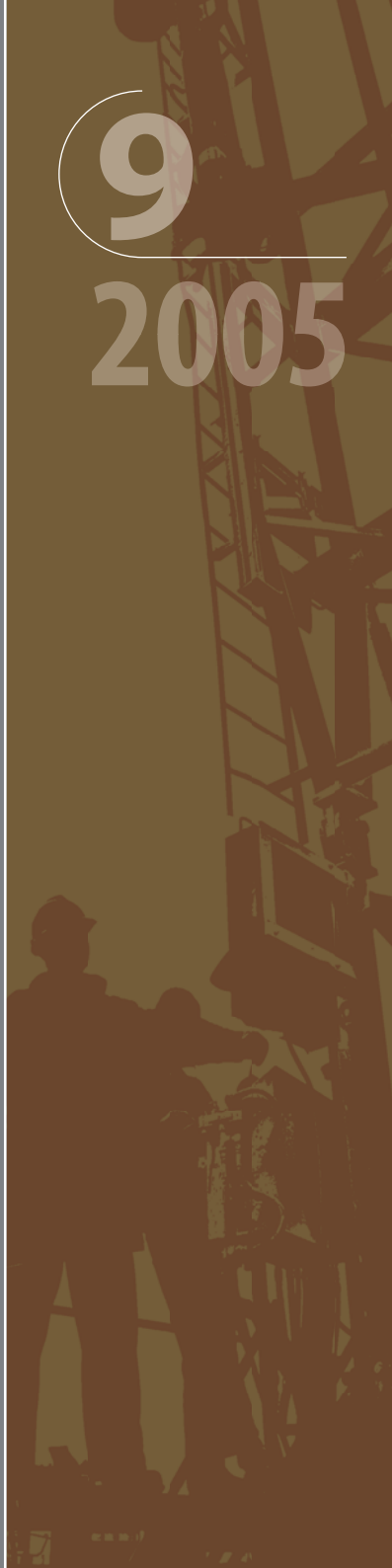


9 2005

Lundin Petroleum AB (publ)

Rapport för
NIOMÅNADERSPERIODEN
1 jan–30 september 2005



	30 september 2005 9 mån	30 september 2004 9 mån	31 december 2004 12 mån
• Produktion i boepd	33 921	25 685	28 921
• Rörelsens intäkter i MSEK	3 164,9	1 633,6	2 468,3
• Periodens resultat i MSEK	885,8	391,7	605,3
• Vinst/aktie i SEK	3,47	1,55	2,39
• Vinst/aktie efter full utspädning i SEK	3,45	1,54	2,37
• Operativt kassaflöde i MSEK	2 011,0	931,4	1 502,8
• Förväntat resultat efter skatt för koncernen 2005 ¹			1 230 MSEK
• Förväntat operativt kassaflöde för koncernen 2005 ¹			2 600 MSEK

¹ Valutakurs för USD/SEK om 7,45 har använts vid konvertering till svenska kronor.

Kära aktieägare

Jag är mycket nöjd med att kunna rapportera att Lundin Petroleum har producerat rekordhög vinst efter skatt och operativt kassaflöde under tredje kvartalet 2005. Det starka finansiella resultatet har genererats inte enbart av höga oljepriser utan också av en ökning av produktionen, särskilt från Storbritannien. I oktober 2005 avslutades Fas 2 av Broom projektet, offshore Storbritannien, som under 2006/2007 kommer att följas av utbyggnadsprojekten i Tunisien och Norge, vilket kommer att ge fortsatt tillväxt för Lundin Petroleum.

Finansiellt resultat

Lundin Petroleum genererade en vinst efter skatt om 885,8 MSEK (121,4 MUSD) och operativt kassaflöde om 2 011,0 MSEK (275,7 MUSD) under de första nio månaderna av 2005. Detta representerar en ökning på över 125 respektive 110 procent i vinst efter skatt och operativt kassaflöde jämfört med samma period förra året.

Produktion

Genomsnittlig produktion för niomånadersperioden var cirka 34 000 boepd till ett realiserat oljepris på 52 USD per fat oljeekvivalenter (boe). Produktionen under tredje kvartalet var dock under förväntad produktion med 31 600 fat per dag (boepd), främst på grund av fortsatta begränsningar på anläggningarna i Storbritannien och utbyggnadsförseningar i Indonesien och Venezuela.

Utbyggnadsborrningarna vid Broom Fas 2 har med framgång genomförts med bruttoproduktion från Broomfältet på över 30 000 bopd. Resultaten från de två nya borrningarna har varit framgångsrika då det gäller kapacitet och de påträffade reservoarernas egenskaper som vi tror kommer att resultera i en ökning av de nuvarande utvinningsbara reserverna. Trots den negativa inverkan begränsningarna i anläggningarna har haft på vår produktion på kort sikt har Broomfältet utvecklats bättre än förväntat med en fortfarande begränsad vattenproduktion. Jag är övertygad om att denna vår viktigaste

producerande tillgång i vår portfölj kommer att leda till en betydande värdeökning för våra aktieägare.

Som ett resultat av begränsningar i Brooms produktion, det förlängda driftstoppet vid Thistlefältet och förseningen av utbyggnaden i Indonesien är vår förväntade genomsnittliga produktion 33 500 boepd för 2005.

Vi förväntar oss fortfarande att Lundin Petroleum kommer att producera över 50 000 boepd i början av 2007 till följd av att Alvheimprojektet i Norge och Oudnaprojektet i Tunisien sätts i produktion.

Förväntat finansiellt resultat

Trots lägre förväntad produktion för 2005 är vår förväntade vinst efter skatt fortfarande 1 230 MSEK (165 MUSD) även om vårt operativa kassaflöde har minskat till 2 600 MSEK (350 MUSD) från 2 685 MSEK (360 MUSD). Dessa prognoser antar ett Brent oljepris på 55 USD per fat för resten av 2005 och valutakurser på samma nivåer som per den 30 september. Den lägre än förväntade produktionen och avskrivningen av prospekteringsborrningen i Nederländerna har kompensats av ett högre uppnått oljepris under tredje kvartalet och lägre än förväntade verksamhetskostnader.

Prospektering och utbyggnad

Under tredje kvartalet 2005 har vi genomfört prospektering/utvärderingsarbete i Nigeria, Indonesien, Frankrike och Nederländerna. Såsom normalt när det gäller prospektering så är resultatet sällan svart eller vitt. I Nigeria genomfördes Aje-3 borrningen under tredje kvartalet och det var inte möjligt att bekräfta de förväntade geofysiska och geologiska resultaten vid borrplatsen. Betydande mängder av kolväten har redan påträffats i Ajefältet och vi lägger nu in resultaten från Aje-3 borrningen i vår tekniska modell för att bestämma framtida arbetsprogram. I Nederländerna var vår test av Luttelgeest en besvikelse och kostnaderna har till fullo skrivits av i tredje kvartalets resultat. I Frankrike ger loggar och analys av prover oss

förhoppning om att vi har en oljefyndighet något jag hoppas kan bekräftas genom ett test senare i år. Och i Indonesien borrar vi fortfarande. Som jag har påpekat tidigare kommer prospektering, av dess natur, att ge besvikelser men över tiden är vi övertygade om att vi kan skapa betydande värden för våra aktieägare genom fortsatta investeringar i prospektering. Vi har expanderat vår prospekteringsportfölj för att försäkra att vi har ett konstant flöde av pågående projekt med prospekteringsborringar planerade under fjärde kvartalet 2005 och 2006 i Indonesien, Norge, Irland och Nederländerna. Jag är också mycket uppmuntrad av utvecklingen i Sudan med genomfört fredsavtal, ny regering och bildandet av The National Petroleum Commission. Block 5B i Muglad Basin innehåller ett antal prospekteringsstrukturer i världsklass och jag känner mig nu säker på att vi kommer att kunna påbörja aktiviteterna i fält under en nära framtid.

Som jag nämnde har vårt utbyggnadsprojekt Broom Fas 2 i Storbritannien med framgång avslutats. Våra utbyggnadsprojekt i Norge (Alvheim) och Tunisien (Oudna) är i gång och alla viktiga kontrakt utdelade. Borrningar skall snart påbörjas. Dessa projekt kommer att leverera organisk tillväxt till Lundin Petroleum över de kommande två åren oberoende av prospekteringsframgångar eller ytterligare förvärv.

Marknaden för olja

Världsmarknaden för olja är fortsatt stark trots att oljepri-serna har sjunkit från tredje kvartalets peak. Oljeindustrin fortsätter att ha olika uppfattningar beträffande oljepri-sets utveckling på kort sikt men debatten gäller nu om priset är 40 USD/fat eller 60 USD/fat och högre jämfört med det historiska genomsnittet om 20 USD/fat. På lång sikt kommer efterfrågan att fortsätta vara stark särskilt från Kina och utvecklingsländerna och jag tror att ett oljepris på 50 USD/fat och högre är här för att stanna med en större sannolikhet för fortsatta höjningar än fallande priser.

Det har underinvesterats i oljeindustrin under senare år, särskilt i sektorn för raffinerade produkter. Det kommer att ta många år och stora investeringar för att bygga upp kapacitet och uppgradera existerande raffinaderier för att möta efterfrågan och nya miljömässiga villkor. Lundin Petroleum som ett oberoende oljebolag är övertygad om att det är av stor betydelse att investera offensivt i prospektering och utbyggnad av nya oljereserver och över tiden kan det tillsammans med ett högt oljepris komma att generera mycket goda avkastningar till våra aktieägare.

Sammanfattning

På micronivå erfar Lundin Petroleum frustrerande mekaniska problem som härstammar från gammal utrustning som inte underhållits av tidigare ägare vilka varit verksamma då oljepriserna var lägre. Vårt offensiva investeringsprogram på havsbotten är framgångsrikt och adderar därigenom ytterligare reserver. Detta tillsammans med investeringar i våra anläggningar för att minska driftstörningar skapar en verklig möjlighet för en fokuserad oberoende operatör som Lundin Petroleum.

