

Lundin Petroleum AB (publ)

Organisationsnummer 556610-8055

Bokslutskommuniké 2005

	31 dec 2005 12 månader	31 dec 2004 12 månader	kv.4 2005 3 månader	kv.4 2004 3 månader
Produktion i boepd	33 190	28 921	30 870	36 987
Rörelsens intäkter i MSEK	4 190,2	2 468,3	1 025,3	834,7
Periodens resultat i MSEK	994,0	605,3	108,1	213,6
Vinst/aktie i SEK	3,89	2,39	0,42	0,84
Vinst/aktie efter full utspädning i SEK	3,87	2,37	0,42	0,83
Operativt kassaflöde i MSEK	2 627,4	1 502,8	616,4	571,4

Lundin Petroleum är ett svenskt oberoende olje- och gasprospekterings- samt produktionsbolag med en välbalanserad portfölj av tillgångar i världsklass i Albanien, Frankrike, Indonesien, Irland, Nederländerna, Nigeria, Norge, Sudan, Tunisien, Storbritannien, och Venezuela. Bolaget är noterat på Attract 40-listan vid Stockholmsbörsen (ticker "LUPE").

Lundin

BOKSLUTSKOMMUNIKÉ 2005

Kära aktieägare,

Lundin Petroleum har fortsatt sin snabba tillväxt under 2005 och genererat rekordhøgt resultat och kassafløde. Vår fortsatta förmåga att øka reserverna och produktionen tillsammans med ett starkt oljepris har drivit det starka finansiella resultatet.

Finansiellt resultat

Lundin Petroleum har genererat ett resultat efter skatt om 994 MSEK (133,3 MUSD) och ett operativt kassafløde om 2 627,4 MSEK (352,4 MUSD) under 2005. Det motsvarar en økning om 64% respektive 75% jämfört med 2004. Tabellen nedan sammanfattar tillväxten under de tre senaste åren.

		2005	2004	2003
Produktion (Mboepd)		33,2	28,9	16,1
Oljepris USD		52,93	37,67	27,35
Operativt kassafløde	MSEK	2 627	1 503	635
	MUSD	352	205	79
Resultat före finansnetto, skatt och avskrivningar (EBITDA)	MSEK	2 783	1 282	543
	MUSD	373	175	67
Periodens resultat exklusive försäljningen av tillgångar	MSEK	970	507	218
	MUSD	131	69	27
Aktieägarkapital	MSEK	3 680	2 367	1 857
	MUSD	462	357	257
<i>Använd genomsnittlig valutakurs USD/SEK</i>		<i>7,4550</i>	<i>7,3395</i>	<i>8,0826</i>
<i>Använd balansdagskurs USD/SEK</i>		<i>7,9584</i>	<i>6,6226</i>	<i>7,2236</i>

Reserver och produktion

Jag fortsätter att understryka att Lundin Petroleums framgång kommer att drivas av vår förmåga att øka våra reserver och produktion. Trots att 2005 var en besvikelse från ett prospekteringsperspektiv är vi fortsatt framgångsrika när det gäller att øka vår reservbas. Som ett resultat av utbyggnadsborrningarna i främst Storbritannien och utbyggnadsundersøknings i Norge kunde vi meddela oberoende tredjeparts certifierade reserver per den 1 januari 2006 om 146,1 miljoner fat oljeekvivalenter (boe), en økning med 12% från 2005 och en ersättningsgrad om 126%. Vår produktion 2005 om 33 190 boepd var 15% högre än 2004 års produktion men låg fortfarande under förväntan särskilt på grund av problem relaterade till produktionsanläggningarna i Storbritannien.

Betydande produktionstillväxt kommer fortsatt att genereras under 2006 och vidare in i 2007 med produktionsstart från Oudnafältet offshore Tunisien och Alvheimfältet offshore Norge som kommer att ta Lundin Petroleums produktion till över 50 000 boepd.

Finansiell Prognos

Oberoende av förvärv, ytterligare utbyggnads- och prospekteringsframgångar kommer økad produktion att leda till fortsatt tillväxt av Lundin Petroleums finansiella resultat under denna period. Om vi antar ett genomsnittligt oljepris Brent om 55 USD per fat för 2006 är vårt förväntade resultat efter skatt 1 320 MSEK (170 MUSD) för 2006.

Prospektering och utbyggnad

Det höga oljepriset under de senaste åren har resulterat i märkbara förändringar i värderingen av olje- och gastillgångar. Som ett exempel sätter branschen och den finansiella marknaden betydande värden på prospekteringsstillgångar och betingade resurser (olje- eller gasfyndigheter som ännu inte har kommersialiserats). Lundin Petroleum tror på ett fortsatt högt världsmarknadspris på olja och investerar därmed offensivt i sin existerande tillgångsbas för att generera framtida tillväxt. Under 2006 kommer vi att implementera vårt aktiva investeringsprogram med en investeringsbudget över 300 MUSD som till fullo kommer att finansieras av internt genererat kassaflöde. Över 100 MUSD av denna budget, som nästan är en fördubbling jämfört med 2005 års investeringar, kommer att investeras i prospektering med borrhningar i Norge, Sudan, Indonesien, Frankrike och Irland. Trots prospekteringsbesvikelser under 2005 är vi fortfarande starkt övertygade om att aktieägarvärde kan skapas genom en offensiv prospektering där framgång kan ha en betydande inverkan på värdet av Lundin Petroleum.

