



Lundin Petroleum AB (publ)

RAPPORT FÖR NIO-
MÅNADERSPERIODEN
1 JAN-30 SEP 2004

HÖJDPUNKTER

	Q3 2004 9 mån	Q3 2003 9 mån	2003 12 mån
• Produktion i boepd	25 685	15 935	16 062
• Omsättning i MSEK	1 665,7	891,7	1 120,5
• Vinst efter skatt i MSEK	390,2	915,5	930,2
• Vinst/aktie i SEK	1,55	3,68	3,73
• Vinst/aktie efter full utspädning i SEK	1,53	3,65	3,71
• Operativt kassaflöde i MSEK	931,4	465,1	634,6
• Vinst vid försäljning av Block 5A Sudan i MSEK (inkluderat i nettovinsten)	–	720,1	720,1
• Förväntat resultat efter skatt för koncernen 2004 ¹			600 miljoner SEK
• Förväntat operativt kassaflöde för koncernen 2004 ¹			1 350 miljoner SEK

¹ Valutakursen för USD/SEK om 7,5 har använts vid omräkning till SEK

Kära aktieägare,

Det tredje kvartalet 2004 har varit en extremt viktigt period för Lundin Petroleum. I augusti producerades den första oljan från Broomfältet, offshore Storbritannien, vilket har haft en betydande inverkan på vår produktion och vårt kassaflöde. Bolaget producerar för närvarande cirka 36 000 boepd (fat oljeequivalenter per dag) och trots förseningar i våra utbyggnadsborrningsprogram i Frankrike, Norge och Venezuela förväntar vi oss en fortsatt ökning särskilt från vårt investeringsprogram i Storbritannien som kommer att öka vår produktion till närmare 40 000 boepd vid årets slut.

Denna produktionsökning har sammanfallit med ytterligare förstärkt världsmarknadspris på olja vilket har haft en direkt inverkan på vår lönsamhet och vårt kassaflöde. Förvärvet av tillgångar från DNO har klart blivit en stor succé för Lundin Petroleum. Broomprojektet i Storbritannien har överträffat produktionsförväntningarna och jag förväntar mig att addera ytterligare reserver vid årets slut som ett resultat av den senaste borrhningen såväl som ökningar från Heather- och Thistlefälten. I Norge har utbyggnadsplanen för Alvheimprojektet fått godkänt vilket tillsammans med prospekteringsframgången Hamsun kommer att förse Lundin Petroleum med ytterligare produktionstillväxt över de kommande åren.

I år har vi varit aktiva på prospekteringsfronten med framgångar i Norge, Frankrike och Indonesien. Vi har även haft besvikelser med vår första borrhning i Iran och nyligen två i Indonesien. Vi fortsätter borrhningarna i Iran med den andra borrhningen färdig i slutet av året. I Nederländerna fick vi uppmuntrande men inte ett slutligt besked från våra logganalyser och jag förväntar mig att våra partners nu kommer att testa denna stora gasstruktur under 2005. Vi är fortsatt övertygade om att Lundin Petroleum kan skapa betydande aktieägarvärde genom prospektering

och förvärv. När det gäller förvärv tittar vi på olika nya möjligheter (New Ventures) som jag hoppas kommer att leda till ytterligare tillväxt tillsammans med våra pågående projekt.

Finansiellt resultat

Vi är mycket nöjda över att kunna rapportera ett operativt kassaflöde om 931,4 MSEK (124,6 MUSD) och nettovinst om 390,2 MSEK (52,2 MUSD) för niomånadersperioden fram till 30 september 2004. Detta representerar en 100% ökning i operativt kassaflöde och en 100% ökning av nettovinsten från samma period förra året efter justering för försäljningen av Block 5A i Sudan. Vår produktion fram till dags dato har varit cirka 8% lägre än den förväntade produktionen framför allt som ett resultat av förseningar i utbyggnadsborrningsprogram i Frankrike, Norge och Venezuela. Detta har till viss del uppvägts av att produktionen var över förväntan i Nederländerna och Broomfältet i Storbritannien. Vi har uppnått ett genomsnittligt oljepris hittills för 2004 motsvarande 35,11 USD per fat.

Vårt operativa kassaflöde och nettovinst för det tredje kvartalet 2004 om 439,8 MSEK (58,8 MUSD) och 179,3 MSEK (24,0 MUSD) visar klart den effekt den ökade produktionen under tredje kvartalet om i genomsnitt 28 800 boepd har haft. Med en förväntad genomsnittlig produktion över 35 000 boepd under fjärde kvartalet 2004 tillsammans med nuvarande oljepris över 40,00 USD per fat, förväntar vi oss högre nettovinst och högre operativt kassaflöde för 2004 än vad vi prognostiserat. Som jag har nämnt tidigare tror vi på ytterligare tillväxt under 2005 baserat på ett helt års produktion från Broomfältet och andra nyligen förvärvade tillgångar.

Under tredje kvartalet 2004 undertecknade vi en utökad kredit om 385 miljoner USD med ett syndikat av sju internationella banker. Vid årets slut förväntar vi oss att krediten har över

125 miljoner USD av ytterligare låneutrymme som ger oss kapacitet att finansiera nya förvärv om tillfälle ges. Jag är övertygad om att det finns ytterligare kapacitet i vår existerande grupp av långivare att öka krediten om vi skulle vilja göra ett förvärv av ännu större storlek. Till följd av genomförandet av Brooms utbyggnad kan vi nu möta alla våra planerade åtaganden beträffande prospektering och utbyggnad genom internt genererat kassaflöde.

Norge

Jag var mycket glad över att vara med vid öppnandet av vårt nya Oslokontor i augusti. Vi har rekryterat ett erfaret och välrenommerat team att driva vår norska verksamhet. Vi är glada över de möjligheter som finns i Norge dels inom vår existerande portfölj av tillgångar såväl som i den senaste licensrundan där vi var en av de ansökande.

Med det färskaste godkännandet av Alvhaimprojektet kommer vi att investera cirka 150 miljoner USD i utbyggnaden över de kommande två åren. Hamsunfyndigheten kommer att förse oss med ytterligare en stark plattform för tillväxt i den norska sektorn.

Till följd av en strategisk genomgång beslutade vi att sälja vårt 75%-iga aktieinnehav i det norska oljebolaget OER oil AS. Affären med det amerikanska oljebolaget Endeavour International baseras på en kontant försäljningssumma om 172,5 miljoner NOK (27,1 miljoner USD). Det representerar en avkastning om sex gånger vår initiala investering om 30 miljoner NOK på mindre än två år och representerar en ännu större avkastning i USD. Denna betydande ökning av värdet på tillgångarna är representativ i en marknad där bolag är villiga att betala höga priser för att få tillgång till specifika regioner. Trots att

vi har sett betydande öknings i värderingen av oljemarknaden tror jag inte att dessa värderingar till fullo återspeglar den framtida oljepriskurvan ännu.

Oljepriset

Vår syn som vi förmedlade i rapporten för andra kvartalet om att oljepriset hade "mer potential för rörelser uppåt än nedåt" visade sig stämma.

Dated Brentoljepris nådde 50,00 USD per fat under oktober innan det gick tillbaka till nuvarande prisnivån om närmare 40,00 USD per fat.

Medan vi förväntar oss att spotmarknaden förblir volatil och påverkas av kortsiktiga förväntningar i efterfrågan från Kina och USA, har den långsiktiga makrobilden inte förändrats. Vi förväntar oss att den långsiktiga efterfrågan från utvecklingsländer, speciellt Kina och Indien fortsätter. Osäkerhet över utbudet i Saudiarabien kvarstår vilket är det enda land med överkapacitet idag vilken är historiskt rekordlåg. Betydande ny produktion kommer att bli nödvändig för att möta inte enbart långsiktiga efterfrågeökningar men även ersätta den verkliga minskningen i existerande fält. Frågor återstår avseende tillgängligheten av reserver samt avseende nödvändiga investeringar för att kunna uppnå en produktionsökning. På samma gång bidrar den politiska situationen i Mellanöstern till den allmänna osäkerheten.

Som resultat tror vi att oljepriset kommer att vara volatil men fortsatt högt. Detta börjar märkas i marknaden för terminer där Dated Brent för 2010 säljs för över 35,00 USD per fat.

Framtiden

Vår målsättning är mycket enkel – att skapa maximalt aktieägarevärde. Vi är fortsatt övertygade om att den bästa vägen att

uppnå detta är genom att öka reserverna och produktionen. Vi har varit framgångsrika i denna målsättning över de senaste tre åren genom förvärv av tillgångar och genom prospektering.

Vi kommer att fortsätta att följa samma strategi framöver.

