

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 2 november 2011

DELÅRSRAPPORT FÖR NIOMÅNADERSPERIODEN SOM AVSLUTADES DEN 30 SEPTEMBER 2011

HÖJDPUNKTER

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2011

- Avaldsnes/Aldous Major South fyndighet innehåller mellan 1,7 miljarder och 3,3 miljarder utvinningsbara betingade bruttoresurser. En av de största fyndigheterna någonsin på den norska kontinentalsockeln.
- Produktion om 32 800 boepd – upp med 10% från de första nio månaderna 2010
- Resultat efter skatt om 169,3 MUSD – upp med 295% från de första nio månaderna 2010
- EBITDA om 767,3 MUSD - upp med 80% från de första nio månaderna 2010
- Operativt kassaflöde om 586,8 MUSD - upp med 41% från de första nio månaderna 2010
- Nettoskuld om 123,9 MUSD – ner från 410 MUSD vid slutet av 2010
- Två gasfyndigheter, offshore, östra Malaysia
- Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet inlämnad för godkännande
- 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

Tredje kvartalet som avslutades den 30 september 2011

- Produktion om 33 900 boepd
- Resultat efter skatt om 38,9 MUSD
- EBITDA om 262,0 MUSD
- Operativt kassaflöde om 196,5 MUSD

	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto	32,8	33,9	29,8	32,1	30,5
Rörelsens intäkter i MUSD	946,5	327,5	558,5	202,3	798,6
Periodens resultat i MUSD	169,3	38,9	42,8	22,0	129,5
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	172,6	39,5	52,5	26,6	142,9
Vinst/aktie i USD ¹	0,56	0,13	0,17	0,09	0,46
Vinst/aktie efter full utspädning i USD ¹	0,56	0,13	0,17	0,09	0,46
EBITDA i MUSD	767,3	262,0	425,6	167,2	603,5
Operativt kassaflöde i MUSD	586,8	196,5	416,5	160,1	573,4

Beloppen i ovanstående tabell baseras på kvarvarande verksamhet.

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare

Lundin Petroleum är ett svenskt oberoende olje- och gasprospekterings och produktionsbolag med en välbalanserad portfölj av tillgångar i världsklass främst i Europa och Sydostasien. Bolaget är noterat vid NASDAQ OMX, Stockholm (ticker "LUPE") och vid Torontobörsen (TSX) (ticker "LUP"). Lundin Petroleum har 187 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.

Kära aktieägare

Den största nyheten under det tredje kvartalet är helt klart de ökade resurserna för Avaldsnesfyndigheten, offshore Norge. Som vi tidigare indikerat sträcker sig Avaldsnesstrukturen västerut in i PL265 där Statoil är operatör och detta bekräftades med fyndigheten Aldous Major South. Avaldsnes och Aldous Major South är i själva verket ett enda sammanhängande gigantiskt oljefält. Vårt utvärderingsborrningsprogram för Avaldsnes i PL501, där vi är operatör, tillsammans med Statoils fyndighetsborrnning och efterföljande utvärderingsborrnning i PL265 har bekräftat att tjocklek och kvalitet i reservoaren från jura är bättre än man tidigare antagit. Detta resulterade i att Lundin Petroleum ökade resursintervallet för fyndigheten Avaldsnes i PL501 till mellan 800 miljoner och 1,8 miljarder fat, brutto, av utvinningsbar olja. Statoil har meddelat ett resursintervall mellan 900 miljoner och 1,5 miljarder fat, brutto, av utvinningsbar olja för fyndigheten Aldous Major South. Som ett resultat uppskattas fyndigheten Avaldsnes/Aldous Major South innehålla mellan 1,7 och 3,3 miljarder fat av utvinningsbar olja. Detta gör fyndigheten till en av de fem största fyndigheterna någonsin på den norska kontinentalsockeln, den största sedan mitten av 1980-talet och den största fyndigheten i världen i år. Fyndigheten är vidare belägen på 115 meters vattendjup, i en reservoar på mindre än 2 000 meter, i närheten av existerande infrastruktur med ledig kapacitet och med olja av utmärkt kvalitet. Det är verkligen anmärkningsvärt att en fyndighet av denna storlek och kvalitet har gjorts av Lundin Petroleum i hjärtat av den norska Nordsjön, 45 år efter att den första prospekteringsaktiviteten började i området.

Nyheten är transformerande för Lundin Petroleum. Prioritet är nu först och främst att till fullo utvärdera fyndigheten för att bättre kunna definiera resursintervallet och bidra med information för planering av utbyggnaden. Resursintervallet är fortfarande brett men min erfarenhet säger mig att stora fält ofta blir större. Fyndigheten är betydande för samtliga och vi arbetar nära Statoil och våra partners för att projektet skall avancera. Det råder enligt min mening ingen tvekan om att fyndigheten kommer att bidra till en betydande andel av Nordsjöns totala produktion under många år framöver och kommer beroende på storleken, läget och kvaliteten på reservoaren, att bli en av de mest värdefulla fyndigheterna som någonsin gjorts i Nordsjön.

Finansiellt resultat

Lundin Petroleums vinst efter skatt för de första nio månaderna är 169,3 MUSD. Det höga produktionsresultatet fortsätter och har resulterat i operativt kassaflöde om 586,8 MUSD och EBITDA om 767,3 MUSD för perioden. Vår balansräkning är fortsatt lågt belånad med en nettoskuld på enbart 125 miljoner USD. Våra nuvarande produktions- och utbyggnadstillgångar exklusive den nyligen gjorda Avaldsnesfyndigheten understödjer, med marginal, en lånekapacitet väl över 2 miljarder USD. Vi förväntar oss att fortsätta generera ett högt operativt kassaflöde från våra producerande tillgångar vilket kommer att utgöra den primära finansieringskällan för våra framtida utbyggnads- och prospekteringsutgifter. Vi kommer dock att lägga om vår existerande reservbaserade kreditfacilitet för att förse bolaget med ytterligare likviditet och flexibilitet.

Produktion

Under de första nio månaderna 2011 var produktionen i genomsnitt 32 800 fat oljeekvivalenter per dag (boepd), vilket motsvarar den övre delen av vår prognos. Produktionen under det tredje kvartalet om 33 900 boepd var särskilt hög till följd av det fortsatt utmärkta resultatet från Volundfältet, offshore Norge. Vi bibehåller vår tidigare angivna produktionsprognos om 31 000 - 34 000 boepd för 2011. Produktionen 2012 kommer att öka med bidrag från ny produktion från Gaupefältet, offshore Norge.

Utbyggnad

Vi håller fast vid vår förväntade femårsproduktion på över 60 000 boepd från olika norska utbyggnadsprojekt. Denna förväntade femårsproduktion exkluderar Avaldsnes/Aldous Major South som kommer att producera flera hundra tusen fat per dag och kommer att få en enorm positiv inverkan på vår framtida produktion.

Om vi helt kort tittar på utvecklingen av våra olika utbyggnadsprojekt:

- Gaupes utbyggnadsborrnningar är slutförda och anläggningen är till största delen färdig. Vi väntar nu på att fartyget som lägger ut pipelines anländer för att kunna slutföra utbyggnaden och börja producera.
- Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet har lämnats in till det norska petroleum- och energidepartementet för godkännande och vi inväntar svar inom kort.
- Vi planerar fortfarande att lämna in utbyggnadsplanen för Bøylas återkoppling till Alvheim FPSO under första halvåret 2012.

FEED studier för Luno/Tellus utbyggnad har slutförts. Utbyggnadskonceptet ger utrymme för möjligheten till gemensam utbyggnad av det närliggande Draupnefältet. Vi har blivit ombedda av det norska petroleum- och energidepartementet att Luno- och Draupnefältens partners skall arbeta fram en gemensam utbyggnadslösning för att uppnå kostnadsbesparingar. Vi är överens om departementets slutsatser och tror att vårt koncept för gemensam utbyggnad kommer att påvisa sådana förmånliga kostnadsbesparingar. Vi diskuterar med Draupnes partners beträffande vår utbyggnadslösning. Vi planerar fortfarande att lämna in utbyggnadsplanen för Luno innan slutet av året 2011 för att försäkra oss om att kunna möta vår prognos om produktionsstart 2015.

Prospektering

Vår inställning har alltid varit att den norska kontinentalsockeln representerar ett område med utmärkt prospekteringspotential trots att det ansetts som ett moget område. Den historiskt sett högre skatteförhållandena jämfört med Storbritannien tillsammans med det faktum att den oberoende sektorn inte

varit aktiv i Norge förrän för 10 år sedan, innebär att prospekteringsaktiviteten var mycket lägre i Norge än i Storbritannien. De geologiska förutsättningarna är i princip de samma och den lägre borraraktiviteten i Norge skapar därför en möjlighet för aktiva prospekteringsdrivna bolag som Lundin Petroleum. Våra prospekteringsframgångar med fyndigheter som Luno, Apollo och nu Avaldsnes visar tydligt att den strategin har fungerat.