Vår verksamhet har vuxit ordentligt under en kort period. Entreprenörsandan i ledningsgruppen är stark vilket kommer att tillåta oss att fortsätta generera nya spännande investeringsmöjligheter i framtiden. Detta kommer slutligen att leda till fortsatt tillväxt och värdeskapande för våra aktieägare, vilket är huvudmålsättningen för mig och ledningsgruppen.

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

VERKSAMHETEN

Storbritannien

Lundin Petroleum's nettoproduktion under niomånadersperioden som avslutades 30 september 2005 var 20 600 fat olja per dag (bopd), vilket representerar över 60 procent av koncernens totalproduktion. Produktionen under tredje kvartalet var 19 600 bopd och påverkades negativt av problemen på Heatherplattformens anläggningar (vilket påverkade produktionen från Broom) och driftstoppet på Thistlefältet.

Under 2005 ingick Lundin Petroleum ett samarbete med Petrofac Facilities Management Limited (Petrofac) beträffande den operativa verksamheten på plattformarna Heather och Thistle. Denna överenskommelse genomfördes tillfredsställande och ansvaret för dessa anläggningar fördes över till Petrofac den 1 maj 2005. Lundin Petroleum kommer att, via sitt kontor i Aberdeen, fortsätta att aktivt fokusera på ökade investeringsmöjligheter i dess existerande tillgångar så väl som nya förvärv.

Under niomånadersperioden producerade Broomfältet (Lundin Petroleum licensandel (l.a.) 55%) i genomsnitt 24 700 boepd, med den andra vatteninjiceringsborrningen framgångsrikt genomförd under svåra väderförhållanden tidigare i år.

Fas-2 av Broomfältets utbyggnad har nu efter periodens slut med framgång genomförts och ökat produktionen från Broom till över 30 000 boepd. Fas-2 inkluderar ett s.k. "sidetrack" av borrningen West Heather 2/05-18 och den första borrningen på North Terrace 2/05-23 som båda producerar via Heatherplattformen. Båda borrningarna har varit framgångsrika beträffande de påträffade reservoarerna och produktionskapaciteten. Broom/Heatherfälten kan för närvarande inte producera till maximal kapacitet på grund av begränsningar i anläggningarna vilket har haft en negativ inverkan på förväntad produktion på kort sikt.

Produktionen under niomånadersperioden från Thistlefältet (l.a. 99%) var i genomsnitt över 4 300 bopd. För närvarande pågår ett omfattande arbete med att justera kapaciteten för vätskeseparering för att öka framtida produktion. Driftstoppet påbörjades i mitten av september, en månad tidigare än planerat på grund av oförut-

sedda reparationer av säkerhetsrelaterad utrustning vilket kommer att resultera i ett förlängd driftstopp.

Produktionen från Heatherfältet (l.a. 100%) var i genomsnitt 2 750 bopd för niomånadersperioden. Ytterligare borraktiviteter är planerade för 2006 som en följd av investeringarna på plattformens borrhög.

Norge

Produktionen från Jotunfältet (l.a. 7%) offshore Norge för perioden var 1 000 bopd. Jotunfältets partners sålde sina andelar i Jotuns flytande produktions-, lagrings-, och avlastningsfartyg (FPSO) under perioden till Bluewater/Exxon Mobil. Under ett separat avtal leasar Jotunfältets partners tillbaka fartyget på upp till 15 år.

Utbyggnaden av Alvhheimfältet (l.a. 15 %) offshore Norge har under niomånadersperioden utvecklats tillfredsställande. De största kontrakten har utdelats och ombyggnaden av Alvhheim FPSO (Odin) kommer att slutföras i Sydost Asien i början av 2006. Borrningarna på Alvhheimfältet har försenats till början av 2006 på grund av förseningar med den kontrakterade borrhögens pågående arbete. Det förväntas dock fortfarande att första produktionen från Alvhheim kommer att ske i början av 2007 med en förväntad produktion på 85 000 boepd. Det planerade borrhögprogrammet för Alvhheim innehåller ytterligare prospekteringsborrningar med potential att öka de nuvarande prognostiserade reserverna på 180 miljoner boe (fat oljekvivalenter).

På Hamsunfältet (l.a. 35%) söder om Alvhheim görs fortsatta utbyggnadsstudier och det mest troliga alternativet är att koppla Hamsunfyndigheten till anläggningarna vid Alvhheim.

Lundin Petroleum fortsätter att aktivt arbeta med prospekteringsaktiviteter i Norge genom att delta i både APA 2005 och den 19:de licensrundan. En borrhög har säkrats för två borrningar som påbörjas under 2006 i Lundin Petroleum's licenser på den norska kontinentalsockeln.

Frankrike

I Paris Basin var produktionen 2 900 bopd under perioden. Prospekteringsborrningen La Tonelle-1 i Nemours-blocket (l.a. 33,3%) har med framgång genomförts. Borrningen kommer att testas under fjärde kvartalet 2005

efter det att insamlade prover och loggar har visat positiva indikationer på olja.

Acquittaine Basin (l.a. 50%) hade en nettoproduktion på 1 400 bopd under denna period.

Indonesien

Salawtai Island & Basin (Papua):

Produktionen från Salawati (Salawati Island l.a. 14,5% och Salawati Basin l.a. 25,9%) var 2 300 bopd under perioden. Produktionsstarten av TBA- fältet offshore Salawati Island, är fortsatt försenat på grund av att det inte finns någon tillgänglig FPS (flytande, produktions-, lagringsfartyg). Fältet som förväntas addera 1 000 boepd till Lundin Petroleum's produktion beräknas nu börja producera under 2006. Ett pågående program med utbyggnads- och prospekteringsborringar fortsätter på Salawati Basin och Island där prospekteringsborringarna inneburit negativa resultat.

Banyumas (Java):

Prospekteringsborringen Jati-1 (l.a.25%) påbörjades under tredje kvartalet. Jati-1 testar en stor struktur i en relativt oprospekterad bassäng, onshore Java. Borringen tar längre tid än beräknat på grund av svåra borrhållanden och förväntas nå sitt total djup mot årets slut.

Blora (Java):

Ytterligare en prospekteringsborring kommer att ske på Blora genom användning av borrhigen som för närvarande används på Jati-1. Prospekteringsborringen Tengis-1 (l.a. 43,3%) kommer att borras under första halvåret 2006.

Lematang (Södra Sumatra):

Förhandlingar beträffande gasförsäljningsavtalet för Singagasfältet (15,88%) fortsätter långsamt. En utbyggnadsplan för projektet har avtalats och kommer att påbörjas så snart ett avtal om gasförsäljningen ingåtts.

Nederländerna

Gasproduktionen för perioden var 2 300 boepd. Produktionen påverkades negativt av de mindre goda resultaten från utbyggnadsborringen på Zuidwalfältet (l.a. 7,8%) i slutet av 2004.

Prospekteringsborringen Luttelgeest-1, onshore i blocket Lemmer-Marknesse (l.a. 10%) har testats under tredje kvartalet av 2005. Resultatet från testprogrammet var inte framgångsrik och borringen har stängts ned och övergivits.

Prospekteringsborring i Block F12-4 (l.a. 10%) offshore Nederländerna kommer att påbörjas under fjärde kvartalet.

Tunisien

Nettoproduktionen från Isisfältet (l.a.40%) var 1 100 bopd för perioden och fortsätter som väntat att avta i takt med att fältet når slutet på dess ekonomiska livslängd. Fältet förväntas att sluta producera under första halvåret 2006 när FPSO Ikdam, som för närvarande ligger för ankar vid Isisfältet, flyttas till Oudnafältet.

Beträffande utbyggnaden av Oudnafältet har alla kommersiella överenskommelser med det statligt ägda oljebolaget ETAP slutförts under perioden. Dessutom har en borrhig säkrats för produktions- och vatteninjiceringsborringen som med största sannolikhet kommer att påbörjas i slutet av 2005 med förväntad produktionsstart under andra halvåret 2006 till följd av ombyggnaden av FPSO Ikdam i torrdocka.

Venezuela

Produktion från Colónblocket (l.a. 12,5%) var 2 200 boepd för perioden. Utbyggnadsborringar kommer att fortsätta in i början av 2006. En av de nya utbyggnadsborringarna har fördjupats och testat olja från nya reservoarer under det existerande producerande La Palmafältet.

I samband med den venezuelanska statens beslut att göra om samtliga serviceavtal i landet har Lundin Petroleum och dess parter beslutat att påbörja förhandlingar mot ett Joint Venture som kommer att innebära direkt medverkan av det lokala statliga oljebolaget PDVSA i Colónblocket. De affärsmässiga, juridiska och skattemässiga villkoren är till föremål för ytterligare förhandlingar och godkännanden av Colónblockets parter. Effekten av denna förändring av Lundin Petroleum's venezuelanska tillgångar och värden är fortsatt osäkra.

Irland

Lundin Petroleum slutförde försäljningen av licensandelen om 12,5% i Seven Heads Gas projektet och andra irländska

licensandelar till Island Oil & Gas plc under perioden. Köpeskillingen var 4 miljoner aktier i Island Oil & Gas motsvarande ett marknadsvärde på över 3 miljoner GBP.

Under första halvåret 2005 förvärvade Lundin Petroleum en ny prospekteringslicens i Donegal Basin (i.a. 30%) där Inishbeg, en stor gasstruktur, förväntas att borrar under 2006.

PROSPEKTERING

Albanien

En 400 km² 3D seismikundersökning i Duressiblocket (i.a. 50%) kommer att genomföras under fjärde kvartalet 2005. Till följd av insamlandet, bearbetningen och tolkningen av seismisk data under 2006, är en prospekteringsborring nu planerad till 2007.