- Vi fortsätter utvärdera ett antal förvärvsmöjligheter. Vi fortsätter att dra fördel av vår tekniska kompetens och förmågan att göra affärer och även om vi måste anta något högre oljepris i våra ekonomiska modeller är vi fortfarande övertygade om att det går att göra bra affärer.
- Vi arbetar proaktivt med att få igång våra stora utbyggnadsprojekt i Norge (Alvheim), Tunisien (Oudna) och Storbritannien (North Terrace) som kommer att förse oss med ytterligare produktionsökning över de kommande 2–3 åren och ersätta existerande fälts nedgång.
- Vi kommer att fortsätta att investera i prospekteringsprojekt varav vissa med potential till betydande effekt på värdet av vårt bolag. Vi planerar att kommersialisera våra senaste prospekteringsframgångar i Norge, Frankrike och Indonesien. Prospektering kräver långsiktigt engagemang med vetenskap och acceptans om att det kommer att bli torra hål under resans gång. Trots det är jag övertygad om att prospektering över tiden kommer att fortsätta leverera mycket god avkastning till våra aktieägare.

Det fortsätter vara mycket spännande tider för vårt svenska oljebolag. Människor är en nyckelkomponent till vår framgång. Vi har ett team med lojala och dedikerade medarbetare som ökar i takt med att bolaget växer. Jag är tacksam

för vårt team och deras bidrag och tror att vi har förmågan och möjligheterna att fortsätta skapa ökat aktieägarvärde framöver.

Med vänliga hälsningar

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

VERKSAMHETEN**Storbritannien**

Broomfältets produktionsstart (Lundin Petroleum licensandel i.a. 55%) skedde den 3 augusti 2004 efter genomförandet av den första av tre produktionsborrningar. Färdigställandet av de två återstående förborrade produktionsborrningarna tillsammans med den förborrade vatteninjiceringsborrningen har genomförts med framgång. Den andra vatteninjiceringsborrningen pågår och har överraskande påträffat oljebärande sand istället för vattenbärande sand. Till följd av detta ritas kartan för Broomfältet om och nya utvinningsbara reserver beräknas. Initiala beräkningar indikerar en ökning av Brooms utvinningsbara reserver med 10 procent. Vatteninjiceringsborrningen devieras och kommer troligtvis att slutföras under andra halvåret 2004.

Genomsnittlig produktion från Broom under tredje kvartalet var cirka 21 700 bopd efter produktionsstart. Broomfältet producerar idag över 25 000 bopd vilket är den beräknade produktionen för hela 2005.

Vidare kommer North Terracefältet, som är en outbyggd satellit till Broomfältet, att byggas ut under 2005 med genomförandet av den första produktionsborrningen. Under 2005 görs en genomgång beträffande justering av produktionsanläggningen på Heatherplattformen som har restriktioner i relation till total vätskeproduktion vilket idag begränsar den totala oljeproduktionen till cirka 30 000 bopd.

Produktion från Heather och Thistlefälten har legat under förväntad produktion under de första nio månaderna 2004. Produktionen från Heather påverkades alltså negativt under tredje kvartalet av avstängningar för att genomföra nödvändiga anpassningar som en del av Broomfältets utbyggnad. Restriktioner i produktionen

från Heatherfältet kvarstår på grund av kapacitetsbegränsningar på Heatherplattformen.

Den första s.k. workover av en borrning på Thistlefältet har ordentligt ökat vatteninjiceringskapaciteten och som ett resultat ökar produktionsnivån från slutet av tredje kvartalet. Arbetet fortsätter med workover av den andra borrningen utav tre och förväntas slutföras under första kvartalet 2005.

Norge

Till följd av förvärvet av majoriteten av DNOs tillgångar i Norge har Lundin Petroleum rekryterat en grupp erfarna, tidigare DNOanställda, att driva de förvärvade tillgångarna samt utveckla verksamheten i Norge. Ett nytt kontor öppnades i Oslo under tredje kvartalet. En ansökan har lämnats in i den senaste licensrundan för nya licenser på den norska kontinentalsockeln och meddelande beträffande tilldelning väntas under fjärde kvartalet.

Lundin Petroleum har en licensandel om 15% i Alvheimprojektet beläget i PL203 för vilken utbyggnadsplanen godkändes i oktober 2004. Godkännandet innebär startskottet för det 180 miljoner boe (fat oljeekvivalenter) stora utbyggnadsprojektet som förväntas producera 85 000 boepd tidigt år 2007.

Alvheimprojektet kommer även att processa kolväten från den närliggande fyndigheten Klegg med ytterligare intäkter till Alvheimpartners som följd.

Prospekteringsborrningen Hamsun i PL150 (i.a. 35%) söder om Alvheim, som borrades under första halvåret 2004, resulterade i en betydande fyndighet. Studier beträffande utbyggnadsplan pågår och fältet kommer med största sannolikhet att kopplas tillbaka till det närliggande Alvheimprojektets anläggningar.

Lundin Petroleum innehar ett aktieinnehav om 75% i det norska oljebolaget OER oil AS. Till följd av förvärvet av DNOs norska tillgångar och öppnandet av ett nytt kontor i Norge har Lundin Petroleum gjort en strategisk genomgång för att förenkla organisationsstrukturen i Norge. Som ett resultat har Lundin Petroleum beslutat att sälja sitt 75%-iga aktieinnehav kontant för 172,5 miljoner NOK till Endeavour International, ett amerikanskt oljebolag. Vidare kommer Lundin Petroleum att få tillbaka 30 miljoner NOK i koncerninterna lån och kommer att frigöras från tredjepartsgarantier, såväl statliga som från bank. Affären som är villkorad av särskilda statliga godkännanden förväntas slutföras under fjärde kvartalet 2004.

Produktionen i Norge under tredje kvartalet var under förväntan på grund av Bragefältets underproduktion som ägs av OER oil AS.

Frankrike

I Paris Basin har fas två av utbyggnaden vid Merisiersfältet (i.a. 100%) avslutats. Merisierfältet producerar idag ca 500 bopd.

I Aquitaine Basin har utbyggnadsborrningarna återupptagits i Courbeyfältet (i.a. 50%). Prospekteringsborrningen Mimosa (i.a. 50%) var en fyndighet och begränsad produktion kommer att återupptas i början av 2005 med producerad olja som transporteras med tankbil till exportanläggningar följd av en fullständig utbyggnad med pipeline kopplad till existerande pipelinenätverk under andra halvåret 2005.

Produktionen från Paris Basin var i linje med förväntningarna under perioden medan Aquitaine Basin var lägre än förväntat framför allt som ett resultat av förseningar med programmet för utbyggnadsborrningar.

En ny prospekteringslicens (Nemours License) har tilldelats Lundin Petroleum som operatör (i.a. 33,3%)

Nederländerna

Gasproduktionen var över förväntan under de första nio månaderna 2004.

Utbyggnadsborrningen vid Zuidwalfältet (i.a. 7,8%), beläget i Wadensee, pågår och kommer att slutföras under fjärde kvartalet.

Prospekteringsborrningen Luttelgeest-1, onshore i blocket Lemmer Markness (i.a. 10%) som siktar på en stor gasstruktur har nått uppskattat borrhjup. Baserat på tolkningen av loggor har man beslutat att tillfälligt avbryta borrningen. Ytterligare utvärderingar pågår för att besluta om eventuellt test under 2005.

Tunisien

Produktionen av olja under de första nio månaderna 2004 var något under förväntan.

Justeringar av produktionsutrustningen vid Isisfältet (i.a. 40%) har nu genomförts och har en positiv inverkan på produktionen.

Den tunisiska staten har godkänt Oudnafältets utbyggnadsplan som inbegriper omplaceringen av IKDAM FPSO (kommersiell andel 50%) från Isis till Oudnafältet. En produktionsborrning är planerad till 2005 och även att genomföra ett långsiktigt produktionstest innan förflyttningen av FPSOn. Lundin Petroleum är i färd med att slutföra de kommersiella frågorna med det statliga bolaget ETAP särskilt i relation till förflyttningen.

Lundin Petroleum slutförde försäljningen av aktierna i Compagnie Franco-Tunisienne des Petroles (CFTP) under 2004.

Indonesien

Banyumas (Java):

Ett prospekteringsborrningsprogram kan nu förväntas påbörjas under 2005 till följd av insamlandet av seismik under förra året. Ett

principavtal har träffats med en ny partner som kommer att förvärva en licensandel och betala Lundin Petroleums borrkostnader. Slutförande av dessa avtal förväntas ske under det fjärde kvartalet 2004.

Blora (Java):

Prospekteringsborrningen PADI-1 (l.a. 43,3%) som borrades under tredje kvartalet 2004 har pluggats igen och lämnats efter att icke kommersiella kvantiteter av kolväten har påträffats. Innan borrningen slutförde Lundin Petroleum ett avtal med KUFPEC vilka förvärvade en licensandel om 40% i koncessionen och har finansierat en del av Lundin Petroleums borrkostnader.