Vi är hur som helst övertygade om att det finns mer att hitta. Trots att prioritet ges till utvärderingen av Avaldsnes beträffande riggkapacitet har vi ett aktivt prospekteringsprogram i Norge under 2012 med åtta nya prospekteringsbörningar. Vi kommer att genomföra tre nya prospekteringsbörningar i den södra delen av Utsira High där vi anser att vi har mycket god kännedom av området under havsbotten. Prospekteringsbörning kommer att fortsätta under 2013. Vi kommer att genomföra en börning i Møte Basin i norra Nordsjön i närheten av nyligen gjorda intressanta fyndigheter i Storbritannien. I Barents hav, där vi är en av de största innehavarna av areal, kommer ytterligare två prospekteringsbörningar genomföras. Vi har byggt en portfölj av nästan 50 licenser i Norge över de senaste 10 åren och vi fortsätter att öka aktiviteten genom att erhålla nya licenser i de årliga prospekteringsrundorna. Vi planerar att under kommande år, fortsätta borra de många potentiella strukturerna vi identifierat i portföljen.

Vårt prospekteringsbörningsprogram i Malaysia fortskrider väl. Gasfyndigheten Tarap meddelades under det andra kvartalet och har följts av ytterligare en gasfyndighet i Cempulut. De två fyndigheterna tillsammans med en tredje spännande fyndighet i vår licens innebär att vi har betingade resurser på över 250 miljoner kubik fot (bcf) gas i SB303, offshore östra Malaysia. Detta är sannolikt tillräckligt för att överväga en klusterutbyggnad i ett område med ökande gas underskott. Vårt malaysiska borrprogram pågår med ytterligare två börningar i år och fem börningar planerade för nästa år.

Happy Birthday

Under tredje kvartalet i år firade Lundin Petroleum sin 10 års dag. Efter att Lundin Oil såldes till Talisman och skapade betydande värden för aktieägarna startade vi Lundin Petroleum 2001 med cirka 50 miljoner USD i eget kapital. Jag är mycket stolt över att vi har fått bolaget att växa till ett marknadsvärde på 8 miljarder USD under dessa 10 år utan att ha frågat aktieägarna om nytt kapital. Denna framgång kommer inte utan hårt arbete och uppoffringar från min ledningsgrupp och anställda. För tio år sedan, i mitt första brev till aktieägarna talade jag om vår framtidige grundare Adolf Lundins livslånga sökande efter den svårångade elefanten – eller oljefält med miljarder fat. Min slutkommentar var att "Lundin Petroleum planerar att leverera". Ja, Adolf vi levererade och jag vet att du ser ner på oss alla som en mycket stolt man. Vi ser fram emot de kommande 10 åren och avser att fortsätta leverera.

Med vänlig hälsning

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Verksamheten

Europa

Norge

Lundin Petroleums nettoproduktion i Norge för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2011 (rapporteringsperiod) var 22 700 fat oljeekvivalenter per dag (boepd).

Nettoproduktionen för rapporteringsperioden från Alvheimfältet, offshore Norge, (Lundin Petroleums licensandel (l.a.) 15%) var 10 800 boepd. Alvheimfältet har varit i produktion sedan juni 2008 och fortsätter att överträffa förväntningarna. Det utmärkta resultatet från reservoarerna har resulterat i ökade utvinningsbara bruttoreserver 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 fortsätter. Två utbyggnadsborrningar sattes i produktion i oktober 2011. En tredje borrning har slutförts och kommer att sättas i produktion innan slutet av 2011. Förväntade utvinningskostnader för Alvheimfältet under 2011 är cirka 5,00 USD per fat.

Nettoproduktionen från Volundfältet (l.a. 35%) uppgick till 11 900 boepd för rapporteringsperioden och överträffade väsentligt förväntningarna. Produktionsstart från Volundfältet skedde i april 2010 och produktionen ökade under året till platåproduktion i takt med att utbyggnadsborrningarna med framgång slutförts. Under rapporteringsperioden översteg Volundfältets produktion sin fulla kapacitet på Alvheim FPSO om 8 700 boepd netto, då den utnyttjade ytterligare tillgänglig kapacitet. En ytterligare utbyggnadsborrning kommer att slutföras på Volund och kommer att slutföras under 2012.

I oktober 2009 meddelades en ny fyndighet på strukturen Bøyla i PL340 (l.a. 15%). Bøyla innehåller utvinningsbara betingade 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 i PL340BS som ännu en ny oljefyndighet. Caterpillar, belägen nära Bøyla, kommer nu sannolikt att byggas ut genom Bøylas utbyggnadsanläggning på havsbotten.

Lunofältet i PL338 (l.a. 50%) upptäcktes 2007 och har därefter utvärderats med ytterligare två borrningar. Resultatet från dessa utvärderingsborrningar har inkluderats i den reservoarmodell som används vid planering av utbyggnad och har resulterat i en uppgradering från 95 MMboe bevisade och sannolika (2P) bruttoreserver till 148 MMboe för Lunofältet. Reserverna har reviderats av det oberoende certifieringsbolaget Gaffney, Cline and Associates. FEED studier för Luno har slutförts. En utbyggnadsplan som innefattar möjligheten för en gemensam utbyggnad med det närliggande Draupnefältet kommer att slutföras och lämnas för godkännande innan slutet av 2011. Ytterligare prospekteringsborrningar i PL338 kommer att utföras under 2012 på strukturen Jorvik i närheten av Lunofyndigheten.

I april 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Tellus i PL338 som en fyndighet. Tellusfyndigheten är en nordlig förlängning av Lunofältet som uppskattas innehålla betingade bruttoresurser mellan 11 och 55 MMboe. Två reservoartester genomfördes i Tellusborrningen, av vilka den första genomfördes i sprucken grundsten och var det första framgångsrika fullskaliga testet i grundsten på den norska kontinentalsockeln. Den potentiella kommersiella produktionen från sprucken grundsten är positivt för att kunna addera resurser från denna reservoar i fyndigheten Luno South och omkringliggande 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 (l.a. 40%) med målsättning att nå strukturen Avaldsnes genomfördes med framgång under det tredje kvartalet 2010 och resulterade i en oljefyndighet. Efter fyndighetsborrningen uppskattades fyndigheten Avaldsnes innehålla utvinningsbara betingade bruttoresurser om 100 till 400 MMboe i licensen PL501 och att den av en förkastning kontrollerade strukturen sträcker sig västerut in i PL265 (l.a. 10%).

Under 2011 har två utvärderingsborrningar 16/3-4 och 16/2-7 båda med sidospårsborrningar slutförts med framgång. Utvärderingsborrningarna bekräftade förlängningen av Avaldsnesfyndigheten mot sydost och syd. Båda borrningarna bekräftade utmärkt kvalitet av egenskaperna i reservoar från juraålder som ett resultat av omfattande insamling av borrkärnor och loggar. Borrningarna påträffade oljeförande reservoar med tjocklek och kvalitet bättre än för fyndighetsborrningen och testade en genomsnittlig produktionsnivå över 5 500 boepd med begränsade ventiler. I augusti 2011 offentliggjorde Statoil, operatör för PL265, fyndigheten Aldous Major South med borrningen 16/2-8 som påträffade en oljekolonn på 65 meter av utmärkt sandstensreservoar från juraålder. En utvärderingsborrning av Aldous Major South genomfördes med framgång i oktober 2011 med borrningen 16/2-10. Som ett resultat av utvärderingsborrningarna på Avaldsnes och Aldous Major South är det nu bekräftat att de både fyndigheterna är ett sammanhängande gigantiskt oljefält. Till följd av de nyligen genomförda utvärderingsborrningarna har Lundin Petroleum offentliggjort ett intervall av utvinningsbara betingade bruttoresurser för fyndigheten Avaldsnes i PL501 på mellan 800 miljoner och 1,8 miljarder fat som har reviderats av Gaffney Cline & Associates. Samtidigt har Statoil offentliggjort ett intervall av utvinningsbara betingade bruttoresurser i PL265 mellan 900 miljoner och 1,5 miljarder fat olja. Den gemensamma fyndigheten Avaldsnes/Aldous Major South uppskattas därför innehålla betingade resurser om 1,7 till 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja, vilket utgör en av de största fyndigheterna på den norska kontinentalsockeln någonsin och

den största sedan mitten av 1980-talet. Fyndigheten är belägen på ett vattendjup på 115 meter, reservoaren ligger på ett djup på mindre än 2 000 meter och fältet är beläget 35 km från Granefältets infrastruktur med betydande ledig kapacitet. Oljan är cirka 28 grader API och av utmärkt kvalitet.