Nigeria

I början av 2005 förvärvade Lundin Petroleum en andel om 22,5% i OML 113, offshore Nigeria med olje- och gasfyndigheten Aje. Utvärderingsborringen Aje-3 genomfördes under tredje kvartalet. De två viktigaste reservoarererna, vilka testade kolväten i både Aje-1 och Aje-2, visade sig vara belägna lägre än fyndigheten såväl som under den existerande vattennivån i Aje-2 borrhningen Cenomanianreservoar. Reservoaren Turonian var belägen ovanför nivån där gas möter vatten men förekomsten av gas i reservoaren kunde inte testas på grund av dålig reservoarkvalitet i Aje-3 borrhningen. Data insamlad från Aje-3 borrhningen bearbetas och utvärderas och läggs in i Aje-fältets modell nu. Den återstående prospekteringspotentialen i Block OML 113 är under utvärdering för att bestämma arbetsprogrammet framöver i OML 113.

Sudan

Ett omfattande fredsavtal har undertecknats i Sudan i början av 2005 mellan sudanesiska regeringen och Sudan People Liberation Army (SPLA). En ny regering har bildats bestående av representanter från de största politiska parterna. Vidare har The National Petroleum Commission bildats bestående av den sudanesiska Presidenten, representanter från sittande regering samt Södra Sudans regering samt representanter från de lokala regionerna där oljeutvinningen pågår. The National Petroleum Commission kommer att ha ansvaret för Sudans petroleumindustri. Vi är övertygade om att den politiska utvecklingen

kommer att tjäna som en katalysator för återupptagandet av verksamheten i Block 5B (i.a. 24,5%).

Partners i block 5B har godkänt ett prospekteringsprogram för ett flertal borrhningar som kommer att innebära att stora delar av blockets förutsättningarna kommer att testas.

FINANSIELLT RESULTAT

Resultat och kassaflöde

Resultatet för Lundin Petroleum AB koncernen (Lundin Petroleum eller koncernen) presenteras för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005. 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. Den 17 juni 2004 slutförde Lundin Petroleum AB förvärvet av de norska tillgångarna från DNO genom dess dotterbolag Lundin Norway AS. Resultaten från dessa bolag samt de norska tillgångarna är inkluderade i jämförelseperiodens resultat från och med dagen för förvärvet. Försäljningen av det 75% delägda norska dotterbolaget OER oil AS (OER) slutfördes den 23 november 2004. Dess resultat är inkluderat i jämförelseperiodens resultat fram till detta datum. Den 9 juni 2005 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av de irländska tillgångarna i Lundin Irland Ltd till Island Oil and Gas plc mot andelar i Island Oil and Gas plc. Resultaten från de irländska tillgångarna ingår fram till detta datum. Belopp hänförliga till jämförelseperioden visas inom parentes efter beloppen för aktuell period.

Koncernen

Lundin Petroleum uppvisar en vinst för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 på 885,8 MSEK (391,7 MSEK) och 419,8 MSEK (177,1 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Detta motsvarar en vinst per aktie hänförliga till aktieägare i moderbolaget, efter full utspädning på 3,45 SEK (1,51 SEK) för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005, och 1,62 SEK (0,69 SEK) för det tredje kvartalet 2005. Operativt kassaflöde för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 2 011,0 MSEK (931,4 MSEK) och 736,4 MSEK (439,8 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Operativt kassaflöde per aktie uppgick till 7,84 SEK (3,65 SEK) per aktie för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 och 2,85 SEK (1,72) för det tredje kvartalet 2005.

Försäljning av olja och gas för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 3 027,0 MSEK (1 553,4 MSEK) och 1 123,0 MSEK (671,4 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Produktionen för perioden uppgick till 9 243 351 (6 425 700) fat oljeekvivalenter (boe), vilket motsvarar 33 921 (25 685) boe per dag (boepd). Genomsnittspriset per boe för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 52,20 USD (35,11 USD).

Genomsnittspriset för Dated Brent för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 53,76 USD (36,35 USD) per fat, vilket resulterade i en negativ oljeprissäkringseffekt efter skatt på 177,3 MSEK (58,9 MSEK).

Övriga rörelseintäkter för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 137,9 MSEK (80,2 MSEK) och 49,3 MSEK (31,7 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. I detta belopp ingår tariffintäkter från Storbritannien, Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Tariffintäkterna har ökat jämfört med motsvarande period 2004 främst till följd av den ökade produktionen vid Broomfältet i Storbritannien.

Försäljning och produktion för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
<i>Genomsnittspris per fat i USD</i>	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Storbritannien					
- Kvantitet i boe	5 582 204	1 785 872	1 978 000	1 082 000	3 674 000
- Genomsnittspris per boe	53,68	61,72	39,31	42,78	41,75
Frankrike					
- Kvantitet i boe	1 190 774	377 599	1 284 431	395 157	1 563 576
- Genomsnittspris per boe	53,17	62,24	36,16	43,15	36,90
Norge					
- Kvantitet i boe	291 972	83 938	771 486	351 997	870 746
- Genomsnittspris per boe	50,96	59,31	37,30	41,65	37,92
Nederländerna					
- Kvantitet i boe	637 957	173 747	707 253	209 228	948 548
- Genomsnittspris per boe	35,60	36,10	24,59	24,91	25,43
Indonesien					
- Kvantitet i boe	389 187	118 658	502 630	176 947	579 522
- Genomsnittspris per boe	48,62	54,04	34,09	39,26	34,79
Tunisien					
- Kvantitet i boe	328 627	246 080	417 763	–	677 923
- Genomsnittspris per boe	62,53	67,10	31,58	–	38,65
Irland					
- Kvantitet i boe	24 107	–	138 680	34 337	121 371
- Genomsnittspris per boe	33,31	–	21,34	24,02	26,24
Total					
- Kvantitet i boe	8 444 828	2 785 894	5 800 243	2 249 666	8 435 686
- Genomsnittspris per boe	52,20	60,26	35,11	40,44	37,67

Finansiell rapport för de nio första månaderna 2005

Intäkter från Venezuela erhålls i form av service- och ränteintäkter. För niomånadersperioden som avslutades 30 september 2005 uppgick Lundin Petroleums serviceintäkter till 21,96 USD (17,63 USD) per fat för de 601 235 (664 296 boe) som såldes.

	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Produktion					
Storbritannien					
- Kvantitet i boe	5 641 661	1 810 617	2 004 945	1 220 011	3 973 761
- Kvantitet i boepd	20 665	19 681	8 717	13 261	12 341
Frankrike					
- Kvantitet i boe	1 157 275	383 565	1 179 138	380 083	1 561 409
- Kvantitet i boepd	4 239	4 169	4 303	4 131	4 266
Norge					
- Kvantitet i boe	269 687	77 941	708 286	292 747	898 519
- Kvantitet i boepd	988	847	3 335	3 183	3 189
Nederländerna					
- Kvantitet i boe	637 957	173 747	707 253	209 227	948 548
- Kvantitet i boepd	2 337	1 889	2 581	2 274	2 592
Venezuela					
- Kvantitet i boe	601 767	182 589	652 914	193 289	827 492
- Kvantitet i boepd	2 204	1 985	2 383	2 101	2 261
Indonesien					
- Kvantitet i boe	622 573	201 189	613 897	207 282	840 167
- Kvantitet i boepd	2 280	2 187	2 241	2 253	2 296
Tunisien					
- Kvantitet i boe	288 209	78 202	438 093	111 959	574 042
- Kvantitet i boepd	1 056	850	1 599	1 217	1 568
Irland					
- Kvantitet i boe	24 222	–	121 174	34 352	131 517
- Kvantitet i boepd	151	–	527	373	408
Totalt					
- Kvantitet i boe	9 243 351	2 907 850	6 425 700	2 648 950	9 755 455
- Kvantitet i boepd	33 921	31 607	25 685	28 793	28 921
<i>Antal produktionsdagar för:</i>					
Storbritannien	273	92	230	92	322
Irland	160	–	230	92	322
DNOs norska tillgångar	273	92	105	92	197
OER	–	–	273	92	328

Antalet producerade fat skiljer sig från antalet sålda fat av en rad anledningar. Det är tidsskillnader mellan produktionstillfället och försäljningstillfället i områden som Tunisien och Norge där produktion sker till ett produktions-, lagrings- och avlastningsfartyg (FPSO). Försäljning räknas då ett uttag skett, vilket kan ske med varierande intervaller och är inte alltid likvärdig med produktionen vid slutet av ett finansiellt kvartal. Över tid kommer total försäljning att sammanfalla med total produktion. I vissa områden föreligger det permanenta skillnader mellan produktion och försäljning. Den rapporterade produktionen i Storbritannien är produktion som skett från plattformen. Detta är den mängd som producerats från fältet in till pipelinen som i sin tur transporterar oljan till en terminal på land.

Då oljan förs in i pipelinen blandas den med annan olja från andra fält som sammantaget blir den blandning av olja som sedan säljs till marknaden. Den olja som pumpas in i pipelinen testas mot den blandning av olja som kommer ut från terminalen och en justering görs därefter på basis av den relativa kvalitet på den olja som pumpas in i pipelinen. En justering på omkring minus fem procent görs på den olja som produceras från fälten i Storbritannien. I Indonesien allokteras produktionen under ett PSC (Production Sharing Contract) där, i enlighet med kontraktets affärsvillkor, en andel av produktionen allokteras till värdlandet i form av royaltybetalning. Således redovisar Lundin Petroleum enbart sin andel av produktionen som försäljning.

Produktionskostnader i USD för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 omfattas av nedanstående:

Produktionskostnader och avskrivningar <i>i TUSD</i>	1 jan 2005– 30 sep 2005 9 månader	1 jul 2005– 30 sep 2005 3 månader	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 månader	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Utvinningskostnader	109 598	30 786	89 652	35 019	124 006
Tariff- och transportkostnader	13 726	3 400	10 284	3 335	16 173
Royalty och direkta skatter	3 752	1 495	2 543	1 108	3 821
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	7 027	6 811	6 243	-993	2 398
Totala produktionskostnader	134 103	42 492	108 722	38 469	146 398
Avskrivningar	79 374	24 798	30 330	16 497	51 946
Totalt	213 477	67 290	139 052	54 966	198 344

Produktionskostnader och avskrivningar <i>i USD per boe</i>	1 jan 2005– 30 sep 2005 9 månader	1 jul 2005– 30 sep 2005 3 månader	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 månader	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Utvinningskostnader	11,86	10,59	13,95	13,22	12,71
Tariff- och transportkostnader	1,48	1,17	1,60	1,26	1,66
Royalty och direkta skatter	0,41	0,51	0,40	0,42	0,39
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	0,76	2,34	0,97	-0,38	0,25
Totala produktionskostnader	14,51	14,61	16,92	14,52	15,01
Avskrivningar	8,59	8,53	4,72	6,23	5,32
Total kostnad per boe	23,10	23,14	21,64	20,75	20,33

Utvinningskostnaderna för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 978,2 MSEK (812,7 MSEK) och 326,8 MSEK (288,2 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Utvinningskostnaderna har minskat från 12,44 USD per fat som rapporterades under första halvåret 2005 till 10,59 USD per fat under tredje kvartalet 2005. Orsaken till denna minskning är engångskostnaderna som uppkom i Storbritannien under andra kvartalet 2005 på 6,4 MUSD (45,5 MSEK) i samband med överflyttningen av verksamhetsansvaret till Petrofac Facilities Management Limited.