Lematang (Södra Sumatra):

Prospekteringsborrningen Banteng (l.a. 15,88%) har nått uppskattat borrhjup under tredje kvartalet och har pluggats igen och lämnats.

En utbyggnadsplan för Singagasfältet med reserver om cirka 300 bcf har lämnats in till den indonesiska staten. Parallellt pågår arbete med att slutföra gasförsäljningsavtalet som baseras på existerande principöverenskommelse om att tillhandahålla med 50 mmscfd.

Salawati Island & Basin (Papua):

Produktionen från Salawati är fortsatt något under förväntan (Salawati Island l.a. 14,512%, Salawati Basin l.a. 25,936%) för de första nio månaderna. Till följd av avslutad insamling av 3-D seismik har ett pågående prospekterings- och utbyggnadsborrningsprogram påbörjats som har resulterat i prospekteringsframgångar under de första nio månaderna 2004.

Venezuela

Produktion från Colónblocket (l.a. 12,5%) ligger något under förväntningarna för de första nio månaderna 2004 på grund av

förseningar i ytterligare utbyggnadsborrnningar i La Palmafältet. Ett omfattande program med utbyggnadsborrnningar har nu påbörjats som kommer att försäkra att produktionen ökas till 20 000 bopd vilket är pipelinens kapacitet.

Lundin Petroleums skiljedoms mål med Perenco, partner i Colónblocket när det gäller licensandelen i Colónblocket, har nu avslutats. Som ett resultat kommer Lundin Petroleums licensandel att kvarstå med 12,5%.

Iran

Den andra prospekteringsborrningen Shakerstan-1, i Munirblocket (l.a. 30%) påbörjades i juli 2004 och pågår allttjämt. Borrningen förväntas nå uppskattat borrhjup vid årets slut.

Sudan

Det är fortsatt ingen verksamhet i Block 5B (l.a. 24,5%) trots bekräftelser från tekniska studier och existerande seismik om förekomsten av ett antal stora strukturer. Återuptagandet av verksamheten i fält är fortfarande till stor del beroende av säkerheten vilken vi hoppas skall lösas genom undertecknandet av ett fredsavtal.

Albanien

Lundin Petroleum undertecknade ett nytt produktionsdelningskontrakt för Duresiblocket offshore Albanien (l.a. 50%). Det är sannolikt att insamlandet av seismik under 2005 kommer att följas av ett prospekteringsborrningsprogram under 2006.

RESULTAT OCH KASSAFLÖDE

Resultatet för Lundin Petroleum AB koncernen (Lundin Petroleum eller koncernen) presenteras för kvartalet som avslutades den 30 september 2004. Lundin Petroleum slutförde förvärvet av Lundin Britain Ltd (tidigare DNO Britain Ltd) och Lundin Irland Ltd (tidigare Island Petroleum Development Ltd) den 13 februari 2004. Resultaten för dessa bolag ingår i det konsoliderade resultatet endast från datumet för förvärvet och finns således endast med i jämförelsesiffrorna avseende niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 för en period om 230 dagar. Den 17 juni 2004 slutförde Lundin Petroleum AB förvärvet av de norska tillgångarna från DNO genom dess dotterbolag Lundin Norway AS. Resultaten från de norska tillgångarna är inkluderade för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 från och med dagen för förvärvet vilket uppgår till 105 dagar. Beloppen hänförliga till jämförelseperioden visas inom parentes efter beloppen för innevarande period.

Koncernen

Lundin Petroleum rapporterar en vinst för de första nio månaderna 2004 om 390,2 MSEK (915,5 MSEK) och 179,3 MSEK (30,2 MSEK)

för tredje kvartalet 2004. Detta representerar vinst per aktie efter full utspädning om 1,53 SEK (3,65 SEK) för de första nio månaderna 2004 samt 0,70 SEK (0,12 SEK) för tredje kvartalet 2004. Operativt kassaflöde för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 931,4 MSEK (465,1 MSEK) och 439,8 MSEK (143,7 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Operativt kassaflöde per aktie uppgick till 3,67 SEK (1,87 SEK) per aktie för de första nio månaderna 2004 och 1,74 SEK (0,58 SEK) för tredje kvartalet 2004.

Resultatet efter skatt och minoritetens andel av resultatet uppgick till 464,5 MSEK (994,1 MSEK) för de första nio månaderna 2004 och 264,8 MSEK (47,6 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Resultatet efter skatt och minoritetens andel av resultatet för jämförelseperioden inkluderade vinst från försäljningen av Sudan Block 5A om 720,1 MSEK.

Resultatet efter skatt för tredje kvartalet 2004 har påverkats positivt av valutakursvinster om 13,1 MSEK. Vinsten för kvartalen exklusive valutakursförluster och -vinster relaterade till försäljningen av Block 5A Sudan, under 2003, visas i tabellen nedan.

<i>Belopp i TSEK</i>	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 apr 2004– 30 jun 2004 3 mån	1 jan 2004– 31 mar 2004 3 mån	1 okt 2003– 31 dec 2003 3 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån
Resultat, netto	179 294	137 534	73 350	14 735	30 152
Valutakursförändringar	-13 139	21 609	16 752	24 192	24 384
Vinst vid försäljning av Block 5A Sudan	–	–	–	–	4 747
Justerat resultat netto	166 155	159 143	90 102	38 927	59 283

Försäljning av olja och gas för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 1 585,4 MSEK (857,1 MSEK) och 671,2 MSEK (276,4 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Produktionen för perioden uppgick till 6 425 700 fat oljeekvivalenter (boe), vilket motsvarar 25 685 boe per dag (boepd). Genomsnittspriset per boe för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 35,11 USD (27,19 USD).

Lundin Petroleum har terminssäkrat 2 000 fat olja per dag (bopd) för 2004 vilket innebär att man erhåller ett pris på 18,00 USD per fat om Dated Brent faller under 18,00 USD per fat och vidare erhåller 25,15 USD per fat om Dated Brent överstiger 25,15 USD. Om oljepriset ligger mellan dessa nivåer erhålls marknadspris. För perioden 1 mars 2004 till 31 december 2004 har koncernen terminssäkrat ytterligare 3 000 fat olja per dag till ett fast pris om 29,20 per fat Dated Brent. Genomsnittspriset för Dated Brent för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 36,35 USD

(28,65 USD) vilket resulterat i en negativ effekt efter skatt om 58,9 MSEK vid stängning av oljeprishedgen.

Övriga rörelseintäkter för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 80,2 MSEK (34,5 MSEK) och 31,7 MSEK (4,3 MSEK) för tredje kvartalet 2004. I detta belopp ingår tariffintäkter från Storbritannien, Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Tariffintäkter har ökat under det tredje kvartalet 2004 till följd av att produktionen vid Broom startats. Tariffintäkter från Broom uppgår under tredje kvartalet 2004 till 17,8 MSEK och representerar de 45% av Broomtarifferna som betalats av partners. I niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 ingår ett belopp om 12,2 MSEK relaterat till en försäkringsersättning för den franska rörelsen angående en tvist från 1999. I övriga rörelseintäkter ingår även den del av rörelsekostnaderna som betalas till Lundin Petroleum av partners.

Försäljning och produktion för nio- och tremånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2003– 30 sep 2003	1 jul 2003– 30 sep 2003	1 jan 2003– 31 dec 2003
<i>Genomsnittspris per fat i USD</i>	9 mån	3 mån	9 mån	3 mån	12 mån
Storbritannien					
- Kvantitet i boe	1 978 000	1 082 000	–	–	–
- Genomsnittspris per boe	39,31	42,78	–	–	–
Frankrike					
- Kvantitet i boe	1 284 431	395 157	1 042 960	268 933	1 436 709
- Genomsnittspris per boe	36,16	43,15	27,17	27,49	27,71
Norge					
- Kvantitet i boe	771 486	351 997	517 009	206 861	690 466
- Genomsnittspris per boe	37,30	41,65	28,33	28,66	28,69
Nederländerna					
- Kvantitet i boe	707 253	209 228	600 208	179 594	864 687
- Genomsnittspris per boe	24,59	24,91	24,72	24,82	24,87
Indonesien					
- Kvantitet i boe	502 630	176 947	674 631	265 111	727 139
- Genomsnittspris per boe	34,09	39,26	27,77	25,79	27,57
Tunisien					
- Kvantitet i boe	417 763	–	675 112	241 494	723 976
- Genomsnittspris per boe	31,58	–	27,97	26,55	28,12
Irland					
- Kvantitet i boe	138 680	34 337	–	–	–
- Genomsnittspris per boe	21,34	24,02	–	–	–
Totalt					
- Kvantitet i boe	5 800 243	2 249 666	3 509 920	1 161 993	4 442 977
- Genomsnittspris per boe	35,11	40,44	27,19	26,70	27,35

Intäkter från Venezuela erhålls i form av serviceintäkter. För niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 erhöll Lundin Petroleum 17,63 USD (15,69 USD) per fat för de 664 296 boe (574 909 boe) som såldes.