Vi fortsätter också att söka nya förvärvsmöjligheter. Vår balansräkning är mycket stark med en nettoskuld mindre än 50 MUSD vilket innebär att vi har betydande finansiell likviditet för investeringsmöjligheter. Dock är konkurrensen hård med mycket likviditet i branschen som jagar efter ett begränsat antal affärer. Vi har valt att ha fortsatt tålmod och inte sätta förvävspriser till nivåer som vi inte anser är hållbara ur ett tekniskt perspektiv. Det är svårt att förutsäga när i tiden men Lundin Petroleum har både den finansiella och tekniska kapaciteten att slutföra förvärv vilket gör det möjligt att agera snabbt om rätt tillfälle uppstår.

Under tiden fortsätter vi att växa organiskt. Under 2005 har vi varit framgångsrika med att förvärva nya prospekteringslicenser i licensrundor i Storbritannien, Norge och Irland och investerar proaktivt i insamlandet av ny seismik för att generera investeringsmöjligheter i nya och existerande licenser.

Oljebranschen och människor

Min åsikt är att det har underinvesterats i oljebranschen under ett antal år. Efterfrågan på olja fortsätter allt eftersom världsekonomin växer, särskilt i utvecklingsländer. Dessa underinvesteringar har resulterat i betydande flaskhalsar i vår utbudskedja. Tillgången på borrhningar är nu högt skattad och kommer troligen att fortsätta att så vara under ett antal år. Likaså har kostnaderna för material och tjänster ökat vilket satt press på branschen. Det största problemet som branschen står inför är dock tillgången på bra teknisk kompetens. Det har inte gjorts tillräckliga investeringar i utbildning och rekrytering av personal under de senaste åren och branschen får nu betala priset för det.

Jag tror att de nuvarande förhållandena i industrin är en fördel för ett växande oberoende oljebolag som Lundin Petroleum. Vi har flexibiliteten att betala en framgångsbaserad ersättning och vi erbjuder en arbetsmiljö med en kort och snabb beslutsprocess. Vi har lyckats attrahera ett utomordentligt team av individer och fortsätter att öka vår personalstyrka. Vi lever i en värld av begränsade oljereserver och en stadigt ökande efterfrågan vilket kommer att resultera i ett fortsatt högt oljepris. Storleken på bolaget innebär att projekt som är för små för att ha en betydande inverkan på de större bolagen har en betydande inverkan för Lundin Petroleum. Med vårt starka tekniska team kan vi därför generera projekt som kommer att försäkra den fortsatta tillväxtprofilen hos Lundin Petroleum.

Vi fortsätter att lägga tonvikt på säkerhet, miljö och samhällsansvar inom vår verksamhet samtidigt som vi fortsätter att fokusera på att skapa aktieägarvärde. Lundin Petroleum har haft en fantastisk framgång under de senaste fyra åren. Vi har kvar den viktiga entreprenörsandan inom bolaget samtidigt som vi lyckas möta de krav som förknippas med den nuvarande storleken på vårt bolag. Oljebranschen är spännande att arbeta i och Lundin Petroleum erbjuder en dynamisk arbetsplats där det gäller att dra fördel av alla möjligheter. Jag ser fram emot 2006 och framtiden med optimism.

Med vänliga hälsningar

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

VERKSAMHETEN

Storbritannien

Lundin Petroleum's produktion för året som avslutades den 31 december 2005 var närmare 20 165 fat olja per dag (bopd), vilket representerar över 60% av total produktion för koncernen. Produktionen under det fjärde kvartalet 2005 var 18 685 bopd och påverkades negativt av driftstoppet på Thistle och avsaknaden av vatteninjicering på Heather- och West Heatherfältet till följd av begränsningar i pumpkapacitet. Produktionen återupptogs vid Thistlefältet i mitten av december med en produktion överstigande 5 000 bopd. Produktionen under fjärde kvartalet 2005 uppgick vid Broomfältet till 15 606, vid Heather till 2 349 bopd och vid Thistle till 730 bopd.

Under 2005 inledde 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.

Broomfältet (Lundin Petroleum licensandel (i.a. 55%)) har överträffat förväntningarna och resulterat i en ökning om 24% av reserverna vid slutet av 2005. Produktionen vid Broomfältet var i genomsnitt 14 100 bopd vid årets slut. Fas 1 av Brooms utbyggnad genomfördes med framgång under 2005 med den andra vatteninjiceringsborrningen genomförd. Detta följdes av ett lyckat slututförande av Fas 2 av Broomfältets utbyggnad vilket inkluderade utbyggnadsborrningen West Heather 2/05-18 och den första borrningen på North Terrace 2/05-23 som båda nu producerar via Brooms undervattensrör och kopplas tillbaka till Heatherplattformen.

Produktionen från existerande Broom-borrningar börjar, i linje med förväntan, att avta då vatten har börjat produceras. Det är dock troligt att till följd av insamlandet av 3D seismik från Broomfältet under 2006, kommer ytterligare borrningar att genomföras.