Avskrivning av olje- och gastillgångar för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 579,0 MSEK (226,7 MSEK) och 190,9 MSEK (123,4 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Avskrivningarna har ökat jämfört med jämförelseperioden på grund av att nu ingår tillgångarna i Storbritannien som förvärvades från DNO under 2004. Avskrivningen per fat har ökat från 2004 på grund av reviderade kostnads- och reserv- uppskattningar vilka används i beräkningen samt att Storbritannien endast ingick under fem månader under 2004 vilket snedvrider den genomsnittliga avskrivningsnivån för året.

Nedskrivning av olje- och gastillgångar uppgick till 40,8 MSEK (3,8 MSEK) för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 och 29,7 MSEK (2,6 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Nedskrivningarna i tredje kvartalet 2005 avser främst prospekteringsborrningen Luttelgeest i Nederländerna under 2004. Efter test av borrningen i augusti 2005 togs beslutet att stänga ned och överge borrningen. Under 2004 beslutades om nedskrivning av utgifter som uppkom i Iran samt några av de övriga projektutgifterna för prospektering. Detta resulterade i att 150,1 MSEK kostnadsfördes i resultaträkningen för helåret som avslutades den 31 december 2004.

Per den 1 juli 2005 ingick Lundin Petroleum ett sale and lease-back avtal (avtal om försäljning samt återförhyring av samma tillgång) av Jotunfartyget, vilket används för produktionen från Jotunfältet utanför Norges kust. Detta resulterade i en vinst på 195,0 MSEK. Transaktionen har också resulterat i en skattekostnad som beskrivs senare i denna text.

Per den 23 november 2004 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av sin investering i det norska företaget OER för 189,9 MSEK vilket gav en redovisad vinst om 98,2 MSEK i resultaträkningen för helåret 2004.

Övriga intäkter för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 5,4 MSEK (5,1 MSEK) och 2,0 MSEK (2,2 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Dessa består av avgifter och kostnader som Lundin Petroleum återfått från tredje part.

Administrationskostnader för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 70,4 MSEK (87,5 MSEK) och 20,6 MSEK (26,0 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. I 2005 års kostnader ingår en kostnad på 13,7 MSEK för teckningsoptionerna utgivna 2004 och 2005 som en följd av införandet av IFRS. I jämförelseperioden ingick 6,4 MSEK i kostnader för teckningsoptionerna utgivna under 2004. Avskrivningarna som ingår i de administrativa kostnaderna uppgick till 4,4 MSEK (3,9 MSEK) för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 och 2,2 MSEK (1,5 MSEK) för tredje kvartalet 2005. Administrationskostnader för första halvåret 2004 inkluderar ett belopp om 8,7 MSEK för OER. OER såldes under fjärde kvartalet 2004.

Finansiella intäkter för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 29,5 MSEK (15,1 MSEK) och 13,8 MSEK (6,3 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Ränteintäkter för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 19,8 MSEK (7,5 MSEK) och består huvudsakligen av ränteintäkter från banktillgodohavanden till ett belopp på 8,6 MSEK (3,1 MSEK), ränteintäkter på lån till ett intresseföretag till beloppet 2,6 MSEK (1,9 MSEK), ränteintäkter i relation till PRT-skatt (Petroleum Revenue Tax) återbetalningar till ett belopp på 4,7 MSEK (- MSEK) samt ränteavgifter erhållna från Venezuela uppgående till 4,0 MSEK (2,5 MSEK).

Finansiella kostnader för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 141,8 MSEK (65,1 MSEK) och 22,7 MSEK (11,0 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Räntekostnader för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till

39,6 MSEK (25,7 MSEK) och 12,2 MSEK (18,3 MSEK) för det tredje kvartalet 2005 och härrör främst till kreditfaciliteten. Förändringar i marknadsvärdet av ränteswapen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 resulterade i en vinst om 7,7 MSEK (5,2 MSEK) och en vinst på 3,5 MSEK (1,6 MSEK) för det tredje kvartalet 2005.

Amortering av lånekostnader uppgick till 10,2 MSEK (4,8 MSEK) för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 och 3,3 MSEK (1,8 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Lånekostnaderna härrör till kreditfaciliteten och amorteras över kreditens löptid. Valutakursförluster för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 83,0 MSEK (25,2 MSEK) och 4,5 MSEK (-13,1 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Valutakursförlusterna för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 är främst ett resultat av omvärderingen av USD- lånet till EUR och NOK som är rapporteringsvaluta i de bolag där lånen är tagna. Under niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 var devalveringen av EUR och NOK gentemot USD ungefär 8% och 11% respektive.

Skattekostnaden för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 698,5 MSEK (66,5 MSEK) och 372,6 MSEK (83,3 MSEK) för det tredje kvartalet 2005. Den aktuella bolagsskattekostnaden på 160,9 MSEK (-61,0 MSEK) består av aktuella bolagsskattekostnader i huvudsakligen Storbritannien, Nederländerna, Frankrike, Indonesien och Venezuela. Under 2005 har förlustavdragen i Storbritannien utnyttjats till fullo mot de skattepliktiga inkomsterna, vilket resulterat i en aktuell bolagsskatt på 110,0 MSEK (0 MSEK), varav 94,4 MSEK uppstod i tredje kvartalet 2005. Den uppskjutna bolagsskattekostnaden för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 på 515,7 MSEK (137,3 MSEK) består till största delen av en kostnad på 285,1 MSEK från Storbritannien för utnyttjande av förlustavdrag som erhöles till följd av förvären av de brittiska bolagen samt skattemässiga avskrivningar avseende de aktiverade kostnaderna i de brittiska fälten och en uppskjuten skattekostnad hänförlig till resultatet från sale and lease-back avtalet av Jotunfartyget till ett belopp på 173,7 MSEK.

Petroleumskattekostnaden för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 14,8 MSEK (-49,6 MSEK). Den uppskjutna petroleumskattekostnaden för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgår till 7,1 MSEK (39,8 MSEK). Under 2004 rapporterades en uppskjuten skattefordran för förlustavdrag i Tunisien med förväntningen att kunna kvitta dessa mot skattepliktiga inkomster kommande år. Under niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 har skattekostnaden som genererats i Tunisien överskridit det reserverade beloppet, vilket nödvändiggjort en ytterligare avsättning på 14,6 MSEK med motsvarande kreditering i resultaträkningen.

Koncernen är aktiv i flertalet länder och fiskala skattesystem där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 31,5% och 78%. För tillfället genereras merparten av koncernens resultat från verksamheten i Storbritannien där den effektiva skattesatsen uppgår till 40%. Den effektiva skattesatsen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till cirka 44%. Den effektiva skattesatsen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 exklusive Jotun sale and lease-back transaktionen uppgick till uppskattningsvis 38%.

Resultatet efter skatt som avser minoritetsintresse för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 uppgick till 0,4 MSEK (7,8 MSEK) och är hänförlig till de 0,14% av Lundin International SA som ägs av minoritetsaktieägare. Jämförelseperioden inkluderade de 25% av OER som inte ägdes av koncernen. Investeringen i OER såldes i november 2004.

Anläggningstillgångar

Materiella anläggningstillgångar per den 30 september 2005 uppgick till 5 549,2 MSEK (4 334,0 MSEK) varav 5 475,8 MSEK (4 296,0 MSEK) avser de till olje- och gastillgångar som finns beskrivna i not 7. Utbyggnads- och prospekteringskostnader för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 kan beskrivas enligt nedan:

Finansiell rapport för de nio första månaderna 2005

Utbyggnadskostnader <i>i MSEK</i>	1 jan 2005– 30 sep 2005 9 månader	1 jul 2005– 30 sep 2005 3 månader	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 månader	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Storbritannien	460,5	241,7	515,2	240,0	702,3
Frankrike	17,3	3,1	54,4	38,0	85,1
Nederländerna	30,8	13,7	22,3	13,4	44,3
Venezuela	27,5	7,8	10,0	1,5	12,7
Tunisien	33,6	27,2	2,5	0,8	3,9
Indonesien	54,4	17,6	16,3	4,4	22,9
Irland	–	–	–	–	2,6
Norge	413,7	188,5	21,4	4,1	81,2
Utbyggnadskostnader	1 037,8	499,6	642,1	302,2	955,0

Prospekteringskostnader <i>i MSEK</i>	1 jan 2005– 30 sep 2005 9 månader	1 jul 2005– 30 sep 2005 3 månader	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 månader	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Frankrike	6,3	3,9	33,3	5,7	41,1
Indonesien	37,7	15,9	43,8	24,5	63,6
Iran	5,4	0,9	42,0	18,1	51,9
Nederländerna	7,5	6,7	18,4	11,6	24,7
Tunisien	0,8	–	–	–	–
Albanien	3,9	1,0	1,7	0,3	4,1
Irland	2,2	0,2	–	–	–
Norge	48,7	24,2	23,3	19,5	30,6
Sudan	2,5	0,5	4,5	1,8	5,6
Nigeria	151,2	77,9	–	–	–
Storbritannien	11,3	3,9	1,8	0,3	2,0
Övriga	10,9	4,5	7,6	4,6	9,2
Prospekteringskostnader	288,4	139,6	176,4	86,4	232,8

Övriga anläggningstillgångar per den 30 september 2005 uppgick till 73,4 MSEK (38,0 MSEK).