Isisfältet offshore Tunisien producerar till en FPSO (Floating Production Storage Offload Vessel) och delägarna i Isisfältet säljer oljan då FPSOn har nått sin maximala lagringskapacitet. Under tredje kvartalet skedde ingen tömning av FPSOn och således har heller ingen olja sålts.

FINANSIELL RAPPORT FÖR DE NIO FÖRSTA MÅNADERNA 2004

Produktion	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Storbritannien					
- Kvantitet i boe	2 004 945	1 220 011	–	–	–
- Kvantitet i boepd	8 717	13 261	–	–	–
Frankrike					
- Kvantitet i boe	1 179 138	380 083	1 126 849	369 330	1 517 749
- Kvantitet i boepd	4 303	4 131	4 128	4 014	4 158
Norge					
- Kvantitet i boe	708 286	292 747	563 581	225 493	778 012
- Kvantitet i boepd	3 335	3 183	2 329	2 451	2 329
Nederländerna					
- Kvantitet i boe	707 253	209 227	600 436	183 211	871 994
- Kvantitet i boepd	2 581	2 274	2 199	1 991	2 389
Venezuela					
- Kvantitet i boe	652 914	193 289	615 107	216 002	869 430
- Kvantitet i boepd	2 383	2 101	2 253	2 348	2 382
Indonesien					
- Kvantitet i boe	613 897	207 282	681 582	231 978	902 338
- Kvantitet i boepd	2 241	2 253	2 497	2 522	2 472
Tunisien					
- Kvantitet i boe	438 093	111 959	690 465	219 684	851 023
- Kvantitet i boepd	1 599	1 217	2 529	2 388	2 332
Irland					
- Kvantitet i boe	121 174	34 352	–	–	–
- Kvantitet i boepd	527	373	–	–	–
Totalt					
- Kvantitet i boe	6 425 700	2 648 950	4 278 020	1 445 698	5 790 546
- Kvantitet i boepd	25 685	28 793	15 935	15 714	16 062
<i>Antal dagar</i>					
Storbritannien	230	92	–	–	–
Irland	230	92	–	–	–
DNOs norska tillgångar	105	92	–	–	–

Produktionskostnader i USD för nio- och tremånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 omfattas av nedanstående:

<i>Produktionskostnader och avskrivningar i TUSD</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Utvinningskostnader	89 652	35 019	28 431	10 349	39 309
Tariff- och transportkostnader	10 284	3 335	7 493	2 236	10 276
Royalty och direkta skatter	2 543	1 108	2 681	849	3 511
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	10 535	-1 016	2 156	720	-1 143
Totala produktionskostnader	113 014	38 446	40 761	14 154	51 953
Avskrivningar	30 330	16 497	17 826	5 999	23 755
Totalt	143 344	54 943	58 587	20 153	75 708

<i>Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Utvinningskostnader	13,95	13,22	6,65	7,16	6,79
Tariff- och transportkostnader	1,60	1,26	1,75	1,55	1,77
Royalty och direkta skatter	0,40	0,42	0,63	0,59	0,61
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	1,64	-0,38	0,50	0,50	-0,20
Totala produktionskostnader	17,59	14,52	9,53	9,80	8,97
Avskrivningar	4,72	6,23	4,17	4,15	4,10
Total kostnad per boe	22,31	20,75	13,70	13,95	13,07

Utvinningskostnader för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 670,2 MSEK (234,6 MSEK) och 262,3 MSEK (84,4 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Utvinningskostnaderna påverkades under tredje kvartalet av att Broomfältet sattes i produktion i början av augusti 2004. Utvinningskostnaderna för Broomfältet under vattenytan uppgår till ca 6,00 USD / bbl. En stor del av denna kostnad består av den tariff delägarna i Broom betalar till delägarna i Heather eftersom Broomfältet är beroende av Heathers fasta plattform för processande och transport av oljan. Då Lundin Petroleum äger 55% av Broom och 100% i Heather är den 55%-iga tariffen som Lundin Petroleum betalar till sig själv borttagen från intäkterna. De låga utvinningskostnaderna tillsammans med den stora produktionsökningen har resulterat i en minskning i utvinningskostnaderna per fat som förutspåddes i halvårsrapporten. Ytterligare minskning i utvinningskostnader per fat förväntas under fjärde kvartalet 2004 då produktionen från Broom pågår i hela perioden.

Avskrivning av olje- och gastillgångar för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 226,7 MSEK (147,1 MSEK) och 123,4 MSEK (48,8 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Avskrivningarna har ökat med 71,4 MSEK som en följd av att fälten i Storbritannien samt uppstarten av Broomfältet ingår.

Övriga intäkter för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 5,1 MSEK (4,5 MSEK) och 2,2 MSEK (0,8 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Dessa består av avgifter och kostnader som Lundin Petroleum återvunnit från tredje part.

Administrationskostnader för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 81,1 MSEK (122,0 MSEK) och 21,6 MSEK (33,4 MSEK) för tredje kvartalet 2004. I administrationskostnaderna för 2004 ingår uppstarts-kostnader för Lundin Petroleums nya norska rörelse som etablerats med syfte att sköta om de existerande tillgångarna samt ytterligare utveckla den norska rörelsen. Inkluderat i administrationskostnaderna finns omstruktureringskostnader uppkomna under de första nio månaderna 2003 om 28,4 MSEK särskilt relaterade till kostnader i samband med att personal friställdes då kontoret i Paris lades ned.

Finansnetto för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till -49,9 MSEK (-16,7 MSEK) och -4,7 MSEK (-31,6 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Ränteintäkter för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 7,5 MSEK (7,6 MSEK) och 2,6 MSEK (1,8 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Ränteintäkterna består främst av ränta på lån till ett ej konsoliderat intresseföretag som uppgick till 1,9 MSEK (1,6 MSEK) samt den del av serviceintäkterna från Colonblocket som räknas som ränteintäkt, denna uppgick till 2,5 MSEK (2,9 MSEK) Räntekostnader för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 25,7 MSEK (22,0 MSEK) och 18,3 MSEK (3,8 MSEK) för tredje kvartalet 2004 och härrörs främst till kreditfaciliteten om 385 MUSD. Resultatet från ränteswapen uppgick för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 till 5,2 MSEK (-16,4 MSEK) och för tredje kvartalet 2004 1,6 MSEK (-5,4 MSEK) då en del av avsättningen för den potentiella förlusten för swapen kunde upplösas efter värdering till marknadsvärde.

Amortering av lånekostnader uppgick till 4,8 MSEK (15,9 MSEK) för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 och 1,8 MSEK (0,0 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Lånekostnaderna härrörs till kreditfaciliteten i USD och amorteras över lånets löptid. Valutakursvinster/-förluster för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till -25,2 MSEK (35,6 MSEK). Valutakursförlusterna för de första nio månaderna 2004 härrör främst till en omvärdering av USD-lån till EUR och GBP, vilka är rapporteringsvaluta i de enheter där lånen är upptagna, detta eftersom USD har stärkts till och med den 30 september 2004 sedan dagarna för förvärvet av DNO då lånet togs. Försvagningen av USD under tredje kvartalet 2004 motverkar delvis redovisade valutakursförluster. En avsättning om 0,8 MSEK har redovisats mot valutakursförluster under niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 vid marknadsvärdering av terminskontrakt som koncernen har ingått.

Skattekostnaden för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 uppgick till 66,5 MSEK (77,8 MSEK), bestående av bolagsskatteintäkt om 61,0 MSEK (-81,8 MSEK), en uppskjuten bolagsskattekostnad om 137,3 MSEK (-12,4 MSEK), en petroleumskatteintäkt om 49,6 MSEK (-8,3 MSEK) och en uppskjuten petroleumskattekostnad om 39,8 MSEK (0,0 MSEK). Den aktuella bolagsskatteintäkten består av skatteintäkter i Nederländerna om 86,4 MSEK, vilka delvis neutraliseras av aktuella skattekostnader i bland andra Frankrike, Indonesien och Venezuela. Kostnader hänförliga till investeringar i de irländska tillgångarna har skrivits av under andra kvartalet 2004 vilket skapat en uppskjuten skattefordran om 82,7 MSEK som kunnat utnyttjas mot tidigare års aktuella skatter vilket resulterat

i en skatteintäkt samt en uppskjuten skattekostnad. Den uppskjutna bolagsskattekostnaden om 137,3 MSEK består till största delen av en kostnad om 75,7 MSEK i Nederländerna för användandet av förlustavdrag som skapades genom avskrivningen av de irländska tillgångarna, en kostnad om 32,8 MSEK i Norge för användandet av förlustavdrag som förvärvades av Oer oil AS och en kostnad om 40,8 MSEK i Storbritannien för användandet av förlustavdragen i de brittiska bolagen.