Under det tredje kvartalet 2011, slutförde Statoil som operatör även borrhningen av den potentiella strukturen Aldous Major North i PL265. Borrhningen påträffade en oljekolonn i en övre reservoar från tidig jura som var tunnare och av mindre god kvalitet än förväntat. Ytterligare utvärderingsborrningar är nödvändiga för att bestämma huruvida Aldous Major North är kommersiell.

Prioritet för 2012 kommer att bli ytterligare utvärdering av fyndigheten Avaldsnes/Aldous Major South med minst tre utvärderingsborrningar i PL501 för att definiera utvinningsbara resurser och för att bistå arbetet med strategin för utbyggnadsplanen. Fyndigheten Avaldsnes/Aldous Major South kommer att samordnas såsom ett fält och Lundin Petroleum som operatör för PL501 och Statoil som operatör för PL265 är överens om att tillsammans arbeta med utbyggnaden som högsta prioritet.

Det kommer att ske ytterligare prospekteringsborrning under 2012 i södra delen av Utsira Highområdet med borrhningen av den potentiella strukturen Luno II i PL359 (i.a. 40%), Jorvik strukturen i PL338 (i.a. 50%) och strukturen Biotitt i PL544 (i.a. 70%). Ytterligare potential har identifierats i området där ytterligare prospekteringsborrningar kommer att fortsätta under 2013.

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 bevisade och sannolika bruttoreserver om cirka 31 MMboe och förväntas producera 5 000 boepd på platånivå, netto Lundin Petroleum.

Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet (tidigare kallat Nemo) i PL148 (i.a. 50%) har lämnats in till norska petroleum- och oljedepartementet för godkännande. Brynhildfältet innehåller bevisade och sannolika bruttoreserver, om 22 MMboe och förväntas producera vid platånivå 6 000 boepd netto Lundin Petroleum med förväntad produktionsstart i slutet av 2013. Utbyggnaden innefattar tre borrhningar som kopplas tillbaka till Pierces produktionsanläggning i den brittiska sektorn av Nordsjön där Shell är operatör.

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 gasfyndighet med uppskattade betingade bruttoresurser mellan 88 och 280 miljarder kubikfot (bcf). Skallefyndigheten är belägen cirka 25 km från det producerande gasfältet Snøhvit. Ytterligare potential av kolväten finns i Skalles understrukturer och i potentiella strukturer i PL438.

I juli 2011 avslutade Lundin Petroleum borrhningen av 25/10-11 i strukturen 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. Det är i nuläget inte sannolikt att fyndigheten kommer att bli kommersiell trots de höga nivåerna av kolväte.

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 2 400 boepd och i Aquitaine Basin (i.a. 50%) var nettoproduktionen i genomsnitt 700 boepd för rapporteringsperioden. Utbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin, 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 påbörjades 2010 över licensen i Slyne Basin 04/06 (i.a. 50%) har slutförts.

SYDOSTASIE

Indonesien

Lematang (Södra Sumatra)

Lundin Petroleums nettoproduktion från Singa gasfält (i.a. 25,9%) uppgick under rapporteringsperioden till 1 000 boepd. Produktionen från Singafältet påbörjades under 2010. Bruttoproduktionen från den första producerande borrhningen är över 30 miljoner standard kubikfot per dag (MMscfd) av gas till försäljning.

Rangkas(Java)

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

Baronang/Cakalang (Natuna Sea)

Ett 3D seismik program på 975 km² över licenserna Baronang och Cakalang (l.a. 100%) avslutades under 2010. Prospekteringsborrningar kommer nu att påbörjas under 2013. 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 har slutförts under 2011.

Gurita (Natuna Sea)

Ett nytt produktionsdelningskontrakt undertecknades i mars 2011 för Guritablocket (l.a. 100%). Insamling av 400 km² 3D seismik kommer att slutföras under 2012.

Malaysia

3D Seismikprogrammet som genomfördes 2009 har identifierat ett flertal borrbara potentiella strukturer för 2011/2012 borrhprogram. Fem prospekterings- och utvärderingsborrningar kommer att genomföras under 2011.

Prospekteringsborrningen Tarap i SB303 (l.a. 75%), offshore Sabah, östra Malaysia resulterade i en gasfyndighet i juli 2011. Borrningen påträffade gas i samtliga fem oberoende förslutna sandstensreservoarer från Miocene med vertikal bruttomängd om cirka 150 meter. Betingade bruttoresurser i Tarapfyndigheten är 171 bcf. Prospekteringsborrningen Cempulut, även den i SB303, resulterade i en gasfyndighet. Borrningen påträffade ett rev från Mioceneålder med vertikal bruttomängd om 50 meter. Det finns en tredje fyndighet, Titik Terang, i licensområdet SB303. Samtliga tre fyndigheter är i närheten av varandra och vi utvärderar nu möjligheten till en "kluster" utbyggnad. Det finns olika alternativ för kommersialisering av gas i Sabahområdet.

Den första prospekteringsborrningen Batu Hitam-1 genomfördes i PM308A, offshore Malaysiska halvön pluggades ingen som ett torrt hål efter att ha påträffat god reservoar med hög koncentration av koldioxid. Den andra prospekteringsborrningen i PM308A Janglau-1 genomförs för närvarande.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i Block PM307 offshore den Malaysiska halvön. Ett 3D seismikprogram om 2 100 km² är planerat för 2011 samt en utvärderingsborrning på fyndigheten Bertram.

Ytterligare 5 prospekteringsborrningar och/eller utvärderingsborrningar kommer att genomföras i Malaysia under 2012, offshore Sabah och offshore Malaysiska halvön.

RYSSLAND

Nettoproduktionen från Ryssland till Lundin Petroleum, 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 km² av ny 3D seismik över Laganskyblocket, vilken kommer att identifiera nya prospekteringsstrukturer.

AFRIKA

Tunisien

Produktionen från Oudnafältet (l.a. 40%), till Lundin Petroleum var 800 boepd, för rapporteringsperioden.

Kongo (Brazzaville)

Prospekteringsborrningen Mindou Marine-1 i Block XI (l.a. 18,75%) avslutades i oktober 2011. Borrningen kommer att pluggas igen som ett torrt hål. Borrningen är den första av ett program om två eller tre prospekteringsborrningar i Block Marine XI och Marine XIV (l.a. 21,55%), vilka kommer att slutföras under 2012.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2011 (rapporteringsperioden), från den kvarvarande verksamheten, uppgick till 169,3 MUSD (42,8 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 172,6 MUSD (52,5 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,56 USD (0,17 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 767,3 MUSD (425,6 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 2,47 USD (1,36 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 586,8 MUSD (416,5 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 1,89 USD (1,33 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 avknoppningen av den brittiska verksamheten.

Produktion

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 32,8 Mboe per dag (Mboepd) (29,8 Mboepd) och omfattar nedanstående:

Produktion	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Norge					
– Kvantitet i Mboe	6 215,1	2 180,3	4 755,7	1 838,2	6 629,8
– Kvantitet i Mboepd	22,7	23,7	17,4	20,0	18,2
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	843,2	286,4	864,2	296,1	1 160,8
– Kvantitet i Mboepd	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	540,3	172,0	565,3	176,2	756,7
– Kvantitet i Mboepd	2,0	1,9	2,1	1,9	2,1
Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	292,6	128,5	636,9	234,1	887,1
– Kvantitet i Mboepd	1,0	1,4	2,3	2,5	2,4
Ryssland					
– Kvantitet i Mboe	861,9	284,2	1 019,2	319,1	1 321,2
– Kvantitet i Mboepd	3,2	3,1	3,7	3,5	3,6
Tunisien					
– Kvantitet i Mboe	210,2	66,1	288,9	90,6	372,2
– Kvantitet i Mboepd	0,8	0,7	1,1	1,0	1,0
Summa från kvarvarande verksamhet					
– Kvantitet i Mboe	8 963,3	3 117,5	8 130,2	2 954,3	11 127,8
– Kvantitet i Mboepd	32,8	33,9	29,8	32,1	30,5
Avyttrad verksamhet - Storbritannien					
– Kvantitet i Mboe	-	-	812,2	-	812,2
– Kvantitet i Mboepd	-	-	3,0	-	2,2
Summa exklusive innehav utan bestämmande inflytande					
– Kvantitet i Mboe	8 963,3	3 117,5	8 942,4	2 954,3	11 940,0
– Kvantitet i Mboepd	32,8	33,9	32,8	32,1	32,7

Ökningen i producerad volym i Norge i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till Volundfältet som startade sin produktion i april 2010. Volundfältet har en kontraktsslig minimum kapacitet om 25,0 Mboepd genom Alvheim FPSO och har producerat mer än 39,0 Mboepd under det tredje kvartalet 2011 genom att dra fördel av ledig kapacitet. Volundfältet bidrog med 11,9 Mboepd (3,8 Mboepd) för rapporteringsperioden och 13,7 Mboepd (7,1 Mboepd) för det tredje kvartalet 2011.