Finansiella anläggningstillgångar

Finansiella anläggningstillgångar uppgick per den 30 september 2005 till 501,4 MSEK (481,0 MSEK), och finns analyserade i not 8. Spärrade bankmedel inkluderar belopp som används för "letters of credit" som säkerhet för prospekteringsåtaganden. Spärrade bankmedel har sedan den 31 december 2004 ökat med ett belopp om 4,1 MUSD som stöd till arbetsåtaganden i Nigeria. Aktier

och andelar uppgår till 52,5 MSEK (21,1 MSEK) per den 30 september 2005. Periodens ökning härrör från andelarna i Island Oil and Gas plc som utbetalades som ersättning för försäljningen av intresset i det irländska gasfältet, Seven Heads, offshore. Uppskjutna finansieringskostnader avser kostnader för bankavgifter för att uppta kreditfaciliteten och periodiseras över lånets löptid. Den uppskjutna skattefordran avser förlustavdrag i Tunisien, Frankrike och Norge. Uppskjuten skatt på förlustavdrag redovisas endast när det finns en rimlig möjlighet att utnyttja dem mot framtida vinster. Säkingsinstrument värderas

till verkligt värde och uppgår till 6,3 MSEK (0,0 MSEK) och avser huvudsakligen räntesäkringskontrakt. Övriga finansiella anläggningstillgångar uppgick till 7,4 MSEK (6,0 MSEK) och avser medel hos joint venture partners för förväntade framtida kostnader.

Kortfristiga fordringar och lager

Kortfristiga fordringar och lager uppgick per den 30 september 2005 till 980,8 MSEK (768,9 MSEK), och finns analyserade i not 9. Lager inkluderar kolväten och förbrukningstillgångar för fältarbeten. Kundfordringar har ökat från den 31 december 2004 främst på grund av tidpunkten för försäljningar i Storbritannien samt högre genomsnittligt oljepris för perioden. Skattefordringar uppgick till 104,5 MSEK (117,6 MSEK). Fordringar på joint venture partners uppgick till 70,1 MSEK (74,1 MSEK).

Kassa och bank

Kassa och bank uppgick per den 30 september 2005 till 324,6 MSEK (268,4 MSEK).

Avsättningar och andra långfristiga skulder

Per den 30 september 2005 uppgick avsättningar till 1 964,5 MSEK (1 497,7 MSEK), och finns beskrivna i not 10. I detta belopp ingår en avsättning för återställningskostnader av oljefält uppgående till 324,9 MSEK (296,0 MSEK) och en avsättning för uppskjuten skatt om 1 576,6 MSEK (1 166,1 MSEK).

Långfristiga räntebärande skulder

Långfristiga räntebärande skulder uppgick per den 30 september 2005 till 848,1 MSEK (1 343,0 MSEK). Lundin Petroleum ingick den 16 augusti 2004 ett sjuårigt avtal avseende en löpande kredit, vilken ger ett låneutrymme på upp till 385,0 MUSD. Krediten består av ett Letter of Credit på 35,0 MUSD för framtida återställningskostnader som skall betalas till de tidigare ägarna av Heatherfältet, offshore Storbritannien, samt 350,0 MUSD i kontanta uttag. Tillgänglig kredit under denna kreditfacilitet per den 30 september 2005 uppgick till 109,5 MUSD.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick per den 30 september 2005 till 1 297,8 MSEK (641,4 MSEK) och finns beskrivna i not 11. Som en följd av införandet av IAS 39 redovisas en skuld avseende korrigeringen till marknadsvärde av de

finansiella instrumenten per bokslutsdagen. Per den 30 september 2005 redovisas ett belopp om 391,9 MSEK (0,0 MSEK) till största delen hänförligt till oljeprissäkringskontrakten.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till en vinst på 4,2 MSEK (-18,3 MSEK) för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 och en vinst på 2,1 MSEK (-7,3 MSEK) för tredje kvartalet 2005.

Resultatet innefattar administrationskostnader uppgående till 35,7 MSEK (52,2 MSEK) som kompenseras av ett finansnetto på 28,5 MSEK (24,7 MSEK). Ränteutgifter hänförliga till lån till dotterbolag uppgick till 27,2 MSEK (22,6 MSEK). Valutakursvinster uppgick till 1,2 MSEK (1,8 MSEK).

Ingen uppskjuten skattefordran har redovisats avseende moderbolagets förlustavdrag på grund av osäkerheten om när i tiden förlusterna kan nyttjas.

Likviditet

Den 16 augusti 2004 tecknade koncernen en kreditfacilitet om 385 miljoner USD för finansieringen av DNO-förvärvet samt för ytterligare finansieringsbehov. Krediten om 385 miljoner USD har använts för ett Letter of Credit till ett totalt belopp om 35 MUSD som säkerhet för betalningen av framtida återställningskostnader till tidigare ägare av Heatherfältet offshore Storbritannien, samt för att täcka övriga finansieringsbehov. Utestående belopp uppgick per den 30 september 2005 till 109,5 MUSD. Koncernen har ingått oljepris-, ränte- och valutasäkringar för att minska en del av marknadsrisken i framtida operativa kassaflöden. Det förväntas att det operativa kassaflödet kommer att vara tillräckligt för att tillgodose koncernens likviditetsbehov avseende utbyggnad och prospektering

Finansiella instrument

Koncernen har ingått räntesäkringskontrakt för att binda rörliga räntedelen av bolagets USD-lån mot en fast LIBOR-räntenivå.

Finansiell rapport för de nio första månaderna 2005

Avtalsdatum	USD Libor räntenivå	Säkrat belopp	Startdatum	Slutdatum
22/10/2002	3,49%	85 000 000	4/1/2005	5/7/2005
22/10/2002	3,49%	75 000 000	5/7/2005	3/1/2006
22/10/2002	3,49%	65 000 000	3/1/2006	3/7/2006
22/10/2002	3,49%	55 000 000	3/7/2006	2/1/2007
11/3/2004	2,32%	40 000 000	1/4/2004	2/4/2007

Koncernen har ingått följande kontrakt för oljeprissäkringar.

Avtalsdatum	USD per fat Dated Brent	Fat per dag	Startdatum	Slutdatum
11/3/2004	28,40	3 000	1/1/2005	31/12/2005
19/4/2004	29,60	3 000	1/2/2005	31/12/2005
24/1/2005	45,00	5 000	1/2/2005	31/12/2005
8/3/2005	51,00	5 000	8/3/2005	31/12/2005
22/3/2005	53,19	5 000	1/1/2006	31/12/2006

I januari 2005 ingick koncernen ett antal valutatermins-kontrakt för att fastställa valutakursen från USD till GBP, EUR, NOK och CHF. Avtalen löper från och med den 20 februari 2005 till och med den 20 november 2005. Det totala säkrade beloppet uppgår till 98,3 MUSD varav 66,2 MUSD avser USD/GBP och 17,6 MUSD avser USD/EUR. I juli 2005 ingick koncernen ett nytt valutatermins-kontrakt för 2006 och fastställde därmed valutakursen från USD till GBP till ett totalt belopp på 36,0 MGBP. I september 2005 ingick koncernen ytterligare valutatermins-kontrakt för 2006 och fastställde därmed valutakursen från USD till EUR till ett totalt belopp på 14,4 MEUR.

Förändringar i styrelsen

På bolagsstämman som hölls den 19 maj 2005 valdes Viveca Ax:son Johnson till ny ledamot av styrelsen. Samtliga tidigare styrelseledamöter omvaldes.

Aktiedata

Aktiekapitalet för Lundin Petroleum AB uppgick per den 30 september 2005 till 2 568 167 SEK fördelat på 256 816 666 aktier med ett nominellt värde om 0,01 SEK per aktie.

Följande teckningsoptioner har utgivits enligt koncernens incitamentsprogram för de anställda. Teckningsoptionerna som gavs ut under 2002 och 2003 utgavs till genomsnittspriset för Lundin Petroleumaktien beräknat på de efter bolagsstämman följande 10 dagarna. Teckningsoptionerna som utgavs för 2004 och 2005 utgavs med en 10% premie på genomsnittspriset på Lundin Petroleum aktien 10 dagar efter bolagsstämman.

	Utgivna 2003	Utgivna 2004	Utgivna 2005
Lösenpris (SEK)	10,10	45,80	60,20
Utgivna optioner	3 400 000	2 250 000	3 000 000
Utestående optioner	544 000	1 557 500	2 900 000
Lösenperiod	31 maj 2004 -31 maj 2006	31 maj 2005 -31 maj 2007	15 juni 2006 -31 maj 2008

Per den 30 juni 2005 fanns inga utestående konvertibla skuldebrev.

Valutakurser

Följande valutakurser har använts för den niomånadersperiod som avslutades den 30 september 2005:

	Genomsnitt	Periodens slut
SEK/EUR	9,2162	9,3267
SEK/USD	7,2942	7,7451

Redovisningsprinciper

Per den 1 januari 2005 har Lundin Petroleum antagit IFRS (International Financial Reporting Standards). Från och med 2005 kommer bolaget att upprätta sina finansiella rapporter i enlighet med dessa standarder inklusive ett års (omräknat) jämförelseår. Rapporten för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2005 har upprättats i enlighet med IAS 34, Delårsrapportering, och inkluderar även IFRS 1, Första gången IFRS tillämpas. Kvartalsrapporten har upprättats i enlighet med gällande IFRS standarder och IFRIC tolkningar antagna av EU kommissionen i slutet av september 2005.

Moderbolaget tillämpar Redovisningsrådets nya rekommendation 32 från och med den 1 januari 2005. Moderbolagets redovisningsprinciper är oförändrade från föregående år med undantag för redovisning av aktierelaterade ersättningar vilket redovisats i enlighet med IFRS 2 beskriven nedan.