Som ett resultat av slutförandet av skatterevisjonen i Nederländerna har det skett en minskning om 12,4 MSEK av petroleumskatteskulden. Thistlefältet är enligt brittisk skattelagstiftning skyldig att betala PRT-skatt (Petroleum Revenue Tax). Kapitaliserade kostnader under tredje kvartalet har resulterat i en PRT-skatteintäkt om 45,1 MSEK. Eftersom dessa kostnader har kapitaliserats i redovisningssyfte och kommer att avskrivas i kommande perioder har en uppskjuten PRT-skattekostnad om 41,7 MSEK redovisats mot denna skatteintäkt.

FÖRVÄRVET AV TILLGÅNGAR FRÅN DNO

Den 12 november 2003 undertecknade Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva bolagen som äger de brittiska och irländska tillgångarna samt i stort sett alla DNOs norska tillgångar gällande från den 1 januari 2003 för 165 miljoner USD efter justeringar för kassaflöde under perioden fram till genomfört förvärv. Den 13 februari 2004 slutförde Lundin Petroleum förvärvet av dotterbolagen i Storbritannien och Irland. Den 17 juni 2004 slutförde Lundin Petroleum förvärvet av vissa av DNOs norska tillgångar. Förvärven är delvis finansierade genom eget kapital och delvis genom ett lån om 385 miljoner USD från ett syndikat av banker.

Anläggningstillgångar

Materiella anläggningstillgångar uppgick per den 30 september 2004 till 4 984,6 MSEK (1 873,0 MSEK) varav 4 926,3 MSEK (1 817,6 MSEK) hänförs till olje- och gastillgångar. Förvärvet av de producerande tillgångarna offshore i Norge och Irland har redovisats till anskaffningsvärde om 2 657,6 MSEK.

Utbyggnads- och prospekteringskostnader för nio- och tremånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 specificeras enligt nedan:

Utbyggnadskostnader <i>i MSEK</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Storbritannien	515,2	240,0	–	–	–
Frankrike	54,4	38,0	50,5	31,4	71,7
Nederländerna	22,3	13,4	14,4	5,1	26,0
Venezuela	10,0	1,5	12,2	12,2	16,3
Tunisien	2,5	0,8	0,3	0,3	1,5
Indonesien	16,3	4,4	11,9	4,1	19,4
Norge	21,4	4,1	12,3	2,0	26,0
Utbyggnadskostnader	642,1	302,2	101,6	55,1	160,9

Prospekteringskostnader <i>i MSEK</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Frankrike	33,3	5,7	12,9	11,6	15,7
Indonesien	43,8	24,5	34,0	6,7	41,6
Iran	42,0	18,1	16,4	11,7	35,5
Nederländerna	18,4	11,6	6,2	–	6,7
Tunisien	–	–	0,5	0,5	3,2
Albanien	1,7	0,3	3,9	1,5	4,6
Norge	23,3	19,5	–	–	–
Sudan	4,5	1,8	13,2	0,9	13,9
Storbritannien	1,8	0,3	–	–	–
Övriga	7,6	4,6	2,3	2,3	3,6
Prospekteringskostnader	176,4	86,4	89,4	35,2	124,8

Finansiella anläggningstillgångar

Finansiella anläggningstillgångar uppgick per den 30 september 2004 till 381,7 MSEK (134,0 MSEK). Inkluderat i finansiella anläggningstillgångar per den 30 september 2004 är ett belopp om 55,9 MSEK (56,6 MSEK) bokfört som spärrade medel. Detta belopp innefattar 16,5 MSEK (17,8 MSEK) motsvarande 15,0 MNOK som skall täcka framtida återställningskostnader offshore Norge samt två belopp om totalt 39,4 MSEK (38,8 MSEK) avseende pantsatta medel för en bankgaranti som skall täcka framtida joint venture arbetsåtaganden. Aktier i intressebolag uppgående till 21,3 MSEK (21,3 MSEK) är i huvudsak hänförligt till en investering i ett företag som äger infrastruktur för gas i Nederländerna. Uppskjutna finansieringskostnader uppgår till 23,1 MSEK (0,0 MSEK) per den 30 september 2004. De uppskjutna finansieringskostnaderna avser kostnader för bankavgifter hänförliga till krediterna och amorteras över låneperioden. En uppskjuten skattefordran om 275,4 MSEK (48,0 MSEK) har redovisats per den 30 september 2004 avseende förlustavdrag förvärvat genom köpet av OER energy AS om 23,0 MSEK (48,0 MSEK), förlustavdrag i Storbritannien om 148,0 MSEK (0,0 MSEK), förlustavdrag i Nederländerna om 12,1 MSEK (0,0 MSEK) och förlustavdrag i Norge om 52,7 MSEK (0,0 MSEK).

Övriga finansiella anläggningstillgångar uppgick till 6,1 MSEK (8,1 MSEK) hänförliga till medel hos joint venture partners för förutsedda framtida kostnader.

Kortfristiga fordringar och lager

Kortfristiga fordringar och lager uppgick, per den 30 september 2004, till 858,3 MSEK (395,7 MSEK). Lager, inkluderat kolväten och förbrukningstillgångar för fältarbeten, uppgick till 86,4 MSEK (71,7 MSEK) per den 30 september 2004. Kundfordringar uppgick till 420,6 MSEK (131,2 MSEK) per den 30 september 2004. Ökningen i kortfristiga fordringar härrör främst till försäljningen från Broom som startades under tredje kvartalet 2004. Skattefordringar uppgår till 196,1 MSEK (69,1 MSEK). Fordringar

på joint venture partners uppgick till 73,5 MSEK (73,0 MSEK).

Kassa och bank

Kassa och bank uppgick per den 30 september 2004 till 318,3 MSEK (301,6 MSEK). Under första kvartalet 2004 användes 182,6 MSEK för förvärvet av Lundin Britain Ltd och Lundin Ireland Ltd.

Minoritetsägares andel

Minoritetsägares andel uppgick per den 30 september 2004 till 27,7 MSEK (20,0 MSEK). Minoritetsintresset representerar den del av de konsoliderade dotterbolagen som Lundin Petroleum inte äger. Lundin Petroleum äger 76,7% av OER oil AS och 99,8% av Lundin International S.A.

Avsättningar och andra långfristiga skulder

Per den 30 september 2004 uppgick avsättningar till 1 621,0 MSEK (377,6 MSEK). I detta belopp ingår en avsättning för återställningskostnader av oljefält uppgående till 429,8 MSEK (110,6 MSEK) och en avsättning för uppskjuten skatt om 1 170,0 MSEK (242,0 MSEK). Ökningen i avsättningar för återställande av oljefält samt ökningen i avsättningen för uppskjuten skatt från den 31 december 2003 är främst en följd av förvärvet av DNOs tillgångar i Storbritannien och Irland. Lundin Petroleum ingick ett 4-årigt avtal om en ränteswap för att minska den finansiella risken vid stigande räntor. Till följd av att lånet återbetalats och krediten sagts upp kräver redovisningsreglerna att den potentiella effekten av en marknadsvärdering av ränteswapen kostnadsförs. En reserv om 0,2 MSEK (18,5 MSEK) har därför redovisats per den 30 september 2004 avseende denna potentiella kostnad. Avsättningen för valutasäkringen uppgår till 0,8 MSEK (0,0 MSEK). Förändringar i redovisningsprinciper medför att pensionen till Adolf H. Lundin har redovisats under andra kvartalet 2004. Avsättningen för pensionen har redovisats mot den ingående balansen av det egna kapitalet per den 1 januari 2004 med ett belopp om 15,7 MSEK. Per den 30 september 2004 uppgick pensionsavsättningen till 15,1 MSEK.

Långfristiga räntebärande skulder

Långfristiga räntebärande skulder uppgick per den 30 september 2004 till 1 964,2 MSEK (0,0 MSEK). Lundin Petroleum ingick den 16 augusti 2004 ett sjuårigt avtal avseende en löpande kredit, vilken ger ett låneutrymme på upp till 385 MUSD. Enligt detta avtal har bolaget i en Letter of Credit nyttjat 35 MUSD för framtida återställningskostnader som skall betalas till de tidigare ägarna av Heatherfältet samt ytterligare 271,0 MUSD i kontanta uttag.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick per den 30 september 2004 till 692,8 MSEK (449,6 MSEK). Inkluderat i kortfristiga skulder är ett belopp om 86,7 MSEK (71,6 MSEK) hänförligt till leverantörsskulder och ett belopp uppgående till 39,0 MSEK (29,3 MSEK) avseende aktuella skatteskulder. Skulder för bolagsförvärv består av en uppskjuten kostnad om 52,7 MSEK (146,5 MSEK) för kvarvarandeköpeskilling för förvärvet av Lundin International SA motsvarande den del av det ursprungliga förvärvspriset som är beroende av produktionsnivån från vissa tunisiska tillgångar offshore. Andra kortfristiga skulder uppgick per den 30 september 2004 till 101,6 MSEK (77,0 MSEK) och hänförs främst till belopp utestående till joint venture partners.