Producerade volymer för 2010 för Indonesien innehåller bidrag om 2,1 Mboepd från Salawatitillgångarna för de första nio 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 938,9 MUSD (549,0 MUSD) och beskrivs i not 1. Sålida volymer var 17 procent högre under rapporteringsperioden och erhållet pris på olja var 46 procent högre än för jämförelseperioden. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter (boe) uppgick till 101,63 USD (69,51 USD) och framgår av nedanstående tabell. Premien över Dated Brent på norsk råolja såld under rapporteringsperioden uppgick i genomsnitt till 3,82 USD per fat. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 111,89 USD (77,14 USD) per fat.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	6 489,5	2 300,7	4 742,1	1 700,2	6 712,5
– Genomsnittspris per boe	110,36	111,61	75,33	75,38	77,93
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	872,2	295,4	878,5	287,9	1 168,0
– Genomsnittspris per boe	110,56	112,59	76,33	75,53	79,35
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	540,3	172,0	565,3	176,2	756,7
– Genomsnittspris per boe	59,58	61,99	42,28	48,19	44,37
Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	270,7	111,8	330,2	103,2	607,7
– Genomsnittspris per boe	32,54	32,26	63,83	51,96	65,31
Ryssland					
– Kvantitet i Mboe	867,2	290,2	999,5	320,0	1 290,0
– Genomsnittspris per boe	69,69	70,07	50,21	51,97	51,65
Tunisien					
– Kvantitet i Mboe	198,2	-	382,6	187,0	382,6
– Genomsnittspris per boe	125,12	-	77,15	75,98	77,15
Summa från kvarvarande verksamhet					
– Kvantitet i Mboe	9 238,1	3 170,1	7 898,2	2 774,5	10 917,5
– Genomsnittspris per boe	101,63	102,41	69,51	70,14	71,92
Avyttrad verksamhet - Storbritannien					
– Kvantitet i Mboe	-	-	814,4	-	814,4
– Genomsnittspris per boe	-	-	76,82	-	76,82
Summa					
– Kvantitet i Mboe	9 238,1	3 170,1	8 712,6	2 774,5	11 731,9
– Genomsnittspris per boe	101,63	102,41	70,19	70,14	72,26

Sålida 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 (40 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 110,28 USD per fat (74,16 USD per fat) och återstående 64 procent (60 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 46,56 USD per fat (33,94 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 7,6 MUSD (9,5 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderar 3,5 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 2,1 MUSD och nettoredovisades mot produktionskostnaderna. I övriga rörelseintäkter ingår även

tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Jämförelseperioden innehåller rörelseintäkter om 7,0 MUSD avseende Etrion's solenergivirksamhet.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna uppgick för rapporteringsperioden till 146,2 MUSD (108,3 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.

Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Utvinningskostnader	8,27	8,20	8,18	7,55	8,63
Tariff- och transportkostnader	1,97	1,67	1,45	1,65	1,57
Royalty och direkta skatter	4,41	4,53	3,87	3,44	3,74
Förändringar i lager/överuttag	1,47	0,89	-0,45	-5,26	-0,31
Övrigt	0,19	0,18	0,21	0,18	0,38
Totala produktionskostnader	16,31	15,47	13,26	7,56	14,01
Avskrivningar	13,54	13,71	12,87	13,22	12,85
Total kostnad per boe	29,85	29,18	26,13	20,78	26,86

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 74,1 MUSD, jämfört med 67,0 MUSD för jämförelseperioden. Rapporteringsperioden innehåller kostnader för Volundfältet, Norge och Singafältet, Indonesien för en hel niomånadersperiod och Volund- och Singafältet bidrog endast delvis med kostnader under jämförelseperioden eftersom produktionen påbörjades under det andra kvartalet 2010. Dessutom innehåller rapporteringsperioden vissa engångskostnader, vilka har att göra med ett icke planerat driftstopp av Alvheim FPSO fartyget under det andra kvartalet 2011 och utgifter vilka har att göra med FPSO fartyget som används på Oudnafältet. Ökningarna kompenseras till viss del, i förhållande till jämförelseperioden, av en minskning till följd av försäljningen av Salawati tillgångarna, Indonesien i december 2010.

Utvinningskostnaderna för det tredje kvartalet 2011 uppgick till 25,6 MUSD, vilket motsvarar 8,20 USD per fat jämfört med 25,4 MUSD motsvarande 8,96 USD per fat under det andra kvartalet 2011. Minskningen av utvinningskostnad per fat i det tredje kvartalet jämfört med det andra kvartalet beror på en 10 procent högre produktion under det tredje kvartalet. Det tredje kvartalet 2011 innehåller utgifter om 1,5 MUSD för kontroll av förtöjningssystem och stigerör samt ytterligare utgifter avseende förnyelse av klassificering av den FPSO som används på Oudnafältet, Tunisien. Under det andra kvartalet 2011 uppgick kostnaderna som har att göra med inspektion och test av sprinklersystemet på Alvheim FPSO fartyget till 1,2 MUSD. De totala utvinningskostnaderna per fat förväntas uppgå till 8,50 USD per fat, vilket är i linje med de initiala förväntningarna för 2011.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 17,6 MUSD i förhållande till 11,8 MUSD för jämförelseperioden. Ökningen beror främst på bidraget av produktionsvolymen från Volundfältet, Norge som betalar en tariff till Alveimfältets ägare och påbörjade produktion i april 2010. Lundin Petroleum har en licensandel om 15 procent i Alveimfältet 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 produktionsvolymen. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 21,34 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 57,78 USD (37,14 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 skillnader som tidsskillnader, vilka får till följd att försäljningsnivåerna inte är desamma som produktionsnivåerna under en given tidsperiod. Förändringar i kolvåtelager och under- eller överuttag är ett resultat av tidsskillnader, vilka har kostnadsförts till ett belopp av 13,1 MUSD (-3,7 MUSD) under rapporteringsperioden.

Avskrivningar

Avskrivningar uppgick till 121,4 MUSD (107,0 MUSD) och beskrivs i not 3. Den huvudsakliga ökningen i förhållande till jämförelseperioden avser Norge där avskrivningarna har ökat med 30 procent, i linje med produktionsökningen. Norge bidrog till ungefär 80 procent av de totala avskrivningarna för perioden, motsvarande en kostnad av 15,35 USD per fat, och det ökar den totala nivån i förhållande till jämförelseperioden. Avskrivningar per fat för rapporteringsperioden är i linje med förväntningarna.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 80,2 MUSD (66,8 MUSD) och beskrivs i not 4. Beloppet som kostnads fördes under det tredje kvartalet 2011 uppgick till 64,0 MUSD och är främst hänförligt till utgifter för Earb South

borrningen på PL505, offshore Norge, vilken slutfördes i slutet av juli 2011. Earb South borrningen utgjorde en fyndighet men kommer inte sannolikt bli kommersiell och därför har utgifterna hänförliga till PL505 kostnadsförts. Under det tredje kvartalet 2011 har Batu Hitam prospekteringsborrningen på block 308A, Offshore, Malaysia förslutits och lämnats som ett torrt håll. Kostnaderna hänförliga till denna borrning har kostnadsförts under kvartalet.

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

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 35,1 MUSD (26,7 MUSD), av vilka 18,1 MUSD (3,8 MUSD) utgör icke kassaflödespåverkande kostnader som är hänförliga till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP). De 26,7 MUSD som redovisats under jämförelseperioden innehåller ett belopp om 10,9 MUSD hänförligt till Etrion.

Kostnaden ökade under det tredje kvartalet 2011 främst beroende på en ökning i avsättningen för LTIP till följd av en högre aktiekurs på Lundin Petroleum aktien på balansdagen. Värdet av LTIP tilldelningen, baserat på Lundin Petroleum aktiekurs på balansdagen fördelas över den intjänade delen av samtliga utestående LTIP, vilket inkluderar tidigare perioders och därför innehåller kostnaden i resultaträkningen förändringen i avsättningen. Lundin Petroleum har kompenserat exponeringen för LTIP genom att förvärva 6 882 638 av sina egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 39,2 MUSD (13,8 MUSD) och beskrivs i not 6.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 3,3 MUSD (1,9 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. Lånet till Etrion återbetalades under det andra kvartalet 2011.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 2,7 MUSD (8,4 MUSD). US dollarn stärktes gentemot såväl Euron som den norska kronan under det tredje kvartalet 2011, vilket medförde valutakursvinster på de koncerninterna lånemellanhavanden och på saldon som utgör rörelsekapital. Valutakursvinsten om 16,0 MUSD under det tredje kvartalet 2011 innebär en återföring av valutakursförlusten om 13,4 MUSD som redovisades under sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2011.