För förstagångsanvändare av IFRS ges, i enlighet med IFRS 1, vissa undantag från fullständig retroaktiv tillämpning. Lundin Petroleum har tillämpat IFRS enligt följande:

- **IFRS 2** – Aktierelaterade ersättningar: Denna standard gäller ej för bolagets personaloptioner utgivna före den 7 november 2002. Optioner under 2004 års program utgivna efter 7 november 2002 och ännu ej lösta före 1 januari 2005 har behandlats i enlighet med den nya IFRS standarden.
- **IFRS 3** - Företagsförvärv och samgåenden: Ingen omräkning av förvärv gjorda före 1 januari 2004 har gjorts.
- **IFRS 5** – Anläggningstillgångar till försäljning och avveckling av verksamheter: Denna standard har antagits från och med 1 januari 2005.
- **IAS 21** – Effekter av ändrade valutakurser: Per datum för övergång till IFRS har den ackumulerade omräkningsdifferensen antagits vara noll. Uppkommen vinst eller förlust för avvyrtringar av utländska tillgångar skall exkludera valutakursvinst/förlust som uppkommit före

datumet för övergången men inkludera förändringar som uppkommit därefter.

- **IAS 39** – Finansiella instrument: Denna standard, antagen av EU, effektueras från och med den 1 januari 2005 och har jämförelsesiffror inte omräknats.

Som en konsekvens av följande standarder har koncernens redovisningsprinciper enligt IFRS förändrats jämfört med de redovisningsprinciper som tillämpats vid upprättande av 2004 års finansiella rapporter:

IFRS 2

Enligt svenska redovisningsprinciper redovisades inga personalkostnader i samband med utgivandet av personaloptioner när lösenpriset motsvarade, eller överskred, marknadspriset vid utgivningstillfället.

IFRS 2 föreskriver att en kostnad skall belasta resultaträkningen i samband med utgivandet av personaloptioner. Åtagandet för personalaktieoptionsprogrammet värderas till verkligt värde vid tilldelningstidpunkten på optionerna genom användning av Black & Scholes optionsvärderingsmetod. Det verkliga värdet på optionsprogrammet redovisas som en personalkostnad över intjänandeperioden. Det verkliga värdet på åtagandet för optionsprogrammet kan komma att justeras under intjänandeperioden för att motsvara det verkliga värdet på åtagandet för det faktiska antalet intjänade optioner vid slutet av intjänandeperioden.

Som en följd av övergången till IFRS redovisas i eget kapital per 31 december 2004 ett åtagande om 10,7 MSEK. Resultatet för år 2004 inkluderar en kostnad om 10,7 MSEK, redovisad som en personalkostnad.

IFRS 3

Denna standard behandlar företagsförvärv och samgåenden och behandling av eventuellt överpris och uppdelningen mellan fasta och immateriella tillgångar. Ingen omräkning av gjorda förvärv behövs för närvarande.

IAS 1

I enlighet med denna standard inkluderas minoritetsintresse som en egen post i eget kapital och inkluderas i periodens resultat i resultaträkningen.

IAS 21

Denna standard behandlar effekten av valutakursförändringar. Effekterna av att byta funktionell valuta i några av dotterbolagen inom Lundin koncernen är i enlighet med kraven i denna standard, i förhållande till olje- och gastillgångarna i dessa bolag. Den negativa effekten på det egna kapitalet efter uppskjuten skatt per den 1 januari 2004 uppgår till 11,5 MSEK och 4,6 MSEK per den 31 december 2004. Den positiva effekten på resultatet efter skatt för redovisningsåret som slutade 31 december 2004 uppgår till 8,2 MSEK.

IAS 36

Enligt de redovisningsregler som årsredovisningen för 2004 bygger på, har Lundin Petroleum baserat sin bedömning för eventuellt nedskrivningsbehov land för land.

I enlighet med IAS 36 sker bedömning av eventuellt nedskrivningsbehov fält-för-fält. Prospekteringskostnader kan därför inte längre aktiveras inom ett land med stöd av kassaflöden i landet utan det specifika fältet måste bedömas på dess framtida kassaflöden. Om det inte finns något beslut att fortsätta med ett specifikt prospekteringsprogram kostnadsförs prospekteringskostnaderna.

Lundin Petroleum har haft prospekteringskostnader i Frankrike och Indonesien som, i enlighet med IFRS, har kostnadsförts i jämförelseperiodernas finansiella rapporter. Effekten på eget kapital uppgick till -16,1 MSEK efter uppskjuten skatt per den 1 januari 2004 och effekten på periodens resultat för redovisningsåret som slutade 31 december 2004 uppgick till -19,4 MSEK efter uppskjuten skatt.

IAS 32 och 39

Enligt svenska redovisningsprinciper har finansiella derivatinstrument redovisats utanför balansräkningen.

IAS 32 och 39 behandlar redovisning, värdering, upplysning samt klassificering av finansiella instrument. Denna standard föreskriver att finansiella derivatinstrument skall redovisas till verkligt värde. I enlighet med den regel i IFRS 1 som medger vissa undantag har Lundin Petroleum implementerat IAS 39 från och med den 1 januari 2005 och ingen omräkning av tidigare perioder har gjorts.

I enlighet med IAS 39 så värderas initialt alla finansiella derivatinstrument till verkligt värde vid kontraktsdagen och omvärderas därefter löpande till verkligt värde. Metoden att avräkna en vinst eller förlust beror på om det finansiella derivatinstrumentet är definierat som ett säkringsinstrument. Koncernen tillämpar följande definitioner:

1. Säkring av verkligt värde

Förändringar av verkligt värde på derivat som kvalificerar för säkringsredovisning redovisas tillsammans med en eventuell förändring i det verkliga värdet på den säkrade tillgången eller skulden över resultaträkningen.

2. Kassaflödessäkring

Den effektiva delen av förändring av verkligt värde på derivat som kvalificerar som kassaflödessäkring redovisas i eget kapital. Vinsten eller förlusten relaterad till den ineffektiva delen redovisas direkt över resultaträkningen. Ackumulerade belopp i eget kapital överförs till resultaträkningen under samma period som när den säkrade posten redovisas i resultaträkningen. När ett säkringsinstrument inte längre möter kraven för säkringsredovisning så överförs eventuell ackumulerad vinst och förlust från eget kapital till resultaträkningen.

3. Nettoinvesteringssäkring

Säkringar av nettoinvesteringar i utländska verksamheter redovisas på ett liknande sätt som kassaflödessäkringar.

4. Derivat som inte kvalificerar som säkringsredovisning

I de fall vissa derivat inte kvalificerar för säkringsredovisning redovisas förändringar i verkligt värde direkt över resultaträkningen.

Lundin Petroleum hade under 2004 och har under 2005 kassaflödessäkringar i form av olje- och räntesäkringskontrakt. Enligt svenska redovisningsprinciper har säkringskontrakten behandlats som poster utanför balansräkningen medan IFRS förordar en värdering av dessa kontrakt till verkligt värde. Effekten på ingående balans av säkringsreserven inom eget kapital uppgick per den 1 januari 2005 till 98,2 MSEK efter beaktande av uppskjuten skatt. Effekten på de finansiella anläggningstillgångarna uppgick till 64,5 MSEK vilken huvudsakligen beror på redovisning av den relaterade uppskjutna skattefordran, 1,9 MSEK hänförliga till en kortfristig säkrings-tillgång och effekten på kortfristiga skulder uppgick till 162,3 MSEK som en följd av redovisning av kortfristiga säkringskulder.

Koncernens resultaträkning i sammandrag

<i>Belopp i TSEK</i>	Not	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
		9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Rörelsens intäkter						
Försäljning av olja och gas	1	3 027 039	1 123 035	1 553 352	671 379	2 344 005
Övriga rörelseintäkter		137 874	49 276	80 232	31 726	124 281
		3 164 913	1 172 311	1 633 584	703 105	2 468 286
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-978 172	-326 772	-812 703	-288 204	-1 074 491
Avskrivning av olje- och gastillgångar	3	-578 961	-190 908	-226 716	-123 444	-381 252
Nedskrivning av prospekteringskostnader		-40 845	-29 669	-3 779	-2 624	-150 065
		1 566 935	624 962	590 386	288 833	862 478
Vinst vid försäljning av tillgångar		194 799	194 799	–	–	98 192
Övriga rörelseintäkter		5 356	2 037	5 147	2 211	17 710
Administrationskostnader		-70 418	-20 587	-87 451	-25 986	-129 978
Rörelseresultat		1 696 672	801 211	508 082	265 058	848 402
Finansiella intäkter	4	29 481	13 828	15 144	6 309	58 492
Finansiella kostnader	5	-141 776	-22 697	-65 055	-10 960	-60 033
Resultat före skatt		1 584 377	792 342	458 171	260 407	846 861
Skatt	6	-698 543	-372 581	-66 514	-83 334	-241 603
Periodens resultat		885 834	419 761	391 657	177 073	605 258
Periodens resultat hänförligt till :						
aktieägare i moderbolaget		885 432	419 584	383 827	174 933	598 245
minoritetsintresse		402	177	7 830	2 140	7 013
Periodens resultat		885 834	419 761	391 657	177 073	605 258
Resultat per aktie – SEK ¹		3,47	1,64	1,52	0,69	2,37
Resultat per aktie efter full utspädning – SEK ¹		3,45	1,62	1,51	0,69	2,34

¹ Baserat på nettoresultat hänförligt till aktieägare i moderbolaget

<i>i TSEK</i>	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
	9 månader	3 månader	12 månader
Periodens resultat enligt svenska redovisningsprinciper	390 178	179 294	620 154
Omklassificering av minoritetsintresse	7 830	2 140	7 013
Aktierelaterade ersättningar	-6 351	-4 361	-10 712
Effekt av förändringar i funktionell valuta	–	–	8 230
Nedskrivning av tillgångar	–	–	-22 359
Skatter	–	–	2 932
Periodens resultat enligt IFRS	391 657	177 073	605 258