Moderbolaget

Förlusten för moderbolaget uppgick till -12,0 MSEK (-130,6 MSEK) för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2004 och -2,9 MSEK (-19,0 MSEK) för tredje kvartalet 2004. Förlusten innefattar administrationskostnader uppgående till 46,1 MSEK (54,2 MSEK) och ett finansnetto om 24,7 MSEK (-77,8 MSEK). Ränteintäkter om 22,6 MSEK (20,7 MSEK) är hänförliga till lån till dotterbolag. Valutakursvinster uppgick till 1,8 MSEK (-111,8 MSEK). Förändringarna i finansiella anläggningstillgångar och kassa under niomånadersperioden 2004 hänförs till lån till dotterbolag. Ingen uppskjuten skattefordran har bokats avseende moderbolagets förlustavdrag på grund av osäkerheten om när i tiden förlusterna kan nyttjas.

Likviditet

Den 16 augusti tecknade koncernen en kreditfacilitet om 385 miljoner USD för finansieringen av DNO-förvärvet samt för ytterligare finansieringsbehov. Krediten om 385 miljoner USD kommer att användas för Letter of Credit till ett totalt belopp om 35 miljoner USD som säkerhet för betalningen av framtida återställningskostnader till tidigare ägare av Heather fältet samt för att täcka övriga finansieringsbehov.

Finansiella instrument

Koncernen har från och med den 1 januari 2003, räntesäkrat en del av koncernens dollarlån genom att binda den LIBOR-baserade flytande kursen för en del av bolagets USD-lån för en period om fyra år. Räntesäkringingen sker till den fasta LIBOR-räntan om 3,49%. Det hedgade beloppet minskade till 95 MUSD den 2 juli 2004 med ytterligare minskningar av detta belopp varje halvår. Som en följd av ytterligare låneutbetalningar för att finansiera förvärvet av DNO, säkrade koncernen den 11 mars 2004 ett belopp om 40 MUSD till en fast LIBOR-ränta om 2,32%. Detta löper över 3 år.

Koncernen har ingått ett oljeterminkontrakt för 2 000 fat olja per dag från 1 januari 2004 till 31 december 2004 som innebär att man erhåller ett pris på USD 18,00 per fat om Dated Brent faller under 18,00 USD per fat och vidare erhåller 25,15 USD om Dated Brent överstiger 25,15 per fat. Om oljepriset ligger mellan dessa nivåer erhålls marknadspris.

I februari 2004 ingick koncernen ett oljeterminkontrakt för 3 000 fat för perioden 1 mars 2004 till 31 december 2004 till Dated Brent om 29,20 USD.

Koncernen har ingått ytterligare oljeterminkontrakt för 6 000 fat olja per dag för kalenderåret 2005 till ett Brentoljepris om 29,00 USD.

Koncernen har ingått ett antal valutaterminkontrakt under 2004 för att fastställa valutakursen från USD till Euro och CHF. Avtalen gäller från den 20 februari

2004 till 20 december 2004. Det totala säkrade beloppet uppgår till 27,8 MUSD varav 22,0 MUSD avser terminssäkring mellan USD och Euro.

Förändringar i styrelsen

På bolagsstämman som hölls 19 maj 2004 omvaldes samtliga styrelseledamöter.

Aktiedata

Lundin Petroleum ABs aktiekapital uppgick per den 30 september 2004 till 2 535 228 SEK fördelat på 253 522 766 aktier med ett nominellt värde om 0,01 SEK per aktie.

I enlighet med koncernens incitamentsprogram för de anställda har 3 175 000 teckningsoptioner emitterats under 2001 med ett lösenpris om 3,37 SEK och en löptid till 1 maj 2004. Dessa teckningsoptioner var möjliga att lösa från och med 1 maj 2002. Alla kvarvarande teckningsoptioner löstes före 1 maj 2004.

Programmet för 2002 som godkändes den 23 maj 2002 innebär att 3 250 000 teckningsoptioner kan utnyttjas under perioden 31 maj 2003 till och med 31 maj 2005 med ett lösenpris om 4,50 SEK. Per 30 september 2004 var 865 900 teckningsoptioner utestående.

Programmet för 2003 som godkändes den 23 maj 2003 innebär att 3 400 000 teckningsoptioner kan utnyttjas under perioden 31 maj 2004 till 31 maj 2006 med ett lösenpris om 10,10 SEK. Per den 30 september 2004 var 2 454 500 teckningsoptioner utestående.

Programmet för 2004 som godkändes den 19 maj 2004 innebär att 2 250 000 teckningsoptioner kan utnyttjas under perioden 31 maj 2005 till 31 maj 2007 med ett lösenpris om 45,80 SEK. Dessa teckningsoptioner har utgivits med en premium om 10% på det genomsnittliga stängningspriset på Lundin Petroleum-aktien 10 dagar efter bolagsstämman. Per den 30 september 2004 var

2 215 000 teckningsoptioner utestående.

Per den 30 september 2004 fanns inga utestående konvertibla skuldebrev.

Valutakurser

Följande valutakurser har använts för den niomånaderperiod som avslutades den 30 september 2004:

	Genomsnitt	Periodens slut
1 EUR / SEK	9,1622	9,0588
1 USD / SEK	7,4751	7,3002

Redovisningsprinciper

Niomånadersrapporten för Lundin Petroleum AB (publ) har upprättats enligt Årsredovisningslagen och Redovisningsrådets rekommendation RR20. Redovisningsprinciperna är oförändrade i förhållande till tidigare år med undantag av pensionskostnader. Under andra kvartalet 2004 har Lundin Petroleum antagit Redovisningsrådets rekommendationen RR 29 som trädde i kraft 1 januari 2004 med en effekt om -15,7 MSEK på ingående eget kapital 2004. Förberedelser har påbörjats för att fullt ut införa resterande rekommendationer för IFRS 2005. Effekterna av införandet av IFRS bedöms främst avse redovisningen av finansiella instrument.

KONCERNENS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

<i>Belopp i TSEK</i>	Not	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Rörelsens intäkter						
Försäljning av olja och gas	1	1 585 435	671 248	857 146	276 371	1 082 136
Övriga rörelseintäkter		80 232	31 726	34 530	4 348	38 369
		1 665 667	702 974	891 676	280 719	1 120 505
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-844 786	-288 073	-336 398	-115 318	-419 911
Avskrivning av olje- och gastillgångar	3	-226 716	-123 444	-147 119	-48 849	-192 002
Nedskrivning av prospekteringskostnader		-3 779	-2 624	–	–	-2 395
		590 386	288 833	408 159	116 552	506 197
Bruttoresultat						
Vinst från försäljning av Block 5A Sudan		–	–	720 098	-4 747	720 098
Övriga rörelseintäkter		5 147	2 211	4 542	849	7 161
Administrationskostnader		-81 100	-21 626	-122 009	-33 439	-164 947
		514 433	269 418	1 010 790	79 215	1 068 509
Rörelseresultat						
Finansiella intäkter och kostnader netto	4	-49 911	-4 650	-16 663	-31 595	-50 526
		464 522	264 768	994 127	47 620	1 017 983
Resultat före skatt						
Skatt	5	-66 514	-83 334	-77 753	-17 151	-79 881
Minoritetens andel		-7 830	-2 140	-880	-317	-7 873
		390 178	179 294	915 494	30 152	930 229
Periodens resultat						
Resultat per aktie – SEK		1,55	0,71	3,68	0,12	3,73
Resultat per aktie efter full utspädning – SEK		1,53	0,70	3,65	0,12	3,71

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

<i>Belopp i TSEK</i>	Not	30 Sep 2004	31 Dec 2003
TILLGÅNGAR			
Materiella anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	6	4 926 317	1 817 606
Övriga anläggningstillgångar		58 305	55 356
Summa materiella anläggningstillgångar		4 984 622	1 872 962
Finansiella anläggningstillgångar			
	7	381 739	134 018
Summa anläggningstillgångar		5 366 361	2 006 980
Omsättningstillgångar			
Kortfristiga fordringar och lager	8	858 274	395 654
Likvida medel och kortfristiga placeringar		318 308	301 589
Summa omsättningstillgångar		1 176 582	697 243
Summa tillgångar		6 542 943	2 704 223
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital inklusive periodens resultat		2 237 032	1 856 932
Minoritetsintressen		27 732	20 036
Avsättningar	9	1 621 047	377 505
Långfristiga räntebärande skulder		1 964 226	–
Övriga långfristiga skulder		127	118
Kortfristiga skulder	10	692 779	449 632
Summa eget kapital och skulder		6 542 943	2 704 223
Ställda säkerheter		968 929	–
Ansvarsförbindelser		–	11 669