Produktionen från Thistlefältet (i.a. 99%) var i genomsnitt 3 400 bopd under året. Det tre månader långa driftstoppet av Thistle under tredje och fjärde kvartalet var framgångsrikt i att justera i produktionen och separationskapaciteten. Ytterligare arbete pågår för att förlänga livslängden för Thistlefältets produktion speciellt med inriktning på borrningar och elkraft.

Produktionen från Heatherfältet (i.a. 100%) var i genomsnitt 2 650 bopd under året och påverkades negativt av begränsningarna i vatteninjiceringskapaciteten på grund av problem med pumpar. Ny pumpkapacitet har installerats under första kvartalet 2006 för att återuppta injiceringen av vatten. Ett investeringsprogram för att återinstallera borrhögen på Heather plattformen påbörjades under 2005 och kommer att slutföras under första halvåret 2006 och följas av ett borrhögenprogram med nya borrningar och "workovers".

Lundin Petroleum har förvärvat andelar i tre nya prospekteringslicenser i den 23:e licensrundan i Storbritannien.

Norge

Produktionen från Jotunfältet (i.a. 7%) offshore Norge var i genomsnitt 987 bopd för 2005. Jotunfältets partners sålde sina andelar i Jotuns flytande produktions-, lagrings-, och avlastningsfartyg (FPSO) under 2005 till Bluewater/Exxon Mobil. Under ett separat avtal leasar Jotunfältets partners tillbaka fartyget på upp till 15 år.

Utbyggnaden av Alvheimfältet (i.a. 15 %) offshore Norge har under 2005 utvecklats tillfredsställande. Ombyggnaden av Alvheim FPSO slutfördes i Singapore under fjärde kvartalet 2005 och fartyget är på väg tillbaka till Norge för installation av överbyggnaden. Utbyggnadsborrningarna på Alvheimfältet kommer att påbörjas under första halvåret 2006. Produktionsstart förväntas fortfarande att ske i början av 2007 med 85 000 boepd bruttoproduktion. Det föreslagna borrhögenprogrammet för Alvheim inkluderar ytterligare prospekteringsborrningar i existerande fält och nya strukturer med potential att öka de nuvarande prognostiserade reserverna på 180 miljoner boe för fältet.

Under 2006 kommer Hamsunfältet (bytt namn till Volund) (i.a. 35%) söder om Alvheim att lämna in en utbyggnadsplan till den norska staten. Ytterligare studier under 2005 har resulterat i ökade reserver i reservrapporten för 2005. Kommersiella diskussioner pågår beträffande de olika alternativen för utbyggnad där en återkoppling till de närliggande anläggningarna vid Alvheim är det mest troliga alternativet.

Lundin Petroleum har beslutat att minska sin licensandel i PL338 från 100% till 50% genom avtal med Revus Energy och RWE, villkorat av den norska statens godkännande. En prospekteringsborrning kommer att genomföras på PL338 under andra halvåret 2006 och Lundin Petroleum kommer att betala en lägre andel av kostnaderna i samband med borrningen än licensandelen om 50%.

Lundin Petroleum fortsätter att aktivt arbeta med prospektering i Norge. Under det fjärde kvartalet 2005 tilldelades två nya licenser i licensrundan APA 2005 och ytterligare ansökningar är gjorda i den 19:de Licensrundan. Tre prospekteringsborrningar kommer att borras under 2006 för vilka borrningar redan är säkrade.

Frankrike

I Paris Basin var produktionen 2 845 bopd under 2005. Prospekteringsborrningen La Tonelle-1 resulterade i en fyndighet. Temporära produktionsanläggningar har konstruerats och borrningen producerar nu i begränsade mängder, i en så kallad lång produktionstest för att besluta om en utvärderings-/utbyggnadsplan för fältet. Under 2006 kommer ett borrprogram om fyra borrningar att genomföras i Villeperduefältet (I.a 100%).

Acquitaine Basin (I.a. 50%) hade en nettoproduktion på 1 357 bopd under 2005. Under 2006 kommer full utbyggnad av Mimosa fältet att slutföras.

Indonesien

Salawati Island & Basin (Papua):

Produktionen från Salawati (Salawati Island I.a. 14,5% och Salawati Basin I.a. 25,9%) var 2 261 boepd under 2005. Produktionsstart för TBA-fältet offshore Salawati Island förväntas ske under 2006 till följd av konverteringen av en FPSO som nu färdigställs i Singapore. Fältet förväntas addera netto 1 000 boepd till Lundin Petroleum. Ett pågående program med utbyggnads- och prospekteringsborrningar på Salawati Basin och Island har, trots viss prospekteringsframgång, givit negativa resultat under 2005.

Banyumas (Java):

Prospekteringsborrningen Jati-1 (I.a. 25%) påbörjades under 2005 och testar en stor struktur i en relativt oprospekterad bassäng, onshore södra Java. Borrningen har uppnått ett djup av 4 023 meter. På grund av borrproblem görs en så kallad "sidetrack". Till följd av de senaste borrproblemen har Lundin Petroleum beslutat att avbryta borrningen men Lundin Petroleums partner, Star Energy, har valt att fortsätta borrningen på egen risk. Om Jati-1 resulterar i en fyndighet har Lundin Petroleum en option att köpa sig tillbaka in i borrningen genom att betala del av Star Energys kostnader.