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 16,2 MUSD (25,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 4,3 MUSD (6,3 MUSD). Under jämförelseperioden aktiverades ränta till ett belopp om 2,4 MUSD vilka kan hänföras till finansieringen av utbyggnaden av Volundfältet, offshore Norge.

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. 5,2 MUSD (5,2 MUSD) har kostnadsförts avseende betalningar under dessa räntesäkringskontrakt under 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. 3,4 MUSD (3,0 MUSD) har redovisats i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

Skatt

Skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 417,3 MUSD (195,6 MUSD) och beskrivs i not 8.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 213,5 MUSD (33,7 MUSD) av vilka 185,7 MUSD (14,6 MUSD) är hänförliga till Norge. Ökningen av den aktuella skattekostnaden i Norge i förhållande till jämförelseperioden beror främst på att skattemässiga underskott utnyttjades under 2010.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 203,7 MUSD (161,9 MUSD) och uppkommer när skattemässiga underskott har nettoredovisats mot den aktuella skattekostnaden och då det finns en skillnad

mellan redovisningsmässiga och skattemässiga avskrivningar. 194,0 MUSD (161,4 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 71 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 36 procent främst eftersom utgifter för prospektering och skateavdrag för utbyggnadsutgifter gav en skattereduktion i Norge under rapporteringsperioden.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -3,4 MUSD (-9,6 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 9.

BALANSRÄKNINGEN

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 2 309,8 MUSD (1 999,0 MUSD) och finns beskrivna i not 10.

Utbyggnads- och prospekteringskostnader för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	156,0	63,9	85,9	23,6	106,3
Frankrike	20,7	11,3	9,1	1,7	13,2
Nederländerna	2,4	1,2	3,6	1,5	4,5
Indonesien	4,1	0,0	8,4	0,3	10,2
Ryssland	3,5	0,8	5,5	1,8	6,6
Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet	186,7	77,2	112,5	28,9	140,8
Avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	17,1	-	17,1
Utbyggnadsutgifter	186,7	77,2	129,6	28,9	157,9

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 156,0 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Gaupefältets utbyggnad och fas 2 borrningen på Alvheimfältet. 85,9 MUSD har förbrukats på utbyggnadsprojekt i Norge i jämförelseperioden, främst på Volundfältets utbyggnad och Alvheimfältets borrning.

Prospekteringsutgifter	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Belopp i MUSD					
Norge	237,0	84,7	70,0	40,2	160,8
Frankrike	1,0	0,5	0,6	0,3	1,0
Indonesien	12,0	5,6	10,5	2,5	13,5
Ryssland	6,9	2,4	14,0	3,3	18,3
Malaysia	60,3	33,9	6,8	2,1	10,6
Kongo (Brazzaville)	7,6	4,9	1,7	0,4	2,5
Vietnam	0,4	0,0	15,6	6,6	15,3
Övriga	1,8	1,8	3,9	3,6	4,4
Prospekteringsutgifter från kvarvarande verksamhet	327,0	133,8	123,1	59,0	226,4
Avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	0,2	-	0,2
Prospekteringsutgifter	327,0	133,8	123,3	59,0	226,6

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 237,0 MUSD, redovisats i Norge, vilket avser prospekteringsutgifter huvudsakligen på Tellus fyndigheten på licens PL338, Caterpillar fyndigheten på licens PL340, Earb South borrningen på licens PL505, Skalle borrningen på licens PL438 och Avaldsnes/Aldous Major South utvärderingsborrningarna på licens PL501 och PL265. 60,3 MUSD har redovisats i Malaysia huvudsakligen avseende

borrning och testning av Tarap och Cempulut borrningarna på block SB303 och Batu Hitam borrningen på block PM308A.

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

Finansiella tillgångar uppgick till 49,0 MUSD (114,9 MUSD) och beskrivs i not 11. Andra aktier och andelar uppgick till 20,3 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 Africa Oil Corporation om 23,8 MUSD och dess påföljande försäljning. Övriga finansiella tillgångar uppgick till 25,7 MUSD (17,8 MUSD) och är främst hänförliga till återvinningsbar moms betald på kostnader i Ryssland, vilken uppgår till 14,0 MUSD (16,5 MUSD) och Etrion Corporation obligationer om 10,3 MUSD (- MUSD), vilka innehålls av Lundin Petroleum.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 13,3 MUSD (15,1 MUSD) och avser huvudsakligen icke utnyttjade skattemässiga underskott i Nederländerna.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 171,2 MUSD (236,2 MUSD) och beskrivs i not 12.

Kundfordringar uppgick till 115,6 MUSD (94,2 MUSD). Högre oljepris har medfört högre värde på kundfordringarna per den 30 september 2011.

De kortfristiga lånefordringarna uppgick till - MUSD (74,5 MUSD) till följd av återbetalningen av lånet till Etrion under det andra kvartalet 2011.

Likvida medel uppgick till 98,1 MUSD (48,7 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 002,1 MUSD (769,7 MUSD) och framgår av not 13.

Avsättning för återställningskostnader uppgick till 111,7 MUSD (93,8 MUSD) och är hänförliga till framtida återställningsåtaganden. 8,3 MUSD har redovisats per balansdagen för framtida återställningsåtaganden hänförligt till arbete utfört till och med den 30 september 2011 för Gaupetbyggnaden. Avsättningen kommer att ökas i takt med att utbyggnaden av Gaupet fortskrider.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 845,9 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 37,3 MUSD (18,8 MUSD).

Övriga avsättningar uppgick till 5,7 MUSD (5,0 MUSD) och innehåller en avsättning för avgångsvederlag i Tunisien.

Långfristiga räntebärande skulder uppgick till 222,0 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 303,1 MUSD (185,0 MUSD) och beskrivs i not 14.

Skatteskulder uppgick till 156,8 MUSD (39,7 MUSD). 144,8 MUSD (20,9 MUSD) av skatteskulderna är hänförliga till Norge.

Skulder gentemot joint venture partners uppgick till 115,1 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 1,9 MUSD (6,9 MUSD).

MODERBOLAGET

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -96,5 MSEK (3 967,0 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingår administrationskostnader om 112,0 MSEK (38,3 MSEK), finansiella intäkter om 4,1 MSEK (15,3 MSEK) för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum samt räntekostnader om 18,0 MSEK (28,1 MSEK). 2010 års jämförelsetal innehåller 3 995,2 MSEK i utdelning, erhållen från ett dotterbolag.

NÄRSTÅENDETRANSAKTIONER

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

Koncernen erhöll 0,5 MUSD (0,5 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster och 0,7 MUSD (2,0 MUSD) i ersättning för stöd för vissa finansiella åtaganden.

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,7 MUSD) från AOC för räntetäkter på ett lån om - MUSD (23,8 MUSD), vilket konverterades till aktier under rapporteringsperioden.

Koncernen betalade 0,6 MUSD (0,2 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

Etrion har 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 (0,6 MUSD).

LIKVIDITET

Lundin Petroleum har en säkrad kreditfacilitet på 850 MUSD, med en sjuårig förfallodag, vilken infaller under 2014, av vilka 222,0 MUSD har utnyttjats per den 30 september 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 överenskommits 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 fem produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petrolim 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 100,3 MUSD. Utöver detta har BNP Paribas gett ut bankgarantier avseende arbetsåtaganden i Indonesien uppgående till 4,2 MUSD.

HÄNDELSE EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

I oktober 2011 avslutades prospekteringsborrningen Mindou Marine-1 (l.a. 18,75%) i block Marine XI, offshore Kongo (Brazzaville). Borrningen kommer att pluggas igen som ett torrt hål och kostnaderna hänförliga till borrningen kommer att kostnadsföras under det fjärde kvartalet 2011.

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 september 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. Innehavarna av de syntetiska optionerna har inte rätt att erhålla ny tilldelning i enlighet med unit bonus planen så länge de syntetiska optionerna är utestående.

Lundin Petroleum äger 6 882 638 av sina egna aktier anskaffade till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie, vilket kompenserar exponeringen för LTIP. Lundin Petroleums aktiekurs var per den 30 september 2011 117,60 SEK. Avsättning för LTIP uppgick till 37,3 MUSD per den 30 september 2011 och marknadsvärdet på aktierna per den 30 september 2011 var 118,0 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna har i enlighet med redovisningsregler inte kompenserat kostnaden för LTIP.

Antalet utställda units som ingår i 2009, 2010 och 2011 års LTIP program per den 30 september 2011 var 219 985 respektive 470 169 och 425 850.

