b>289 568</b>	152 713	112 226	71 663	251 865
Aktuell skatt	-	-	7 315	-	7 315
Uppskjuten skatt	-	-	1 673	-	1 673
<b>Skatt från avyttrad verksamhet - Storbritannien</b>	-	-	8 988	-	8 988
<b>Summa skatt</b>	<b>289 568</b>	152 713	121 214	71 663	260 853
<b>Not 8. Avyttrad verksamhet,</b> TUSD	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Försäljning av olja och gas	-	-	62 567	-	62 567
Övriga rörelseintäkter	-	-	1 983	-	1 983
<b>Rörelsens intäkter</b>	-	-	64 550	-	64 550
Produktionskostnader	-	-	-32 030	-	-32 030
Avskrivningar av olje- och gastillgångar	-	-	-11 362	-	-11 362
Prospekteringskostnader	-	-	-61	-	-61
Administrationskostnader och avskrivningar	-	-	-323	-	-323
<b>Rörelseresultat</b>	-	-	20 774	-	20 774
Finansiella intäkter	-	-	360	-	360
Finansiella kostnader	-	-	-1 224	-	-1 224
<b>Resultat före skatt</b>	-	-	19 910	-	19 910
Skatt	-	-	-8 988	-	-8 988
<b>Periodens resultat från avyttrad verksamhet</b>	-	-	10 922	-	10 922
Vinst vid försäljning av tillgångar	-	-	358 353	358 353	358 070
<b>Periodens resultat från avyttrad verksamhet</b>	-	-	369 275	358 353	368 992

<b>Not 9. Olje- och gastillgångar,</b> TUSD	<b>30 jun 2011</b>	31 dec 2010
Norge	1 294 327	1 018 533
Frankrike	175 461	159 168
Nederländerna	48 924	49 721
Indonesien	85 670	78 011
Ryssland	633 930	614 731
Malaysia	68 186	42 058
Kongo (Brazzaville)	34 959	32 256
Irland	4 467	4 099
Övriga	208	394
	<b>2 346 132</b>	<b>1 998 971</b>

<b>Not 10. Finansiella tillgångar,</b> TUSD	<b>30 jun 2011</b>	31 dec 2010
Andra aktier och andelar	39 807	68 613
Aktiverade finansieringskostnader	3 833	4 650
Långfristiga fordringar	-	23 791
Övriga finansiella tillgångar	31 812	17 824
	<b>75 452</b>	<b>114 878</b>

<b>Not 11. Fordringar och lager,</b> TUSD	<b>30 jun 2011</b>	31 dec 2010
Lager	19 467	20 039
Kundfordringar	121 750	94 190
Underutttag	5 986	13 452
Kortfristiga fordringar	-	74 527
Fordringar på Joint venture partners	18 506	21 389
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	7 306	6 351
Övriga tillgångar	3 890	6 299
	<b>176 905</b>	<b>236 247</b>

<b>Not 12. Avsättningar,</b> TUSD	<b>30 jun 2011</b>	31 dec 2010
Återställningskostnader	116 212	93 766
Uppskjuten skatteskuld	860 798	650 695
Långsiktiga incitamentsprogram	20 708	18 821
Pension	1 725	1 421
Övriga avsättningar	5 810	4 984
	<b>1 005 253</b>	<b>769 687</b>

<b>Not 13. Övriga kortfristiga skulder,</b> TUSD	<b>30 jun 2011</b>	31 dec 2010
Leverantörsskulder	10 036	16 031
Överutttag	283	1 761
Aktuell skatteskuld	129 741	39 679
Upplupna kostnader	10 609	7 667
Skuld avseende bolagsförvärv	-	5 680
Skuld gentemot Joint venture partners	152 489	100 931
Kortfristiga räntebärande skulder	-	450
Derivatinstrument	3 683	6 866
Övriga skulder	6 043	5 932
	<b>312 884</b>	<b>184 997</b>

## MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Rörelsens intäkter</b>					
Övriga rörelseintäkter	13 133	9 311	11 139	2 961	25 822
<b>Bruttoresultat</b>	<b>13 133</b>	9 311	11 139	2 961	25 822
Administrationskostnader	-52 858	-7 975	-28 019	-9 594	-72 222
<b>Rörelseresultat</b>	<b>-39 725</b>	1 336	-16 880	-6 633	-46 400
<b>Resultat från finansiella poster</b>					
Finansiella intäkter	2 885	1 259	13 418	12 927	4 012 086
Finansiella kostnader	-11 831	-6 122	-28 117	-28 087	-36 928
	<b>-8 946</b>	-4 863	-14 699	-15 160	3 975 158
<b>Resultat före skatt</b>	<b>-48 671</b>	-3 527	-31 579	-21 793	3 928 758
Skatt	-	-	7 328	7 878	7 328
<b>Periodens resultat</b>	<b>-48 671</b>	-3 527	-24 251	-13 915	3 936 086

## MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>-48 671</b>	-3 527	-24 251	-13 915	3 936 086
Övrigt totalresultat	-	-	-	-	-
<b>Totalresultat</b>	<b>-48 671</b>	-3 527	-24 251	-13 915	3 936 086
Totalresultat hänförligt till: Moderbolagets aktieägare	-48 671	-3 527	-24 251	-13 915	3 936 086
	<b>-48 671</b>	-3 527	-24 251	-13 915	3 936 086

## MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

30 juni 2011      31 december 2010

Belopp i TSEK

	30 juni 2011	31 december 2010
<b>TILLGÅNGAR</b>		
<b>Anläggningstillgångar</b>		
Finansiella tillgångar	7 871 947	7 871 947
<b>Summa anläggningstillgångar</b>	<b>7 871 947</b>	<b>7 871 947</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>		
Fordringar	6 454	7 175
Likvida medel	3 302	6 735
<b>Summa omsättningstillgångar</b>	<b>9 756</b>	<b>13 910</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>	<b>7 881 703</b>	<b>7 885 857</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 303 705	7 352 376
<b>Långfristiga skulder</b>		
Avsättningar	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag	539 574	482 281
<b>Summa långfristiga skulder</b>	<b>575 977</b>	<b>518 684</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>		
Kortfristiga skulder	2 021	14 797
<b>Summa kortfristiga skulder</b>	<b>2 021</b>	<b>14 797</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>	<b>7 881 703</b>	<b>7 885 857</b>
Ställda panter	4 667 381	3 081 228
Ansvarsförbindelser	-	-



## MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
<b>Kassaflöde använt för/från verksamheten</b>					
Periodens resultat	-48 671	-3 527	-24 251	-13 915	3 936 086
Icke likviditetspåverkande poster	1 252	830	40 492	39 985	-3 918 807
Förändringar i rörelsekapital	-13 335	-10 426	11 309	11 231	-798
<b>Summa kassaflöde använt för/från verksamhet</b>	<b>-60 754</b>	<b>-13 123</b>	<b>27 550</b>	<b>37 301</b>	<b>16 481</b>
<b>Kassaflöde från investeringar</b>					
Förändring av övriga finansiella anläggningstillgångar	-	-	-6 640	-6 640	1 590
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-6 640</b>	<b>-6 640</b>	<b>1 590</b>
<b>Kassaflöde använt för finansiering</b>					
Förändring av långfristiga skulder	57 293	15 691	45 188	35 297	71 870
Köp av egna aktier	-	-	-61 242	-61 242	-83 157
<b>Summa kassaflöde från/använt för finansiering</b>	<b>57 293</b>	<b>15 691</b>	<b>-16 054</b>	<b>-25 945</b>	<b>-11 287</b>
<b>Förändring av likvida medel</b>	<b>-3 461</b>	<b>2 568</b>	<b>4 856</b>	<b>4 716</b>	<b>6 784</b>
<b>Likvida medel vid periodens början</b>	<b>6 735</b>	<b>579</b>	<b>532</b>	<b>681</b>	<b>532</b>
Valutakursförändring i likvida medel	28	155	86	77	-581
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>3 302</b>	<b>3 302</b>	<b>5 474</b>	<b>5 474</b>	<b>6 735</b>

## 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 2010</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>5 120 750</b>	<b>1 887 788</b>	<b>-32 271</b>	<b>7 840 752</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-32 271	32 271	-
<b>Totalresultat</b>	-	-	-	-	<b>-24 251</b>	<b>-24 251</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Utdelning	-	-	-2 123 457	-1 826 272	-	-3 949 729
Köp av egna aktier	-	-	-61 242	-	-	-61 242
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	-	29 380	-29 380	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	-	135	-	135
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	-	-	<b>-2 155 319</b>	<b>-1 855 517</b>	-	<b>-4 010 836</b>
<b>Balans per den 30 juni 2010</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 965 431</b>	-	<b>-24 251</b>	<b>3 805 665</b>
<b>Totalresultat</b>	-	-	-	-	<b>3 960 337</b>	<b>3 960 337</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Utdelning	-	-	-391 711	-	-	-391 711
Köp av egna aktier	-	-	-21 915	-	-	-21 915
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	-	-	<b>-413 626</b>	-	-	<b>-413 626</b>
<b>Balans per den 31 december 2010</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>-48 671</b>	<b>-48 671</b>
<b>Balans per den 30 juni 2011</b>	<b>3 179</b>	<b>861 306</b>	<b>2 551 805</b>	<b>3 936 086</b>	<b>-48 671</b>	<b>7 303 705</b>

## FINANSIELLA NYCKELTAL

Finansiella nyckeltal har beräknats på kvarvarande verksamhet.