Blora (Java):

Ytterligare en prospekteringsborrning, Tengis-1 (I.a 43,3%), kommer att genomföras under 2006 när vissa frågor beträffande marken har lösts för att kunna preparera borrplatsen för kommande verksamhet.

Lematang (Södra Sumatra):

Ett ramavtal beträffande försäljningen av gas från gasfältet Singa (I.a 15,88%) har undertecknats med det statliga gasdistributionsbolaget PT Persusahaan Gas Negara (PGN) för att förse PGN's kunder på West Java med gas under 10 år med start 2008. En utbyggnadsplan för Singaprojektet har avtalats och kommer att påbörjas så snart ett avtal om gasförsäljningen ingåtts.

Nederländerna

Gasproduktionen för Nederländerna var 2005 var 2 344 boepd.

Prospekteringsborrningen Luttelgeest-1, onshore i blocket Lemmer-Marknesse (I.a. 10%), har testats under tredje kvartalet 2005. Resultatet från testprogrammet var inte framgångsrikt och borrningen har avslutats.

Prospekteringsborrningen i Block F-12 (I.a. 10%) offshore Nederländerna var torr och har avslutats i januari 2006.

Tunisien

Produktionen från Isisfältet (I.a. 40%) under 2005 har fortsatt att avta som förväntat i takt med att fältet närmar sig slutet på dess ekonomiska livslängd. Fältet kommer att sluta producera under andra kvartalet 2006 när FPSO Ikdam, som för närvarande ligger för ankar vid Isisfältet, flyttas till Oudna fältet.

Utbyggnadsborrningen vid Oudnafältet (I.a 50%) offshore Tunisien påbörjades i början av 2006. FPSOn Ikdam kommer att upgraderas och omklassificeras i torrdocka och kommer sedan att förflyttas till Oudnafältet där produktionstart beräknas till det fjärde kvartalet 2006. Initial produktion förväntas till 10 000 bopd.

Venezuela

Produktion från Colónblocket (I.a. 12,5%) var 2 108 boepd under 2005. Utbyggnadsborrningar fortsätter på La Palmafältet. Under 2005 har en av de nya utbyggnadsborrningarna fördjupats och testat olja från nya reservoarer under det existerande producerande La Palmafältet.

Under 2005 beslutade den venezuelanska staten att göra om samtliga serviceavtal i landet. Lundin Petroleum och dess partners har undertecknat ett så kallat Transitional Agreement med det venezuelanska statliga oljebolaget PDVSA Petróleo SA avseende god trosförhandlingar för att förvandla gällande servicekontrakt till ett Joint Venturebolag. Även om Lundin Petroleum och dess partners har försäkrats av det venezuelanska energidepartementet (Ministry of Energy) att den nya ordningen kommer att bibehålla värdet på tillgångarna som finns i servicekontraktet, är effekten av denna förändring på Lundin Petroleums venezuelanska tillgångar och värden fortsatt osäker.

Irland

Under 2005 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av licensandelen om 12,5% i Seven Heads Gas projektet och vissa andra irländska licensandelar till Island Oil & Gas plc. Köpeskillingen var 4 miljoner aktier i Island Oil & Gas motsvarande ett aktuellt marknadsvärde på över 3 miljoner GBP.

Under 2005 förvärvade Lundin Petroleum en ny prospekteringslicens i Donegal Basin (i.a. 30%) och är operatör. En borrning har säkrats för 2006 för att borra en stor gasstruktur, Inishbeg.

Prospektering

Albanien

En 400 km² 3D seismikundersökning i Duressiblocket (i.a. 50%) genomfördes under 2005. Till följd av bearbetning och tolkning av seismisk data förväntas prospekteringsborrningar att påbörjas under 2007.

Nigeria

I början av 2005 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 22,5% i OML 113, offshore Nigeria med olje- och gasfyndigheten Aje. Utvärderingsborrningen Aje-3 genomfördes under tredje kvartalet 2005. De två viktigaste reservoarerna, vilka framgångsrikt 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 borrningens Cenomanianreservoar. Reservoaren Turonian var belägen ovanför nivån där gas möter vatten men förekomsten av gas i reservoaren kunde inte testas på grund av den dåliga reservoarkvaliteten i Aje-3 borrningen. Tekniska och kommersiella studier genomförs för att bestämma om ytterligare utvärderingsborrningar på Ajefältet kommer att borras. En förlängning om sex månader har beviljats av operatören Yinka Folawiyo Petroleum (YFP) så att beslut om att borra kommer att tas under fjärde kvartalet 2006.

Sudan

I början av 2005 undertecknades ett omfattande fredsavtal i Sudan mellan den 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 och representanter från de lokala regioner där oljeutvinningen pågår. The National Petroleum Commission kommer att övervaka petroleumaktiviteterna i Sudan.