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 kommer att framgångsrikt 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 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 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 hänförligt 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 september 2011 finns en skuld om 1,9 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 sep 2011		30 sep 2010		31 dec 2010	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	5,5498	5,8417	6,0724	5,8382	6,0345	5,8564
1 USD motsvarar Euro	0,7111	0,7406	0,7599	0,7327	0,7537	0,7484
1 USD motsvarar Rubel	28,7857	32,1040	30,2364	30,5483	30,3570	30,5493
1 USD motsvarar SEK	6,4047	6,8563	7,3381	6,6985	7,1954	6,7097

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Kvarvarande verksamhet						
Rörelsens intäkter						
Försäljning av olja och gas	1	938 881	324 637	548 965	194 590	785 162
Övriga rörelseintäkter		7 631	2 907	9 541	7 737	13 437
		946 512	327 544	558 506	202 327	798 599
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-146 169	-48 247	-108 330	-22 860	-157 065
Avskrivningar	3	-121 381	-42 747	-106 964	-41 342	-145 316
Prospekteringskostnader	4	-80 227	-64 041	-66 847	-20 674	-127 534
		598 735	172 509	276 365	117 451	368 684
Vinst vid försäljning av tillgångar		-	-	-	-	66 126
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-35 119	-17 976	-26 690	-12 941	-40 960
	5	563 616	154 533	249 675	104 510	393 850
Rörelseresultat						
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	6	39 150	4 105	13 839	9 848	20 956
Finansiella kostnader	7	-16 232	7 984	-25 073	-8 953	-33 463
		22 918	12 089	-11 234	895	-12 507
		586 534	166 622	238 441	105 405	381 343
Skatt	8	-417 255	-127 687	-195 594	-83 368	-251 865
		169 279	38 935	42 847	22 037	129 478
Periodens resultat från kvarvarande verksamhet						
Avyttrad verksamhet						
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	9	-	-	369 275	-	368 992
		169 279	38 935	412 122	22 037	498 470
Periodens resultat						
Hänförligt till moderbolagets aktieägare:						
Från kvarvarande verksamhet		172 637	39 489	52 487	26 569	142 883
Från avyttrad verksamhet		-	-	369 275	-	368 992
		172 637	39 489	421 762	26 569	511 875
Hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:						
Från kvarvarande verksamhet		-3 358	-554	-9 640	-4 532	-13 405
Från avyttrad verksamhet		-	-	-	-	-
		-3 358	-554	-9 640	-4 532	-13 405
		169 279	38 935	412 122	22 037	498 470
Periodens resultat						
Resultat per aktie – USD ¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,56	0,13	0,17	0,09	0,46
Från avyttrad verksamhet		-	-	1,18	-	1,18
		0,56	0,13	1,35	0,09	1,64
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,56	0,13	0,17	0,09	0,46
Från avyttrad verksamhet		-	-	1,18	-	1,18
		0,56	0,13	1,35	0,09	1,64

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

Belopp i TUSD	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Periodens resultat	169 279	38 935	412 122	22 037	498 470
Övrigt totalresultat					
Valutaomräkningsdifferens	-12 332	-86 788	-42 771	61 106	-43 972
Kassaflödessäkring	5 263	1 628	-1 595	-591	-378
Investeringar som kan säljas	-48 627	-17 569	13 437	7 254	53 128
Skatt på totalresultat	-1 316	-407	-1 942	-1 699	-1 771
Övrigt totalresultat efter skatt	-57 012	-103 136	-32 871	66 070	7 007
Totalresultat	112 267	-64 201	379 251	88 107	505 477
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	118 198	-56 457	389 654	91 708	510 165
Innehav utan bestämmande inflytande	-5 931	-7 744	-10 403	-3 601	-4 688
	112 267	-64 201	379 251	88 107	505 477

KONCERNENS BALANSRÄKNING

Belopp i TUSD	Not	30 september 2011	31 december 2010
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	10	2 309 757	1 998 971
Övriga materiella anläggningstillgångar		16 164	15 271
Finansiella tillgångar	11	49 043	114 878
Uppskjutna skattefordringar		13 284	15 066
Summa anläggningstillgångar		2 388 248	2 144 186
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	12	171 219	236 247
Likvida medel		98 075	48 703
Summa omsättningstillgångar		269 294	284 950
SUMMA TILLGÅNGAR		2 657 542	2 429 136
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 038 614	920 416
Innehav utan bestämmande inflytande		71 222	77 365
Totalt eget kapital		1 109 836	997 781
Långfristiga skulder			
Avsättningar	13	1 002 142	769 687
Banklån		222 000	458 835
Övriga långfristiga skulder		20 446	17 836
Summa långfristiga skulder		1 244 588	1 246 358
Kortfristiga skulder			
Övriga kortfristiga skulder	14	303 118	184 997
Summa kortfristiga skulder		303 118	184 997
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		2 657 542	2 429 136
Ställda säkerheter		658 647	459 220
Ansvarsförbindelser		-	-

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

Belopp i TUSD	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	169 279	38 935	412 122	22 037	498 470
Vinst vid försäljning av avyttrad verksamhet	-	-	-358 353	-	-424 196
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	623 200	238 855	408 339	153 309	575 955
Erhållen ränta	1 416	326	362	68	589
Betald ränta	-3 932	454	-3 295	-2 828	-2 937
Betald skatt	-64 323	-19 655	-20 788	-10 405	-25 029
Förändringar i rörelsekapital	37 485	-55 635	-52 351	3 486	-65 734
Summa kassaflöde från verksamheten	763 125	203 280	386 036	165 667	557 118
Kassaflöde använt för investeringar					
Investeringar i dotterbolag	-	-	-8 183	450	-22 553
Investeringar i intressebolag	-	-	225	-	235
Försäljningar av övriga aktier och andelar	53 938	-	446	-32	446
Förändringar i övriga finansiella anläggningstillgångar	-10 260	724	-4	-251	39
Övriga betalningar	-875	36	-1 521	-243	-3 085
Avyttringar	-	-	-25 003	-	-65 808
Investering i immateriella anläggningstillgångar	-	-	-205	-21	-200
Investeringar i olje- och gastillgångar	-513 727	-210 979	-253 608	-87 887	-348 819
Investeringar i solenergitillgångar	-	-	-19 397	-10 087	-21 210
Investeringar i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar	-3 113	-1 042	-3 132	-673	-4 853
Summa kassaflöde använt för investeringar	-474 037	-211 261	-310 382	-98 744	-465 808
Kassaflöde använt för/från finansiering					
Förändringar i långfristiga fordringar	-	-	-66 637	-66 637	-75 324
Förändringar i långfristiga banklån	-238 622	66 091	13 986	2 968	-49 609
Betalda finansieringskostnader	-	-	-51	-	-51
Köp av egna aktier	-	-	-10 712	-2 823	-10 712
Betalning vid nyemission i dotterbolag	-	-	15 191	15 191	15 191
Utdelning till innehav utan bestämmande inflytande	-212	-	-	-	-
Summa kassaflöde använt för/från finansiering	-238 834	66 091	-48 223	-51 301	-120 505
Förändring av likvida medel	50 254	58 110	27 431	15 622	-29 195
Likvida medel vid periodens början	48 703	38 127	77 338	89 874	77 338
Likvida medel som innehas för försäljning/utdelning	-	-	-50 074	-50 074	-
Valutakursdifferenser i likvida medel	-882	1 838	-1 150	-1 877	560
Likvida medel vid periodens slut	98 075	98 075	53 545	53 545	48 703
Summa kassaflöde från verksamheten					
Från kvarvarande verksamhet	763 125	203 280	709 029	165 667	880 394
Använt för avyttrad verksamhet	-	-	-322 993	-	-323 276
Summa kassaflöde från verksamheten	763 125	203 280	386 036	165 667	557 118
Summa kassaflöde använt för investeringar					
Använt för kvarvarande verksamhet	-474 037	-211 261	-267 996	-98 744	-423 422
Använt för avyttrad verksamhet	-	-	-42 386	-	-42 386
Summa kassaflöde använt för investeringar	-474 037	-211 261	-310 382	-98 744	-465 808
Summa kassaflöde använt för/från finansiering					
Använt för/från kvarvarande verksamhet	-238 834	66 091	-48 223	-51 301	-120 505
Använt för/från avyttrad verksamhet	-	-	-	-	-
Summa kassaflöde använt för/från finansiering	-238 834	66 091	-48 223	-51 301	-120 505