Koncernens balansräkning i sammandrag

<i>Belopp i TSEK</i>	Not	30 sep 2005	31 dec 2004	1 jan 2005
TILLGÅNGAR				
Materiella anläggningstillgångar				
Olje- och gastillgångar	7	5 475 766	4 296 024	4 296 024
Övriga anläggningstillgångar		73 446	38 001	38 001
Summa materiella anläggningstillgångar		5 549 212	4 334 025	4 334 025
Finansiella anläggningstillgångar				
	8	501 376	481 041	545 547
Summa anläggningstillgångar		6 050 588	4 815 066	4 879 572
Omsättningstillgångar				
Kortfristiga fordringar och lager	9	980 842	768 870	770 784
Kassa och bank		324 597	268 377	268 377
Summa omsättningstillgångar		1 305 439	1 037 247	1 039 161
Summa tillgångar		7 356 027	5 852 313	5 918 733
EGET KAPITAL OCH SKULDER				
Aktieägarnas eget kapital inklusive periodens resultat		3 242 657	2 367 282	2 269 088
Minoritetsintresse		2 908	2 931	2 931
Eget kapital inklusive periodens resultat		3 245 565	2 370 213	2 272 019
Långfristiga skulder				
	10			
Avsättningar		1 964 533	1 497 692	1 499 975
Långfristiga räntebärande skulder		848 090	1 343 021	1 343 021
Totala långfristiga skulder		2 812 623	2 840 713	2 842 996
Kortfristiga skulder				
	11	1 297 839	641 387	803 718
Summa eget kapital och skulder		7 356 027	5 852 313	5 918 733
Ställda säkerheter		1 132 667	1 124 388	1 124 388
Ansvarsförbindelser		–	–	–

Balansräkningen per 1 januari 2005 ingår i tabellen med avsikt att visa på effekterna av tillämpningen av IAS 39 från och med 1 januari 2005.

Förändringar i koncernens eget kapital

<i>Belopp i TSEK</i>	Aktie- kapital	Övriga Reserver	Balanserade vinstmedel	Periodens resultat	Minoritets intresse	Totalt eget kapital
Belopp per den 1 januari 2004	2 515	984 112	-103 265	930 229	20 036	1 833 627
Överföring av föregående års resultat	-	-	930 229	-930 229	-	-
Nyemission	21	14 151	-	-	-	14 172
Kostnad för personalens teckningsoptioner	-	-	6 351	-	-	6 351
Omräkningsdifferens	-	-7 062	-912	-	-134	-8 108
Periodens resultat	-	-	-	383 827	7 830	391 657
Belopp per den 30 sep 2004	2 536	991 201	832 403	383 827	27 732	2 237 699
Nyemission	1	1 862	-	-	-	1 863
Kostnad för personalens teckningsoptioner	-	-	4 361	-	-	4 361
Omräkningsdifferens	-	-23 885	-39 442	-	-2	-63 329
Avyttringar	-	-	-	-	-23 982	-23 982
Periodens resultat	-	-	-	214 418	-817	213 601
Belopp per den 31 dec 2004	2 537	969 178	797 322	598 245	2 931	2 370 213
Överföring av föregående års resultat	-	-	598 245	-598 245	-	-
Justering för IAS 39	-	-98 194	-	-	-	-98 194
Nyemission	31	46 071	-	-	-	46 102
Förändring i reserv för derivat-instrument	-	-226 203	830	-	-	-225 373
Upplösning av personalens teckningsoptioner	-	4 363	-4 363	-	-	-
Kostnad för personalens teckningsoptioner	-	-	13 722	-	-	13 722
Omräkningsdifferens	-	86 346	167 340	-	472	254 158
Investeringar	-	-	-	-	-897	-897
Periodens resultat	-	-	-	885 432	402	885 834
Belopp per den 30 sep 2005	2 568	781 561	1 573 096	885 432	2 908	3 245 565

Avstämning av det egna kapitalet från svenska redovisningsprinciper till IFRS i TSEK

	1 jan 2004	30 sep 2004	31 dec 2004	1 jan 2005
Eget kapital enligt svenska redovisningsprinciper	1 841 195	2 237 032	2 407 375	2 407 375
Omklassificering av minoritetsintresse		20 036	27 732	2 931
Effekt av förändringar i funktionell valuta		-11 547	-11 008	-4 610
Nedskrivning av tillgångar		-16 057	-16 057	-35 483
Justering för IAS 39		-	-	-98 194
Eget kapital enligt IFRS	1 833 627	2 237 699	2 370 213	2 272 019

Koncernens kassaflödesanalys i sammandrag

Belopp i TSEK	1 jan 2005– 30 sep 2005 9 månader	1 jul 2005– 30 sep 2005 3 månader	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 månader	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Kassaflöde från periodens verksamhet					
Periodens resultat	885 834	419 761	391 657	177 073	605 258
Justeringar för avskrivningar och övriga ej likviditetspåverkande poster	848 898	169 532	407 272	228 648	816 454
Förändringar i rörelsekapital	106 169	325 094	-212 041	-221 665	-251 549
Summa kassaflöde från periodens verksamhet	1 840 901	914 387	586 888	184 056	1 170 163
Förvärv av tillgångar i dotterbolag	-236	-236	-1 234 848	-5 220	-1 220 191
Försäljning av tillgångar	194 799	194 799	–	–	226 731
Minskning/ökning i finansiella anläggningstillgångar	-12 770	66	–	-68	2 092
Övriga utbetalningar	-13 869	-418	–	–	-1 219
Investeringar i olje- och gastillgångar	-1 326 231	-638 911	-1 254 594	-390 282	-1 628 813
Investeringar i övriga anläggningstillgångar	-36 496	-12 485	-3 810	-1 564	-30 423
Summa kassaflöde använt för investeringar	-1 194 803	-457 185	-2 493 252	-397 134	-2 651 823
Ökning/minskning av långfristiga skulder	-680 501	-411 960	1 937 746	271 164	1 464 797
Utbetalda aktiverade finansieringskostnader	–	–	-24 870	-6 427	-28 260
Nyemission	46 102	19 939	14 171	3 847	16 035
Summa kassaflöde använt för/från finansiering	-634 399	-392 021	1 927 047	268 584	1 452 572
Förändring av kassa och bank	11 699	65 181	20 683	55 506	-29 088
Kassa och bank vid periodens början	268 377	254 507	301 589	265 835	301 589
Valutakursförändring i kassa och bank	44 521	4 909	-3 964	-3 033	-4 124
Kassa och bank vid periodens slut	324 597	324 597	318 308	318 308	268 377

Not 1. Segmentsinformation	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
<i>Belopp i TSEK</i>	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Försäljning av råolja					
- Storbritannien	2 159 587	832 139	588 543	349 449	1 128 193
- Frankrike	464 046	179 195	349 071	128 440	426 457
- Norge	107 182	37 867	214 878	109 673	243 808
- Indonesien	136 958	48 462	129 556	52 287	149 645
- Tunisien	152 696	124 379	99 491	–	194 746
	3 020 469	1 222 042	1 381 539	639 849	2 142 849
Försäljning av kondensat					
- Nederländerna	2 159	479	8 082	1 438	10 143
- Indonesien	1 124	577	–	–	–
- Norge	–	–	2 655	759	3 368
- Storbritannien	26 203	6 595	6 778	4 276	20 007
	29 486	7 651	17 515	6 473	33 518
Försäljning av naturgas					
- Nederländerna	160 260	46 256	129 103	39 051	175 729
- Irland	5 725	54	20 956	4 370	23 372
- Indonesien	995	340	3 268	469	4 129
- Norge	1 179	453	2 736	139	2 851
	168 159	47 103	156 063	44 029	206 081
Serviceintäkter					
- Venezuela	96 321	26 323	87 533	29 240	114 797
Oljeprissäkkring	-287 396	-180 084	-89 298	-48 212	-153 240
	3 027 039	1 123 035	1 553 352	671 379	2 344 005
Rörelseresultat					
Storbritannien	1 044 680	429 307	80 753	113 720	437 941
Frankrike	207 250	80 544	134 365	65 627	151 547
Norge	255 063	212 430	88 415	48 413	167 909
Nederländerna	32 977	-21 183	65 592	15 103	81 487
Venezuela	45 368	9 680	46 592	16 416	62 397
Indonesien	91 091	44 149	79 596	34 393	58 168
Tunisien	65 490	53 346	48 643	- 6 380	66 205
Irland	3 339	-474	7 675	2 743	8 902
Övriga	-48 586	-6 588	-43 549	-24 977	-186 154
	1 696 672	801 211	508 082	265 058	848 402

Noter

Not 2. Produktionskostnader	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
<i>Belopp i TSEK</i>	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Utvinningskostnader	799 429	239 038	670 153	262 274	908 909
Tariff- och transportkostnader	100 121	26 696	76 872	24 988	118 702
Royalty och direkt skatt	27 367	11 320	19 012	8 301	28 045
Lagerförändring/förändring i överuttag	51 255	49 718	46 666	-7 359	18 835
	978 172	326 772	812 703	288 204	1 074 491

Not 3. Nedskrivning av olje- och gastillgångar	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
<i>Belopp i TSEK</i>	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Storbritannien	395 465	133 682	71 420	71 420	175 680
Frankrike	49 970	17 402	42 207	13 598	55 665
Norge	19 415	5 881	28 381	13 540	38 328
Nederländerna	52 468	14 606	46 168	13 655	61 669
Venezuela	34 237	10 989	22 727	6 724	28 688
Indonesien	12 438	4 011	5 705	1 925	8 903
Tunisien	14 968	4 337	10 108	2 582	12 319
	578 961	190 908	226 716	123 444	381 252

Not 4. Finansiella intäkter	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
<i>Belopp i TSEK</i>	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Ränteintäkter	19 843	10 879	7 460	2 580	11 468
Utdelning	9 638	2 949	7 684	3 729	10 899
Valutakursvinster	–	–	–	–	36 125
	29 481	13 828	15 144	6 309	58 492