Den politiska utvecklingen har verkat som en katalysator för att kunna återuppta verksamheten i Block 5B (i.a. 24,5%). Mobilisering av utrustningen för insamlandet av 1 100 km 2D seismik har nu påbörjats. Prospekteringsborrningar kommer att påbörjas under 2006 med tre borrningar i det initiala borrprogrammet för att testa den stora potentialen i Block 5B.

FINANSIELLT RESULTAT

Resultat och kassaflöde

Resultatet för Lundin Petroleum AB koncernen (Lundin Petroleum eller koncernen) presenteras för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 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 förvärven. Försäljningen av det 75% delägda norska dotterbolaget OER oil AS (OER) slutfördes den 23 november 2004. OERs 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 räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 på 994,0 MSEK (605,3 MSEK) och 108,1 MSEK (213,6 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Detta motsvarar en vinst per aktie, efter full utspädning, på 3,87 SEK (2,37 SEK) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005, och 0,42 SEK (0,83 SEK) för det fjärde kvartalet 2005. Operativt kassaflöde för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 2 627,4 MSEK (1 502,8 MSEK) och 616,4 MSEK (571,4 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, uppgick till 10,22 SEK (5,89 SEK) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 och 2,39 SEK (2,23 SEK) för det fjärde kvartalet 2005.

Försäljning av olja och gas för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 3 995,5 MSEK (2 344,0 MSEK) och 968,4 MSEK (790,7 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Produktionen för perioden uppgick till 12 083 451 (9 755 455) fat oljeekvivalenter (boe), vilket motsvarar 33 190 (28 921) boe per dag (boepd). Uppnått genomsnittspris per boe för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 var 52,93 USD (37,67 USD).

Genomsnittspriset för Dated Brent för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 54,54 USD (38,27 USD) per fat, vilket resulterade i en negativ oljeprissäkringseffekt efter skatt på 261,7 MSEK (97,1 MSEK).

Övriga rörelseintäkter för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 194,7 MSEK (124,3 MSEK) och 56,8 MSEK (44,0 MSEK) för det fjärde 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 räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Genomsnittspris per fat i USD				
Storbritannien				
- Kvantitet i boe	7 240 996	1 658 792	3 674 000	1 696 000
- Genomsnittspris per boe	54,56	57,51	41,75	44,60
Frankrike				
- Kvantitet i boe	1 563 840	373 066	1 563 576	279 145
- Genomsnittspris per boe	53,75	55,59	36,90	40,30
Norge				
- Kvantitet i boe	372 356	80 384	870 746	99 260
- Genomsnittspris per boe	51,45	53,23	37,92	42,71
Nederländerna				
- Kvantitet i boe	855 397	217 440	948 548	241 295
- Genomsnittspris per boe	37,45	42,88	25,43	27,86
Indonesien				
- Kvantitet i boe	495 852	106 665	579 522	146 751
- Genomsnittspris per boe	48,90	49,91	34,79	37,77
Tunisien				
- Kvantitet i boe	328 627	–	677 923	260 160
- Genomsnittspris per boe	62,53	–	38,65	50,01
Irland				
- Kvantitet i boe	24 107	–	121 371	7 041
- Genomsnittspris per boe	33,31	–	26,24	31,95
Total				
- Kvantitet i boe	10 881 175	2 436 347	8 435 686	2 729 652
- Genomsnittspris per boe	52,93	55,44	37,67	42,73

Intäkter från Venezuela erhålls i form av service- och ränteintäkter. För räkenskapsåret som avslutades 31 december 2005 uppgick Lundin Petroleums serviceintäkter till 22,16 USD (18,67 USD) per fat för de 771 146 boe (837 648 boe) som såldes.

BOKSLUTSKOMMUNIKÉ 2005

Produktion	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Storbritannien				
- Kvantitet i boe	7 360 726	1 719 065	3 973 761	1 968 816
- Kvantitet i boepd	20 165	18 685	12 341	21 400
Frankrike				
- Kvantitet i boe	1 533 674	376 399	1 561 409	382 271
- Kvantitet i boepd	4 202	4 091	4 266	4 155
Norge				
- Kvantitet i boe	360 175	90 488	898 519	190 233
- Kvantitet i boepd	987	984	3 189	2 861
Nederländerna				
- Kvantitet i boe	855 397	217 440	948 548	241 295
- Kvantitet i boepd	2 344	2 363	2 592	2 623
Venezuela				
- Kvantitet i boe	769 364	167 597	827 492	174 578
- Kvantitet i boepd	2 108	1 822	2 261	1 898
Indonesien				
- Kvantitet i boe	825 099	202 526	840 167	226 270
- Kvantitet i boepd	2 261	2 201	2 296	2 459
Tunisien				
- Kvantitet i boe	354 794	66 585	574 042	135 949
- Kvantitet i boepd	972	724	1 568	1 478
Irland				
- Kvantitet i boe	24 222	–	131 517	10 343
- Kvantitet i boepd	151	–	408	112
Totalt				
- Kvantitet i boe	12 083 451	2 840 100	9 755 455	3 329 755
- Kvantitet i boepd	33 190	30 870	28 921	36 987
Antal produktionsdagar för:				
Storbritannien	365	92	322	92
Irland	160	–	322	92
DNO's norska tillgångar	365	92	197	92
OER	–	–	328	54

Antalet producerade fat skiljer sig från antalet sålda fat på grund av en rad anledningar. Det finns 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. Efterhand 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 tillsammans 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 av antalet fat allokera till respektive fält för att motsvara den relativa kvalitet på den olja som pumpats in i pipelinen. En uppskattad kvalitetsjustering på omkring minus 5% görs på den olja som produceras från fälten i Storbritannien. I Indonesien allokeras produktionen under ett PSC (Production Sharing Contract) där, i enlighet med kontraktets affärsvillkor, en andel av produktionen allokeras till värdlandet i form av royaltybetalning.