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

<i>Belopp i TSEK</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Kassaflöde från periodens verksamhet					
Periodens resultat	390 178	179 294	915 494	30 152	930 229
Justeringar för avskrivningar och övriga ej likviditetspåverkande poster	408 750	226 427	-601 150	60 920	-491 918
Förändringar i rörelsekapital	-212 041	-221 665	-75 391	-37 869	-191 653
Summa kassaflöde från periodens verksamhet	586 887	184 056	238 953	53 203	246 658
Förvärv av tillgångar i dotterbolag	-1 220 191	-5 220	–	–	-10 864
Försäljning av tillgångar	–	–	1 150 802	-4 747	1 150 802
Minskning/ökning i finansiella anläggningstillgångar	3 390	3 322	-15 559	-3 042	158
Investeringar i olje- och gastillgångar	-1 269 250	-390 282	-277 611	-91 160	-285 808
Investeringar i övriga anläggningstillgångar	-3 810	-1 564	-9 573	-2 777	-13 267
Summa kassaflöde använt för/från investeringar	-2 489 861	-393 744	848 059	-101 726	841 021
Ökning/minskning av långfristiga skulder	1 937 746	271 164	-1 022 808	–	-1 022 809
Betalade aktiverade finansieringsavgifter	-28 260	-9 817	–	–	–
Nyemission	14 172	3 847	5 361	4 121	10 437
Summa kassaflöde från/använt för finansiering	1 923 658	265 194	-1 017 447	4 121	-1 012 372
Förändring av kassa och bank	20 684	55 506	69 565	-44 402	75 307
Kassa och bank vid periodens början	301 589	265 835	247 776	356 144	247 776
Valutakursförändring i kassa och bank	-3 965	-3 033	-7 685	-2 086	-21 494
Kassa och bank vid periodens slut	318 308	318 308	309 656	309 656	301 589

Not 1. Försäljning av olja och gas, TSEK	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Försäljning av råolja					
- Storbritannien	588 543	349 449	–	–	–
- Frankrike	349 071	128 440	232 149	59 678	317 704
- Norge	214 878	109 673	122 338	48 841	161 600
- Indonesien	129 556	52 287	154 608	55 918	163 132
- Tunisien	99 491	–	157 618	53 511	168 567
	1 381 539	639 849	666 713	217 948	811 003
Försäljning av kondensat					
- Nederländerna	8 082	1 438	5 583	2 858	8 348
- Norge	2 655	759	2 356	936	3 238
- Storbritannien	6 778	4 276	–	–	–
	17 515	6 473	7 939	3 794	11 586
Försäljning av naturgas					
- Nederländerna	129 103	39 051	123 065	37 000	173 435
- Irland	20 956	4 370	–	–	–
- Indonesien	3 268	469	700	232	909
- Norge	2 736	139	2 176	1 081	3 449
	156 063	44 029	125 941	38 313	177 793
Operatörsavgift					
- Venezuela	87 533	29 240	75 749	22 528	102 205
Oljeprishedge	-89 298	-48 212	-22 446	-7 072	-30 488
Förändring i underuttag	32 083	-131	3 250	860	10 037
	1 585 435	671 248	857 146	276 371	1 082 136

Not 2. Produktionskostnader, TSEK	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Utvinnskostnader	670 153	262 274	234 638	84 396	320 141
Tariff- och transportkostnader	76 872	24 988	61 841	18 159	83 057
Royalty och direkt skatt	19 012	8 301	22 128	6 901	25 955
Lagerförändring/förändring i överuttag	78 749	-7 490	17 791	5 862	-9 242
	844 786	288 073	336 398	115 318	419 911

Not 3. Nedskrivning av olje- och gastillgångar, TSEK	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Storbritannien	71 420	71 420	–	–	–
Frankrike	42 207	13 598	49 545	16 125	60 673
Norge	28 381	13 540	19 120	7 425	24 482
Nederländerna	46 168	13 655	37 827	11 320	58 196
Venezuela	22 727	6 724	15 171	5 359	18 880
Indonesien	5 705	1 925	8 353	2 910	8 896
Tunisien	10 108	2 582	17 103	5 710	20 875
	226 716	123 444	147 119	48 849	192 002

NOTER

Not 4. Finansiella intäkter och kostnader, netto, TSEK	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Ränteintäkter	7 461	2 581	7 627	1 769	11 374
Räntekostnader	-25 650	-18 297	-21 984	-3 807	-25 562
Räntesäkring	5 233	1 557	-16 383	-5 434	-37 220
Amortering av lån	-4 848	-1 849	-15 915	–	-15 915
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	-13 811	-5 411	-4 389	-1 466	-5 255
Valutakursvinster/förluster, netto	-25 222	13 139	35 553	-24 384	11 361
Övriga finansiella intäkter/kostnader, netto	6 926	3 630	-1 172	1 727	10 691
	-49 911	-4 650	-16 663	-31 595	-50 526

Not 5. Skatt, TSEK	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Aktuell bolagsskatt	60 989	-13 962	-81 805	-16 356	-45 658
Uppskjuten skatt	-137 276	-72 649	12 376	4 570	-19 810
Statlig vinstdelningsskatt	49 565	38 842	-8 324	-5 365	-20 335
Uppskjuten statlig vinstdelningsskatt	-39 792	-35 565	–	–	5 922
	-66 514	-83 334	-77 753	-17 151	-79 881

Not 6. Olje- och gastillgångar, TSEK	Bokfört värde 30 sep 2004	Bokfört värde 31 dec 2003
Storbritannien	2 516 508	–
Frankrike	813 411	770 265
Norge	608 870	136 862
Nederländerna	471 118	477 634
Venezuela	206 763	217 839
Indonesien	115 213	60 229
Tunisien	41 713	53 290
Iran	121 134	79 765
Sudan	24 868	20 457
Albania	1 687	–
Övriga	5 032	1 265
	4 926 317	1 817 606

Not 7. Finansiella anläggningstillgångar, TSEK	Bokfört värde 30 sep 2004	Bokfört värde 31 dec 2003
Aktier i intresseföretag	21 278	21 328
Spärrade medel	55 856	56 585
Uppskjutna finansieringskostnader	23 148	–
Uppskjuten skattefordran	275 363	47 983
Övriga finansiella anläggningstillgångar	6 094	8 122
	381 739	134 018

Not 8. Kortfristiga fordringar, TSEK	Bokfört värde 30 sep 2004	Bokfört värde 31 dec 2003
Lager	86 356	71 666
Kundfordringar	420 628	131 188
Underuttag	39 215	12 883
Skattefordran	196 124	69 119
Fordran på Joint Venture partners	73 503	72 964
Övriga kortfristiga fordringar	42 448	37 834
	858 274	395 654

Not 9. Avsättningar, TSEK	Bokfört värde 30 sep 2004	Bokfört värde 31 dec 2003
Återställningskostnader	429 770	110 643
Pension	15 081	–
Uppskjuten skatteskuld	1 169 919	241 967
Övriga	6 277	24 895
	1 621 047	377 505

Not 10. Kortfristiga skulder, TSEK	Bokfört värde 30 sep 2004	Bokfört värde 31 dec 2003
Leverantörsskulder	86 701	71 640
Överuttag	65 465	23 237
Kortfristig andel av långfristig skuld	69 798	15 550
Skatt	38 981	29 329
Upplupna kostnader	277 546	86 439
Skuld avseende bolagsförvärv	52 649	146 465
Övriga kortfristiga skulder	101 639	76 972
	692 779	449 632

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

<i>Belopp i TSEK</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Serviceintäkter	9 174	3 934	1 119	–	1 119
Bruttoresultat	9 174	3 934	1 119	–	1 119
Övriga rörelseintäkter	213	48	310	92	396
Administrationskostnader	-46 091	-10 756	-54 183	-20 112	-71 302
Rörelseresultat	-36 704	-6 774	-52 754	-20 020	-69 787
Finansiella intäkter och kostnader, netto	24 723	3 827	-77 839	1 062	-80 360
Resultat före skatt	-11 981	-2 947	-130 593	-18 958	-150 147
Skatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	-11 981	-2 947	-130 593	-18 958	-150 147