KONCERNENS FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL

Belopp i TUSD	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Periodens resultat	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2010	463	840 378	712 085	-411 268	95 555	1 237 213
Överföring av föregående års resultat	-	-	-411 268	411 268	-	-
Totalresultat	-	-32 365	256	421 763	-10 403	379 251
Transaktioner med ägare						
Förvärvat vid konsolidering	-	-	-	-	97	97
Utdelning	-	-358 049	-298 288	-	-	-656 337
Köp av egna aktier	-	-10 714	-	-	-	-10 714
För försäljning/utdelning	-	1 587	-10 195	-	-4 543	-13 151
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	4 386	-4 386	-	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	2 443	-	-	2 443
Summa transaktioner med ägare	-	-362 790	-310 426	-	-4 446	-677 662
Balans per den 30 september 2010	463	445 223	-9 353	421 763	80 706	938 802
Totalresultat	-	30 406	-7	90 112	5 715	126 226
Transaktioner med ägare						
Avyttring	-	4 662	-10 520	-	-13 599	-19 457
Utdelning	-	-61 267	-	-	-	-61 267
För försäljning/utdelning	-	-1 587	10 195	-	4 543	13 151
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	-7	7	-	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	326	-	-	326
Summa transaktioner med ägare	-	-58 199	8	-	-9 056	-67 247
Balans per den 31 december 2010	463	417 430	-9 352	511 875	77 365	997 781
Överföring av föregående års resultat	-	-	511 875	-511 875	-	-
Totalresultat	-	-54 439	-	172 637	-5 931	112 267
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-	-	-212	-212
Summa transaktioner med ägare	-	-	-	-	-212	-212
Balans per den 30 september 2011	463	362 991	502 523	172 637	71 222	1 109 836

KONCERNENS NOTER

Not 1. Försäljning av olja och gas,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Försäljning av:					
Olja					
- Norge	674 641	242 652	335 977	119 167	490 390
- Frankrike	96 430	33 256	67 053	21 747	92 681
- Nederländerna	171	56	76	39	128
- Indonesien	3	3	18 699	3 590	34 994
- Ryssland	60 437	20 333	50 179	16 631	66 624
- Tunisien	24 795	-	29 517	14 209	29 517
	856 477	296 300	501 501	175 383	714 334
Kondensat					
- Nederländerna	971	363	735	253	1 088
- Indonesien	-	-	64	19	200
	971	363	799	272	1 288
Gas					
- Norge	41 580	14 130	21 260	8 984	32 687
- Nederländerna	31 048	10 239	23 091	8 199	32 357
- Indonesien	8 805	3 605	2 314	1 752	4 496
	81 433	27 974	46 665	18 935	69 540
Försäljning av olja och gas från kvarvarande verksamhet	938 881	324 637	548 965	194 590	785 162
Försäljning av olja och gas från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	62 567	-	62 567
Summa försäljning av olja och gas	938 881	324 637	611 532	194 590	847 729
Not 2. Produktionskostnader,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Utvinningskostnader	74 138	25 559	67 008	22 846	97 179
Tariff- och transportkostnader	17 635	5 220	11 800	4 884	17 438
Direkta produktionsskatter	39 547	14 119	31 488	10 160	41 624
Förändring i lager/över- och under uttag	13 146	2 780	-3 684	-15 549	-3 409
Övriga	1 703	569	1 718	519	4 233
Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet	146 169	48 247	108 330	22 860	157 065
Produktionskostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	32 030	-	32 030
Summa produktionskostnader	146 169	48 247	140 360	22 860	189 095
Not 3. Avskrivningar,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Norge	95 389	33 761	73 381	28 025	101 643
Frankrike	9 118	3 126	10 654	3 859	14 623
Nederländerna	8 954	2 767	12 775	4 371	16 490
Indonesien	4 318	1 896	3 201	1 343	4 218
Ryssland	3 602	1 197	4 632	1 452	6 002
Tunisien	-	-	6	6	6
Avskrivningar av olje- och gastillgångar	121 381	42 747	104 649	39 056	142 982
Italien	-	-	2 315	2 286	2 334
Avskrivningar av solenergitillgångar	-	-	2 315	2 286	2 334
Avskrivningar från kvarvarande verksamhet	121 381	42 747	106 964	41 342	145 316
Avskrivningar från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	11 362	-	11 362
Summa avskrivningar	121 381	42 747	118 326	41 342	156 678

Not 4. Prospekteringskostnader,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Norge	66 727	52 177	33 473	2 891	94 526
Malaysia	11 015	10 747	-	-	-
Vietnam	440	13	32 164	17 129	31 906
Övriga	2 045	1 104	1 210	654	1 102
Prospekteringskostnader från kvarvarande verksamhet	80 227	64 041	66 847	20 674	127 534
Prospekteringskostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	61	-	61
Summa prospekteringskostnader	80 227	64 041	66 908	20 674	127 595

Not 5. Rörelseresultat,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Rörelseresultat					
- Norge	507 536	153 540	241 475	105 145	303 892
- Frankrike	65 446	22 276	37 927	11 806	52 309
- Nederländerna	14 082	4 489	4 687	1 814	7 273
- Indonesien	435	495	4 336	1 108	18 203
- Ryssland	6 524	1 712	3 779	2 144	4 734
- Tunisien	13 673	-70	11 705	8 548	11 500
- Malaysia	-11 010	-11 010	-	-	-
- Vietnam	-453	-13	-32 164	-17 129	-31 906
- Övriga	-32 617	-16 886	-22 070	-8 926	27 845
Rörelseresultat från kvarvarande verksamhet	563 616	154 533	249 675	104 510	393 850
Rörelseresultat från avyttrad verksamhet					
- Storbritannien	-	-	20 774	-	20 774
Summa rörelseresultat	563 616	154 533	270 449	104 510	414 624

Not 6. Finansiella intäkter,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Ränteintäkter	3 323	736	1 887	591	3 409
Valutakursvinster, netto	2 654	2 654	8 437	8 437	13 360
Försäkringsintäkter	1 734	8	377	-	377
Garanti-intäkter	704	215	2 260	491	2 348
Vinst vid försäljning av aktier	29 974	-	-	-	-
Övriga finansiella intäkter	761	492	878	329	1 462
Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet	39 150	4 105	13 839	9 848	20 956
Finansiella intäkter från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	360	-	360
Summa finansiella intäkter	39 150	4 105	14 199	9 848	21 316

Not 7. Finansiella kostnader,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Räntekostnader	4 297	1 457	6 270	3 697	10 047
Valutakursförluster, netto	-	-13 365	-	-626	-
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	5 234	1 800	5 189	1 673	6 990
Värdeförändring i räntesäkringskontrakt	-	-	3 840	2 037	3 872
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	3 403	1 144	2 974	978	3 989
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	1 722	520	1 757	985	2 360
Förlust vid försäljning av aktier	-	-	3 884	-	3 879
Övriga finansiella kostnader	1 576	460	1 159	209	2 326
Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet	16 232	-7 984	25 073	8 953	33 463
Finansiella kostnader från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	1 224	-	1 224
Summa finansiella kostnader	16 232	-7 984	26 297	8 953	34 687

Not 8. Skatt,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Kvarvarande verksamhet					
Aktuell skatt	213 509	82 804	33 724	19 353	68 152
Uppskjuten skatt	203 746	44 883	161 870	64 015	183 713
Skatt från kvarvarande verksamhet	417 255	127 687	195 594	83 368	251 865
Aktuell skatt	-	-	7 315	-	7 315
Uppskjuten skatt	-	-	1 673	-	1 673
Skatt från avyttrad verksamhet - Storbritannien	-	-	8 988	-	8 988
Summa skatt	417 255	127 687	204 582	83 368	260 853

Not 9. Avyttrad verksamhet,	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
TUSD					
Försäljning av olja och gas	-	-	62 567	-	62 567
Övriga rörelseintäkter	-	-	1 983	-	1 983
Rörelsens intäkter	-	-	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
Rörelseresultat	-	-	20 774	-	20 774
Finansiella intäkter	-	-	360	-	360
Finansiella kostnader	-	-	-1 224	-	-1 224
Resultat före skatt	-	-	19 910	-	19 910
Skatt	-	-	-8 988	-	-8 988
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	-	-	10 922	-	10 922
Vinst vid försäljning av tillgångar	-	-	358 353	-	358 070
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	-	-	369 275	-	368 992

Not 10. Olje- och gastillgångar, TUSD	30 sep 2011	31 dec 2010
Norge	1 254 134	1 018 533
Frankrike	172 079	159 168
Nederländerna	44 855	49 721
Indonesien	89 120	78 011
Ryssland	613 547	614 731
Malaysia	91 403	42 058
Kongo (Brazzaville)	39 863	32 256
Irland	4 337	4 099
Övriga	419	394
	2 309 757	1 998 971

Not 11. Finansiella tillgångar, TUSD	30 sep 2011	31 dec 2010
Andra aktier och andelar	20 277	68 613
Aktiverade finansieringskostnader	3 086	4 650
Långfristiga fordringar	-	23 791
Övriga finansiella tillgångar	25 680	17 824
	49 043	114 878

Not 12. Fordringar och lager, TUSD	30 sep 2011	31 dec 2010
Lager	24 690	20 039
Kundfordringar	115 583	94 190
Underutttag	1 540	13 452
Kortfristiga fordringar	-	74 527
Fordringar på Joint venture partners	17 979	21 389
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	5 801	6 351
Övriga tillgångar	5 626	6 299
	171 219	236 247