Produktionskostnader i USD för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 omfattas av nedanstående:

Produktionskostnader och avskrivningar i TUSD	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Utvinningskostnader	148 570	38 972	124 006	34 354
Tariff- och transportkostnader	17 906	4 180	16 173	5 889
Royalty och direkta skatter	4 803	1 051	3 821	1 278
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	4 563	-2 464	2 398	-3 844
Totala produktionskostnader	175 842	41 739	146 398	37 677
Avskrivningar	101 064	21 691	51 946	21 616
Totalt	276 906	63 430	198 344	59 293

Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Utvinningskostnader	12,30	13,72	12,71	10,32
Tariff- och transportkostnader	1,48	1,47	1,66	1,77
Royalty och direkta skatter	0,40	0,37	0,39	0,38
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	0,38	-0,87	0,25	-1,15
Totala produktionskostnader	14,56	14,69	15,01	11,32
Avskrivningar	8,36	7,64	5,32	6,49
Total kostnad per boe	22,92	22,33	20,33	17,81

Produktionskostnaderna för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 1 310,9 MSEK (1 074,5 MSEK) och 332,7 MSEK (261,8 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Utvinningskostnaderna uppgick till 12,30 USD per fat (12,71 USD per fat) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 och 13,72 USD per fat (10,32 USD per fat) för fjärde kvartalet 2005. Orsaken till ökningen i kostnad per boe under fjärde kvartalet är främst de operativa projektkostnaderna från offshoreplattformarna i Storbritannien för fjärde kvartalet 2005 och den minskade produktionen som rapporterades under fjärde kvartalet som en följd av driftstoppet av Thistle fältet.

Avskrivning av olje- och gastillgångar för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 753,4 MSEK (381,3 MSEK) och 174,5 MSEK (154,5 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Avskrivningarna har ökat jämfört med jämförelseperioden på grund av att tillgångarna i Storbritannien som förvärvades från DNO under 2004 nu ingår. Avskrivningen per fat har ökat från 2004 till följd av reviderade kostnads- och reservuppskattningar vilka används i beräkningen av avskrivningstakten samt att Storbritannien endast ingick under fem månader under 2004 vilket snedvrider den genomsnittliga avskrivningsnivån för året. Under fjärde kvartalet 2005 gjordes en justering för att koppla Storbritanniens avskrivningskostnad med de säljbara reserverna producerade under året vilka överensstämmer med den reviderade reservrapporten.

Nedskrivning av olje- och gastillgångar uppgick till 208,1 MSEK (150,1 MSEK) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 och 167,3 MSEK (146,3 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Nedskrivningarna under fjärde kvartalet 2005 avser främst de uppkomna kostnaderna i Nigeria under 2005. Medan Lundin Petroleum behåller sin licensandel i Block OML 113 och analyserar informationen erhållen från borrningen av Aje-3, beslutades det att skriva av alla kostnader uppgående till 158,2 MSEK under 2005 som en följd av de negativa borrhingsresultaten. Den andra väsentliga nedskrivningen under 2005 hänförs till prospekteringsborrningen Luttelgeest i Nederländerna som genomfördes under 2004. Efter test av borrningen i augusti 2005 togs beslutet att stänga ned och överge borrningen och skriva ned de uppkomna kostnaderna på 30,2 MSEK. Under 2004 beslutades om nedskrivning av kostnaderna som uppkom i Iran samt några av de övriga projektkostnaderna för prospektering. Detta resulterade i att 150,1 MSEK kostnadsfördes i resultaträkningen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2004.

Per den 1 juli 2005 ingick Lundin Petroleum ett sale and lease-backavtal (avtal om försäljning samt återförhyrning av samma tillgång) av fartyget Jotun, vilket används för produktionen från Jotunfältet utanför Norges kust. Detta resulterade i en vinst före skatt på 192,1 MSEK och en vinst efter skatt på 24,0 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 räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 6,4 MSEK (17,7 MSEK) och 1,1 MSEK (12,6 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005 och utgörs av avgifter och kostnader som Lundin Petroleum återvunnit från tredje part.

Administrationskostnader för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 103,1 MSEK (130,0 MSEK) och 32,7 MSEK (42,5 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. I 2005 års kostnader ingår en kostnad på 19,0 MSEK för teckningsoptionerna utgivna 2004 och 2005 som en följd av införandet av IFRS. I jämförelseperioden ingår 10,7 MSEK i kostnader för teckningsoptionerna utgivna under 2004. Avskrivningarna som ingår i de administrativa kostnaderna uppgick till 9,8 MSEK (5,5 MSEK) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 och 2,5 MSEK (1,6 MSEK) för fjärde kvartalet 2005. Administrationskostnader för helåret 2004 inkluderar ett belopp om 17,5 MSEK för OER. OER såldes under fjärde kvartalet 2004.