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

<i>Belopp i TSEK</i>	30 Sep 2004	31 Dec 2003
TILLGÅNGAR		
Materiella anläggningstillgångar	–	95
Finansiella anläggningstillgångar	797 715	754 863
Summa anläggningstillgångar	797 715	754 958
Omsättningstillgångar		
Kortfristiga fordringar och lager	11 933	12 355
Likvida medel och kortfristiga placeringar	4 882	112 609
Summa omsättningstillgångar	16 815	124 964
Summa tillgångar	814 530	879 922
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital inklusive periodens resultat	812 856	810 665
Kortfristiga skulder	1 674	69 257
Summa eget kapital och skulder	814 530	879 922
Ställda panter	968 929	–
Ansvarsförbindelser	–	11 619

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

<i>Belopp i TSEK</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Kassaflöde från periodens verksamhet					
Periodens resultat	-11 981	-2 947	-130 593	-18 958	-150 147
Justeringar för ej likviditetspåverkande poster	-2 004	–	-2 648	6 467	6 625
Förändringar i rörelsekapital	-12 737	-5 958	4 614	6 494	10 505
Summa kassaflöde använt i verksamhet	-26 722	-8 905	-128 627	-5 997	-133 017
Investeringar i aktier i dotterbolag	–	–	-585	-585	-585
Ökning/minskning i lån till dotterbolag	-97 276	3 515	295 105	-2 274	253 264
Investeringar i anläggningstillgångar	62	182	-85	-85	-85
Summa kassaflöde använt för/från investeringar	-97 214	3 697	294 435	-2 944	252 594
Nyemission	14 172	3 847	5 361	4 121	10 437
Summa kassaflöde från finansiering	14 172	3 847	5 361	4 121	10 437
Förändring av kassa och bank	-109 764	-1 361	171 169	-4 820	130 014
Kassa och bank vid periodens början	112 609	6 244	2 081	174 299	2 081
Valutakursförändring i kassa och bank	2 037	-1	-10 226	-6 455	-19 486
Kassa och bank vid periodens slut	4 882	4 882	163 024	163 024	112 609

FÖRÄNDRINGAR I EGET KAPITAL

KONCERNEN <i>Belopp i TSEK</i>	Aktie- kapital	Bundna reserver	Fria resever	Periodens resultat
Belopp per den 1 januari 2003	2 487	930 524	14 665	-16 564
Överföring av föregående års resultat	–	–	-16 564	16 564
Nyemission	15	5 346	–	–
Omräkningsdifferens	–	54 519	-76 520	–
Periodens resultat	–	–	–	915 494
Belopp per den 30 september 2003	2 502	990 389	-78 419	915 494
Nyemission	13	5 063	–	–
Omräkningsdifferens	–	-11 340	18 495	–
Periodens resultat	–	–	–	14 735
Belopp per den 31 dec 2003	2 515	984 112	-59 924	930 229
Överföring av föregående års resultat	–	–	930 229	-930 229
Justering till följd av ändrade redovisningsprinciper	–	–	-15 737	–
Nyemission	21	14 151	–	–
Omräkningsdifferens	–	-7 062	-1 451	–
Periodens resultat	–	–	–	390 178
Belopp per den 30 september 2004	2 536	991 201	853 117	390 178

MODERBOLAGET

<i>Belopp i TSEK</i>	Aktie- kapital	Överkurs- fond	Periodens resultat
Belopp per den 1 januari 2003	2 487	1 028 792	-80 904
Överföring av föregående års resultat	–	-80 904	80 904
Nyemission	15	5 346	–
Periodens resultat	–	–	-130 593
Belopp per den 30 september 2003	2 502	953 234	-130 593
Nyemission	13	5 063	–
Periodens resultat	–	–	-19 554
Belopp per den 31 dec 2003	2 515	958 297	-150 147
Överföring av föregående års resultat	–	-150 147	150 147
Nyemission	21	14 151	–
Periodens resultat	–	–	-11 981
Belopp per den 30 september 2004	2 536	822 301	-11 981

KONCERNEN	1 jan 2004–	1 jul 2004–	1 jan 2003–	1 jul 2003–	1 jan 2003–
	30 sep 2004	30 sep 2004	30 sep 2003	30 sep 2003	31 dec 2003
	9 mån	3 mån	9 mån	3 mån	12 mån
Räntabilitet på eget kapital, % ¹	19	6	66	2	67
Räntabilitet på sysselsatt kapital, % ²	17	7	51	3	50
Skuldsättningsgrad, % ³	74	74	–	–	–
Soliditet, % ⁴	35	35	69	69	69
Andel riskbärande kapital, % ⁵	52	52	78	78	78
Räntetäckningsgrad, % ⁶	1 293	1 372	2 554	653	1 559
Operativt kassaflöde/räntekostnader, % ⁷	2 391	2 143	1 212	1 740	1 011
Direktavkastning, % ⁸	–	–	–	–	–

1 Räntabilitet på eget kapital definieras som koncernens resultat för perioden dividerat med genomsnittligt eget kapital (genomsnittet under koncernens existens).

2 Räntabilitet på sysselsatt kapital definieras som koncernens resultat före skatt plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med genomsnittligt sysselsatt kapital (genomsnittet av balansomslutningen under koncernens existens med avdrag för icke räntebärande skulder).

3 Skuldsättningsgrad definieras som koncernens räntebärande skulder minus kassa och bank i förhållande till redovisat eget kapital.

4 Soliditet definieras som koncernens redovisade egna kapital, inklusive minoritetsägares andel, i procent av balansomslutningen.

5 Andel riskbärande kapital definieras som summan av eget kapital och uppskjutna skatteskulder, inklusive minoritetsägares andel, dividerat med balansomslutningen.

6 Räntetäckningsgrad definieras som resultat före skatt plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med räntekostnader.

7 Operativt kassaflöde/räntekostnader definieras som koncernens intäkter minus kostnad för såld olja och gas och faktiska skatter dividerat med räntekostnader för perioden.

8 Direktavkastning definieras som utdelning i procent av börskurs vid räkenskapsperiodens utgång.

DATA PER AKTIE OCH FINANSIELL INFORMATION

KONCERNEN	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 mån	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 mån	1 jan 2003– 30 sep 2003 9 mån	1 jul 2003– 30 sep 2003 3 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Eget kapital, SEK ¹	8,82	8,82	7,35	7,35	7,38
Operativt kassaflöde, SEK ²	3,67	1,74	1,87	0,58	2,52
Kassaflöde använt i verksamheten, SEK ³	2,09	1,59	0,96	0,21	0,98
Resultat, SEK ⁴	1,55	0,71	3,68	0,12	3,73
Resultat efter full utspädning, SEK ⁵	1,53	0,70	3,65	0,12	3,71
Utdelning, SEK	–	–	–	–	–
Börskurs vid räkenskapsperiodens utgång (avser moderbolaget), SEK	42,90	42,90	16,60	16,60	34,30
Antal aktier vid periodens slut	253 522 766	253 522 766	250 224 766	250 224 766	251 525 466
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden ⁶	252 397 444	252 389 878	248 978 700	249 391 421	249 401 389
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning ⁵	254 942 101	255 006 717	250 933 079	252 959 864	251 041 951

1 Eget kapital per aktie definieras som koncernens redovisade egna kapital dividerat med antalet aktier vid periodens slut.

2 Operativt kassaflöde per aktie definieras som koncernens intäkter minus produktionskostnader och faktiska skatter dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

3 Kassaflöde använt i verksamheten per aktie definieras som kassaflöde använt i verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

4 Resultat per aktie definieras som koncernens resultat för perioden dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

5 Resultat per aktie efter full utspädning definieras som koncernens resultat för perioden dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning.

6 Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden definieras som antal aktier vid periodens början med tidsvängning för nyemitterade aktier.

FINANSIELL INFORMATION

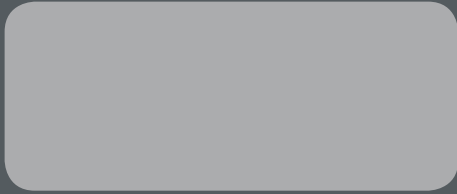
Företaget publicerar regelbundet följande rapporter:

- Rapport för helåret 2004 publiceras den 24 februari 2005
- Rapport för de första tre månaderna (januari–mars, 2005) publiceras den 18 maj 2005
- Rapport för de första sex månaderna (januari–juni, 2005) publiceras den 17 augusti 2005
- Rapport för de första nio månaderna (januari–september, 2005) publiceras den 16 november 2005

Stockholm den 16 november 2004

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Denna rapport har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.



B

SVERIGE
Porto betalt
Port Payé

Huvudkontor

Lundin Petroleum AB (publ)
Hovslagargatan 5
SE-111 48 Stockholm
Sverige
Telefon: 46-8-440 54 50
Telefax: 46-8-440 54 59
E-mail: info@lundin.ch

Koncernledningens kontor

Lundin Petroleum AB (publ)
6 rue de Rive
PO Box 3410
CH-1211 Geneva 3
Schweiz
Telefon: 41-22-319 66 00
Telefax: 41-22-319 66 65



www.lundin-petroleum.com