Not 13. Avsättningar, TUSD	30 sep 2011	31 dec 2010
Återställningskostnader	111 659	93 766
Uppskjuten skatteskuld	845 863	650 695
Långsiktiga incitamentsprogram	37 334	18 821
Pension	1 560	1 421
Övriga avsättningar	5 726	4 984
	1 002 142	769 687

Not 14. Övriga kortfristiga skulder, TUSD	30 sep 2011	31 dec 2010
Leverantörsskulder	9 360	16 031
Överutttag	3 358	1 761
Aktuell skatteskuld	156 841	39 679
Upplupna kostnader	11 075	7 667
Skuld avseende bolagsförvärv	-	5 680
Skuld gentemot Joint venture partners	115 085	100 931
Kortfristiga räntebärande skulder	-	450
Derivatinstrument	1 884	6 866
Övriga skulder	5 515	5 932
	303 118	184 997

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Rörelsens intäkter					
Övriga rörelseintäkter	29 045	15 912	15 227	4 088	25 822
Bruttoresultat	29 045	15 912	15 227	4 088	25 822
Administrationskostnader	-111 951	-59 093	-38 314	-10 295	-72 222
Rörelseresultat	-82 906	-43 181	-23 087	-6 207	-46 400
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	4 683	1 798	4 011 134	3 997 716	4 012 086
Finansiella kostnader	-18 314	-6 483	-28 382	-265	-36 928
	-13 631	-4 685	3 982 752	3 997 451	3 975 158
Resultat före skatt	-96 537	-47 866	3 959 665	3 991 244	3 928 758
Skatt	-	-	7 328	-	7 328
Periodens resultat	-96 537	-47 866	3 966 993	3 991 244	3 936 086

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Periodens resultat	-96 537	-47 866	3 966 993	3 991 244	3 936 086
Övrigt totalresultat	-	-	-	-	-
Totalresultat	-96 537	-47 866	3 966 993	3 991 244	3 936 086
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-96 537	-47 866	3 966 993	3 991 244	3 936 086
	-96 537	-47 866	3 966 993	3 991 244	3 936 086

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

30 september 2011 31 december 2010

Belopp i TSEK

TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Finansiella tillgångar	7 871 947	7 871 947
Summa anläggningstillgångar	7 871 947	7 871 947
Omsättningstillgångar		
Fordringar	12 307	7 175
Likvida medel	894	6 735
Summa omsättningstillgångar	13 201	13 910
SUMMA TILLGÅNGAR	7 885 148	7 885 857
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 255 839	7 352 376
Långfristiga skulder		
Avsättningar	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag	572 651	482 281
Summa långfristiga skulder	609 054	518 684
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	20 255	14 797
Summa kortfristiga skulder	20 255	14 797
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 885 148	7 885 857
Ställda panter	5 041 587	3 081 228
Ansvarsförbindelser	-	-

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Kassaflöde använt för/från verksamheten					
Periodens resultat	-96 537	-47 866	3 966 993	3 991 244	3 936 086
Icke likviditetspåverkande poster	-5 019	-6 271	-3 947 996	-3 988 488	-3 918 807
Förändringar i rörelsekapital	5 301	18 636	-2 739	-14 048	-798
Summa kassaflöde använt för/från verksamhet	-96 255	-35 501	16 258	-11 292	16 481
Kassaflöde från investeringar					
Förändring av övriga finansiella anläggningstillgångar	-	-	68 318	29 770	1 590
Summa kassaflöde från investeringar	-	-	68 318	29 770	1 590
Kassaflöde använt för finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	90 371	33 078	-83 157	-21 915	71 870
Köp av egna aktier	-	-	-	-	-83 157
Summa kassaflöde från /använt för finansiering	90 371	33 078	-83 157	-21 915	-11 287
Förändring av likvida medel	-5 884	-2 423	1 419	-3 437	6 784
Likvida medel vid periodens början	6 735	3 302	532	5 474	532
Valutakursförändring i likvida medel	43	15	-295	-381	-581
Likvida medel vid periodens slut	894	894	1 656	1 656	6 735

FÖRÄNDRINGAR I MODERBOLAGETS EGNA KAPITAL

Belopp i TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga fonder	Balanserad vinst	Periodens resultat	
Balans per den 1 januari 2010	3 179	861 306	5 120 750	1 887 788	-32 271	7 840 752
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-32 271	32 271	-
Totalresultat	-	-	-	-	3 966 993	3 966 993
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-2 123 457	-1 826 272	-	-3 949 729
Köp av egna aktier	-	-	-83 157	-	-	-83 157
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	-	29 380	-29 380	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	-	135	-	135
Summa transaktioner med ägare	-	-	-2 177 234	-1 855 517	-	-4 032 751
Balans per den 30 september 2010	3 179	861 306	2 943 516	-	3 966 993	7 774 994
Totalresultat	-	-	-	-	-30 907	-30 907
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-391 711	-	-	-391 711
Summa transaktioner med ägare	-	-	-391 711	-	-	-391 711
Balans per den 31 december 2010	3 179	861 306	2 551 805	-	3 936 086	7 352 376
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	3 936 086	-3 936 086	-
Totalresultat	-	-	-	-	-96 537	-96 537
Balans per den 30 september 2011	3 179	861 306	2 551 805	3 936 086	-96 537	7 255 839

FINANSIELLA NYCKELTAL

Finansiella nyckeltal har beräknats på kvarvarande verksamhet.

	1 jan 2011- 30 sep 2011 9 månader	1 jul 2011- 30 sep 2011 3 månader	1 jan 2010- 30 sep 2010 9 månader	1 jul 2010- 30 sep 2010 3 månader	1 jan 2010- 31 dec 2010 12 månader
Finansiell data (TUSD)					
Rörelseresultat	946 512	327 544	558 506	202 327	798 599
EBITDA	767 311	261 984	425 625	167 237	603 450
Periodens resultat	169 279	38 935	42 847	22 037	129 478
Operativt kassaflöde	586 834	196 493	416 451	160 113	573 380
Nyckeltal, aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,34	3,34	2,76	2,76	2,96
Operativt kassaflöde per aktie	1,89	0,63	1,33	0,51	1,84
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,45	0,65	1,24	0,53	1,79
Resultat per aktie	0,56	0,13	0,17	0,09	0,46
Resultat per aktie efter full utspädning	0,56	0,13	0,17	0,09	0,46
EBITDA per aktie efter full utspädning	2,47	0,84	1,36	0,54	1,93
Utdelning per aktie	-	-	2,10	-	2,30
Börskurs vid periodens utgång	17,15	17,15	8,47	8,47	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	311 027 942	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	311 027 942	311 027 942	312 457 256	311 027 942	312 096 990
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	311 027 942	311 027 942	312 457 256	311 027 942	312 096 990
Nyckeltal, (%)					
Räntabilitet på eget kapital	16	4	4	2	12
Räntabilitet på sysselsatt kapital	41	10	15	6	24
Netto skuldsättningsgrad	14	14	62	62	36
Soliditet	42	42	37	37	41
Andel riskbärande kapital	73	73	62	62	67
Räntetäckningsgrad	6 226	4 724	1 603	1 401	1 860
Operativt kassaflöde/räntekostnader	6 157	6 033	2 722	2 161	2 742
Direktavkastning	-	-	25	-	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.

Stockholm den 2 november 2011

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef & VD

Den finansiella informationen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2011 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari-december 2011) kommer att publiceras den 8 februari 2012.
- Tremånadersperioden (januari-mars 2012) kommer att publiceras den 9 maj 2012.
- Sexmånadersperioden (januari-juni 2012) kommer att publiceras den 1 augusti 2012.
- Niomånadersperioden (januari-september 2012) kommer att publiceras den 31 oktober 2012.

Årsstämman kommer att hållas den 10 maj 2012 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

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

eller

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

OFFENTLIGGÖRANDE

Ovanstående information har offentliggjorts i enlighet med Lag om värdepappersmarknaden och/eller Lag om handel med finansiella instrument.

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 borrhningar 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 resurser estimat 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 förlitas 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, reservestimat, 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.

UPPSKATTADE BETINGAD RESURSER

Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar genom att använda etablerad teknologi eller teknologi som är under utveckling, men som inte är att anse som kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser.

Det betingade resursintervallet har uppskattats inklusive osäkerheter i relation till reservoarens storlek, reservoarens egenskaper och utvinningsfaktorer. Den huvudsakliga betingelsen som förhindrar resursernas klassificering som reserver är upprättandet av en konceptuell utbyggnadsplan.

Utvinnings- och produktionsuppskattningar av bolagets resurser som tillhandahålls här är enbart 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 möjligt för bolaget att producera någon del av dessa resurser.

Giltighetsdatum för de uppskattade resurserna är datumet för denna pressrelease.