Finansiella intäkter för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 44,0 MSEK (58,5 MSEK) och 14,5 MSEK (68,6 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Ränteintäkter för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 31,2 MSEK (11,5 MSEK) och består huvudsakligen av ränteintäkter från banktillgodohavanden till ett belopp på 12,5 MSEK (5,5 MSEK), ränteintäkter på lån till ett intresseföretag till beloppet 3,8 MSEK (2,6 MSEK), ränteintäkter hänförliga till skatteåterbetalningar till ett belopp på 9,4 MSEK (0,0 MSEK) samt ränteavgifter erhållna från Venezuela uppgående till 5,4 MSEK (2,5 MSEK). Utdelningen på 12,8 MSEK (10,9 MSEK) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 och 3,2 MSEK (3,2 MSEK) för fjärde kvartalet 2005 härrör till utdelningar från en icke konsoliderad investering i ett bolag med ägarintresse i den nederländska infrastrukturen för gasbearbetning och transport (NOGAT).

Finansiella kostnader för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 196,5 MSEK (60,0 MSEK) och 54,7 MSEK (20,2 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Räntekostnader för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 45,0 MSEK (53,0 MSEK) och 5,4 MSEK (27,4 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005 och härrör främst till kreditfaciliteten. Förändringar i marknadsvärdet av ränteswapen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 resulterade i en vinst om 7,9 MSEK (17,2 MSEK) och en vinst på 0,2 MSEK (11,9 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005.

Amortering av lånekostnader uppgick till 15,2 MSEK (7,2 MSEK) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 och 5,0 MSEK (2,4 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Lånekostnaderna härrör till kreditfaciliteten och amorteras över kreditens löptid. Valutakursförluster för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 122,0 MSEK (-36,1 MSEK) och 39,0 MSEK (-61,3 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Valutakursförlusterna för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 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 räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 var devalveringen av EUR och NOK gentemot USD ungefär 12% respektive 13%.

Skattekostnaden för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 866,7 MSEK (241,6 MSEK) och 168,2 MSEK (175,1 MSEK) för det fjärde kvartalet 2005. Den aktuella bolagsskatten på 240,7 MSEK (-46,1 MSEK) består av aktuella bolagsskatten 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 209,5 MSEK (0,0 MSEK). Bolagsskatt i Venezuela har historiskt sett haft en skattesats på 34% i enlighet med lokal skattelagstiftning. Under 2005 beslutade venezuelanska skattemyndigheter att bolag verksamma under Operating Service Agreements (OSA, sv. operativa service avtal) ska betala skatt i enlighet med skattesystemet för prospektering efter kolväten och utfärdade taxeringar till samtliga 32 OSA's verksamma i Venezuela under 2001 till 2004. Skattesystemet för prospektering efter kolväte tillämpar en skattesats på 67% till och med år 2001 och 50% för efterföljande år. Även om Lundin Petroleum inte accepterar en förändring i skattesystem har bolaget beslutat att följa de venezuelanska skattemyndigheternas krav. Följaktligen har Lundin Petroleum bokat skatten och betalt taxeringen på 15,0 MSEK fram till 2004 och även bokat en bolagsskatt till den högre skattesatsen för 2005 vilket resulterat i en tillkommande kostnad på 12,3 MSEK.

Den uppskjutna bolagsskattekostnaden för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 på 647,1 MSEK (295,6 MSEK) består till största delen av en kostnad på 343,2 MSEK från Storbritannien för utnyttjande av förlustavdrag som erhöles till följd av förvärven av de brittiska bolagen samt skattemässiga avskrivningar avseende de aktiverade kostnaderna i de brittiska fälten och en uppskjuten skattekostnad hänförlig till resultat från sale and lease-backavtalet av Jotunfartyget till ett belopp på 168,2 MSEK. Under 2004 redovisades en uppskjuten skattefordran för förlustavdrag i Tunisien med förväntningen att kunna kvitta dessa mot skattepliktiga inkomster kommande år. Under räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 har skattekostnaden som genererats i Tunisien överskridit det reserverade beloppet, vilket nödvändiggjort en ytterligare uppskjuten skattefordran på 14,9 MSEK med motsvarande kreditering i resultaträkningen för att återställa den uppskjutna skattefordran i förhållande till skatteförlustavdragen per 31 december 2005.

Petroleumsskattekostnaden för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 11,3 MSEK (-62,9 MSEK). Den uppskjutna petroleumsskattekostnaden för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgår till -32,3 MSEK (55,1 MSEK).

Koncernen är aktiv i flertalet länder och skattesystem där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 31,5% och 78%. För tillfället genereras merparten av koncernens vinst från verksamheten i Storbritannien där den effektiva skattesatsen uppgår till 40%. Koncernens effektiva skattesats för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till ca 47%. Den effektiva skattesatsen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 exklusive Jotun sale and lease-backtransaktionen och nedskrivningen av Nigeria uppgick till uppskattningsvis 38%.