<b>Finansiell data (TUSD)</b>	<b>1 jan 2011- 30 jun 2011 6 månader</b>	1 apr 2011- 30 jun 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 jun 2010 6 månader	1 apr 2010- 30 jun 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Rörelseresultat	618 968	327 210	356 179	189 686	798 599
EBITDA	505 327	266 923	258 388	138 802	603 450
Periodens resultat	130 344	76 909	20 810	7 219	129 478
Operativt kassaflöde	390 341	196 709	256 338	135 847	573 380
<b>Nyckeltal, aktie (USD)</b>					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,52	3,52	2,48	2,48	2,96
Operativt kassaflöde per aktie	1,26	0,64	0,82	0,44	1,84
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,80	1,15	0,70	0,32	1,79
Resultat per aktie	0,43	0,25	0,08	0,02	0,46
Resultat per aktie efter full utspädning	0,43	0,25	0,08	0,02	0,46
EBITDA per aktie efter full utspädning	1,62	0,85	0,83	0,45	1,93
Utdelning per aktie	-	-	2,10	2,10	2,30
Börskurs vid periodens utgång	13,55	13,55	4,46	4,46	12,47
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	311 027 942	311 027 942	311 665 278	311 665 278	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	311 027 942	311 027 942	313 183 758	312 949 835	312 096 990
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	311 027 942	311 027 942	313 183 758	312 949 835	312 096 990
<b>Nyckeltal, koncernen (%)</b>					
Räntabilitet på eget kapital	12	7	2	1	12
Räntabilitet på sysselsatt kapital	31	17	9	5	24
Netto skuldsättningsgrad	13	13	64	64	36
Soliditet	44	44	37	37	41
Andel riskbärande kapital	76	76	60	60	67
Räntetäckningsgrad	7 006	7 946	1 794	2 233	1 860
Operativt kassaflöde/räntekostnader	6 221	6 582	3 248	3 434	2 742
Direktavkastning	-	-	47	47	18

## 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.

**Börskurs vid periodens utgång:** Börskursen i USD är baserad på börskursen i SEK omräknat till balansdagens kurs.

**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 & 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 3 augusti 2011

Ian H. Lundin  
Styrelseordförande

C. Ashley Heppenstall  
Koncernchef & VD

William A. Rand

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

Magnus Unger

Dambisa F. Moyo

Kristin Færøvik

### Granskningsrapport

Vi har utfört en översiktlig granskning av rapporten för Lundin Petroleum (publ) för perioden 1 januari 2011 till 30 juni 2011. 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 3 augusti 2011

PricewaterhouseCoopers AB

Bo Hjalmarsson  
Auktoriserad revisor  
Huvudansvarig revisor

Bo Karlsson  
Auktoriserad revisor

## Finansiell information

### Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Niomånadersrapporten (januari-september 2011) kommer att publiceras den 2 november 2011.
- Bokslutsrapporten (januari-december 2011) kommer att publiceras den 8 februari 2012.

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

## OFFENTLIGGÖRANDE

*Ovanstående information har offentliggjorts i enlighet med Lag om värdepappersmarknaden och/eller Lag om handel med finansiella instrument. Informationen publicerades kl. 7.30 den 3 augusti 2011.*

## FRAMÅTRIKTADE UTTALANDEN

*Vissa uttalanden samt viss informationen i detta pressmeddelande utgör "framåtriktad information" (enligt tillämplig kanadensisk 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 resurser, framtida produktionsnivåer, framtida investeringar och fördelningen av dessa på prospekterings- och utvecklingsaktiviteter, framtida borrowningar samt andra prospekterings- och utvecklingsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av belopp 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 och framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "förutse", "plan", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan", "kommer att", "projekt", "förutse", "potential", "inriktning", "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 förlitans på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för detta pressmeddelande 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 utveckling), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillgång till nyckelpersoner, reservestimater, hälsa, säkerhet, miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Riskfaktorer" samt på andra ställen i Bolagets årsredovisning för 2010. 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 i detta pressmeddelande är uttryckligen kvalificerade av detta varnande uttalande.*

## Resurser

*Utvinnings- och produktionsuppskattningar av bolagets resurser som tillhandahålls här är bara uppskattningar och det finns ingen garanti för att de uppskattade resurserna kommer att utvinnas eller produceras. Faktiska resurser kan vara större eller mindre än de uppskattningar som ges här. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt gångbart för bolaget att producera någon del av dessa resurser.*