Not 5. Finansiella kostnader	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
<i>Belopp i TSEK</i>	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Räntekostnader	39 609	12 217	25 650	18 297	53 092
Förändring i marknadsvärdering för ränteswapkontrakt	-7 750	-3 458	-5 233	-1 557	-17 171
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	12 593	4 284	13 811	5 411	14 503
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	10 218	3 310	4 848	1 849	7 224
Valutakursförluster, netto	82 972	4 539	25 222	-13 139	–
Övriga finansiella kostnader	4 134	1 805	757	99	2 385
	141 776	22 697	65 055	10 960	60 033

Not 6. Skatt	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
<i>Belopp i TSEK</i>	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Aktuell bolagsskatt	160 903	108 750	-60 989	13 962	-46 086
Uppskjuten bolagsskatt	515 669	254 983	137 276	72 649	295 556
Aktuell PRT-skatt	14 847	395	-49 565	-38 842	-62 939
Uppskjuten PRT-skatt	7 124	8 453	39 792	35 565	55 072
	698 543	372 581	66 514	83 334	241 603

Not 7. Olje- och gastillgångar	Bokfört värde 30 sep 2005	Bokfört värde 31 dec 2004
<i>Belopp i TSEK</i>		
Storbritannien	2 439 026	2 034 820
Frankrike	840 164	838 521
Norge	1 051 301	548 711
Nederländerna	460 352	486 622
Venezuela	215 776	190 617
Indonesien	202 251	92 809
Tunisien	62 140	41 073
Irland	2 330	31 419
Sudan	23 492	20 909
Albanien	8 181	4 085
Nigeria	160 517	–
Övriga	10 236	6 438
	5 475 766	4 296 024

Noter

Not 8. Finansiella anläggningstillgångar	Bokfört värde	Bokfört värde
<i>Belopp i TSEK</i>	30 sep 2005	31 dec 2004
Aktier och andelar	52 486	21 153
Spärrade medel	54 789	35 722
Uppskjutna finansieringskostnader	20 017	21 797
Uppskjuten skattefordran	360 368	396 347
Fordran finansiella derivat	6 308	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	7 408	6 022
	501 376	481 041

Not 9. Kortfristiga fordringar	Bokfört värde	Bokfört värde
<i>Belopp i TSEK</i>	30 sep 2005	31 dec 2004
Lager	86 064	88 568
Kundfordringar	582 484	366 105
Underutttag	42 732	35 073
Skattefordran	104 520	117 587
Fordran på Joint Venture partners	70 078	74 055
Övriga kortfristiga fordringar	94 964	87 482
	980 842	768 870

Not 10. Avsättningar	Bokfört värde	Bokfört värde
<i>Belopp i TSEK</i>	30 sep 2005	31 dec 2004
Återställningskostnader	324 856	296 024
Pension	14 020	14 518
Uppskjuten skatteskuld	1 576 562	1 166 132
Marknadsvärderade säkringskontrakt	40 677	–
Övrigt	8 418	21 018
	1 964 533	1 497 692

Not 11. Kortfristiga skulder	Bokfört värde	Bokfört värde
<i>Belopp i TSEK</i>	30 sep 2005	31 dec 2004
Leverantörsskulder	131 996	72 701
Överutttag	61 993	45 562
Aktuell skatteskuld	64 560	35 350
Upplupna kostnader	473 295	287 719
Skuld avseende bolagsförvärv	38 361	37 102
Marknadsvärderade säkringskontrakt	391 924	–
Övriga kortfristiga skulder	135 710	162 953
	1 297 839	641 387

Moderbolagets resultaträkning i sammandrag

<i>Belopp i TSEK</i>	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Serviceintäkter	11 441	5 223	9 174	3 934	11 547
Bruttoresultat	11 441	5 223	9 174	3 934	11 547
Övriga rörelseintäkter	–	–	213	48	213
Administrationskostnader	-35 673	-12 606	-52 442	-15 116	-71 228
Rörelseresultat	-24 232	-7 383	-43 055	-11 134	-59 468
Finansiella intäkter	28 455	9 523	24 723	3 827	30 795
Finansiella kostnader	–	–	–	–	–
Resultat före skatt	4 223	2 140	-18 332	-7 307	-28 673
Skatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	4 223	2 140	-18 332	-7 307	-28 673

Moderbolagets balansräkning i sammandrag

<i>Belopp i TSEK</i>	30 sep 2005	31 december 2004
TILLGÅNGAR		
Finansiella anläggningstillgångar	860 901	800 036
Summa anläggningstillgångar	860 901	800 036
Omsättningstillgångar		
Kortfristiga fordringar	9 811	3 454
Likvida medel och kortfristiga placeringar	5 082	10 289
Summa omsättningstillgångar	14 893	13 743
Summa tillgångar	875 794	813 779
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital inklusive periodens resultat	872 786	808 739
Kortfristiga skulder	3 008	5 040
Summa eget kapital och skulder	875 794	813 779
Ställda panter	1 132 667	1 124 388
Ansvarsförbindelser	–	–

Moderbolagets kassaflödesanalys i sammandrag

<i>Belopp i TSEK</i>	1 jan 2005– 30 sep 2005	1 jul 2005– 30 sep 2005	1 jan 2004– 30 sep 2004	1 jul 2004– 30 sep 2004	1 jan 2004– 31 dec 2004
	9 månader	3 månader	9 månader	3 månader	12 månader
Kassaflöde från periodens verksamhet					
Periodens resultat	4 223	2 140	-18 332	-7 307	-28 673
Justeringar för ej likviditetspåverkande poster	1 252	-4 142	4 348	4 361	9 356
Förändringar i rörelsekapital	-8 877	-3 720	-12 737	-5 957	-997
Summa kassaflöde från/ använt i periodens verksamhet	-3 402	-5 722	-26 721	-8 903	-20 314
Ökning/minskning i lån till dotterbolag	-47 589	-29 631	-97 276	3 515	-99 492
Investeringar i anläggningstillgångar	-	-	62	181	62
Summa kassaflöde använt för investeringar	-47 589	-29 631	-97 214	3 696	-99 430
Nyemission	46 102	19 939	14 171	3 847	16 035
Summa kassaflöde från finansiering	46 102	19 939	14 171	3 847	16 035
Förändring av kassa och bank	-4 889	-15 414	-109 764	-1 360	-103 709
Kassa och bank vid periodens början	10 289	20 534	112 609	6 244	112 609
Valutakursförändring i kassa och bank	-318	-38	2 037	-2	1 389
Kassa och bank vid årets slut	5 082	5 082	4 882	4 882	10 289

Förändringar i moderbolagets eget kapital

<i>Belopp i TSEK</i>	Aktiekapital	Överkursfond	Periodens resultat	Totalt eget kapital
Belopp per den 1 januari 2004	2 515	958 297	-150 147	810 665
Överföring av föregående års resultat	-	-150 147	150 147	-
Nyemission	21	14 151	-	14 172
Kostnad för personalens teckningsoptioner	-	6 351	-	6 351
Periodens resultat	-	-	-18 332	-18 332
Belopp per den 30 sep 2004	2 536	828 652	-18 332	812 856
Nyemission	1	1 862	-	1 863
Kostnad för personalens teckningsoptioner	-	4 361	-	4 361
Periodens resultat	-	-	-10 341	-10 341
Belopp per den 31 december 2004	2 537	834 875	-28 673	808 739
Överföring av föregående års resultat	-	-28 673	28 673	-
Nyemission	31	46 071	-	46 102
Kostnad för personalens teckningsoptioner	-	13 722	-	13 722
Periodens resultat	-	-	4 223	4 223
Belopp per den 30 sep 2005	2 568	865 995	4,223	872 786

	1 jan 2005– 30 sep 2005 9 månader	1 jul 2005– 30 sep 2005 3 månader	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 månader	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Räntabilitet på eget kapital, % ¹	32	14	19	8	29
Räntabilitet på sysselsatt kapital, % ²	41	18	15	9	32
Skuldsättningsgrad, % ³	16	16	73	73	45
Soliditet, % ⁴	44	44	35	35	41
Andel riskbärande kapital, % ⁵	66	66	52	52	60
Räntetäckningsgrad, % ⁶	4 318	6 652	1 886	1 523	2 276
Operativt kassaflöde/räntekostnader, % ⁷	5 353	6 089	3 631	2 404	3 862
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

KONCERNEN	1 jan 2005– 30 sep 2005 9 månader	1 jul 2005– 30 sep 2005 3 månader	1 jan 2004– 30 sep 2004 9 månader	1 jul 2004– 30 sep 2004 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Eget kapital, SEK ¹	12,64	12,64	8,83	8,83	9,34
Operativt kassaflöde, SEK ²	7,84	2,85	3,65	1,72	5,89
Kassaflöde från verksamheten, SEK ³	7,18	7,12	2,30	0,72	4,59
Resultat, SEK ⁴	3,47	1,64	1,55	0,70	2,39
Resultat efter full utspädning, SEK ⁵	3,45	1,62	1,54	0,69	2,37
Utdelning, SEK	–	–	–	–	–
Börskurs vid räkenskapsperiodens utgång (avser moderbolaget), SEK	98,00	98,00	42,90	42,90	38,20
Antal aktier vid periodens slut	256 816 666	256 816 666	253 522 766	253 522 766	253 748 366
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden ⁶	255 292 932	256 297 139	252 397 444	252 389 878	252 727 926
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning ⁵	256 445 377	258 456 601	254 942 101	255 006 717	255 134 255

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. Operativt kassaflöde skiljer sig från kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys då det operativa kassaflödet exkluderar kassaflödeseffekter från övriga intäkter, administrativa kostnader, finansiella intäkter och kostnader samt rörelsekapitalförändringar.

3 Kassaflöde från 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 tidsvågning för nyemitterade aktier.

Företaget kommer att publicera följande rapporter under 2006:

- Rapport för helåret 2005 publiceras den 22 februari 2006.
- Rapport för de första tre månaderna, januari – mars 2006, publiceras den 16 maj 2006.
- Rapport för de första sex månaderna, januari – juni 2006, publiceras den 16 augusti 2006.
- Rapport för de första nio månaderna, januari – september 2006, publiceras den 15 november 2006.

Bolagsstämman kommer att hållas den 17 maj 2006 på Berns i Stockholm.

Stockholm den 16 november 2005

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

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

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