Resultatet efter skatt som avser minoritetsintresse för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 uppgick till 0,5 MSEK (7,0 MSEK) och är hänförligt 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 31 december 2005 uppgick till 5 827,0 MSEK (4 334,0 MSEK) varav 5 732,9 MSEK (4 296,0 MSEK) avser de till olje- och gastillgångar som finns beskrivna i not 7. Utbyggnads- och prospekteringskostnader för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 kan beskrivas enligt nedan:

Utbyggnadskostnader i MSEK	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004 – 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Storbritannien	619,8	159,3	702,3	187,1
Frankrike	24,2	6,9	85,1	30,7
Nederländerna	49,0	18,2	44,3	22,0
Venezuela	35,5	8,0	12,7	2,7
Tunisien	72,5	38,9	3,9	1,4
Indonesien	59,8	5,4	22,9	6,6
Irland	–	–	2,6	2,6
Norge	596,2	182,5	81,2	59,8
Utbyggnadskostnader	1 457,0	419,2	955,0	312,9

BOKSLUTSKOMMUNIKÉ 2005

Prospekteringskostnader i MSEK	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004 – 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Frankrike	16,8	10,5	41,1	7,8
Indonesien	61,2	23,5	63,6	19,8
Iran	6,0	0,6	51,9	9,9
Nederländerna	16,6	9,1	24,7	6,3
Tunisien	2,0	1,2	–	–
Albanien	24,5	20,6	4,1	2,4
Irland	2,6	0,4	–	–
Norge	69,6	20,9	30,6	7,3
Sudan	7,8	5,3	5,6	1,1
Nigeria	158,2	7,0	–	–
Storbritannien	17,2	5,9	2,0	0,2
Övriga	12,8	1,1	9,2	1,6
Prospekteringskostnader	395,3	106,1	232,8	56,4

Övriga anläggningstillgångar per den 31 december 2005 uppgick till 94,1 MSEK (38,0 MSEK).

Finansiella anläggningstillgångar

Finansiella anläggningstillgångar uppgick per den 31 december 2005 till 502,5 MSEK (481,0 MSEK), och finns analyserade i not 8. Spärrade bankmedel uppgick per 31 december 2005 till 23,8 MSEK (35,7 MSEK) och inkluderar belopp som används för "letters of credit" som säkerhet för prospekteringsåtaganden i Sudan. I spärrade bankmedel per 31 december 2004 ingick ytterligare ett belopp på 15,9 MSEK deponerat för de iranska arbetsåtagandena vilket återbetalades under 2005. Ett belopp på 4,1 MUSD, deponerat under första kvartalet 2005, som stöd till arbetsåtaganden i Nigeria återbetalades under fjärde kvartalet 2005. Aktier och andelar uppgår till 151,9 MSEK (21,2 MSEK) per den 31 december 2005. Periodens ökning hänförs till uppskrivningen av bokfört värde av investeringen i NOGAT till verkligt värde i enlighet med IFRS och till andelarna i Island Oil and Gas plc som koncernen erhöll som ersättning för försäljningen av licensandelen i det irländska gasfältet, Seven Heads, offshore. Enligt IFRS måste en icke konsoliderad investering redovisas till sitt uppskattade verkliga värde med eventuella ökning i värde redovisade i eget kapital. Under perioden har investeringarna i NOGAT och Island Oil and Gas plc skrivits upp med 99,1 MSEK. Uppskjutna finansieringskostnader avser kostnader för att uppta kreditfaciliteten och periodiseras över lånets löptid. Den uppskjutna skattefordran avser förlustavdrag i Tunisien, Frankrike och Norge. I den uppskjutna skattefordran per den 31 december 2004 ingick ett belopp på 240,7 MSEK för förlustavdrag i Storbritannien. Detta belopp utnyttjades under första halvan av 2005. Uppskjuten skatt på förlustavdrag redovisas endast när det finns en rimlig möjlighet att utnyttja dem mot framtida vinster. Säkringsinstrument värderas till verkligt värde och uppgår till 1,8 MSEK (0,0 MSEK) och avser räntesäkringskontrakt. Övriga finansiella anläggningstillgångar uppgick till 8,2 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 31 december 2005 till 1 043,5 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 till 31 december 2005 främst på grund av de högre genomsnittliga försäljningspriserna uppnådda under fjärde kvartalet 2005. Skattefordringar uppgick till 117,3 MSEK (117,6 MSEK) och är hänförligt till skatteåterbäringar i Norge och i Nederländerna. Fordringar på joint venture partners uppgick till 181,0 MSEK (74,1 MSEK) och återspeglar pågående utbyggnadsprojekt i Norge, Tunisien och Indonesien.

Kassa och bank

Kassa och bank uppgick per den 31 december 2005 till 389,4 MSEK (268,4 MSEK).

Avsättningar och andra långfristiga skulder

Per den 31 december 2005 uppgick avsättningar till 2 087,3 MSEK (1 497,7 MSEK), och finns beskrivna i not 10. I detta belopp ingår en avsättning för återställningskostnader av oljefält uppgående till 329,2 MSEK (296,0 MSEK). Ökningen av avsättningen i jämförelse med den 31 december 2004 beror främst på devalveringen av SEK gentemot USD utöver justeringen av återställningskostnaden under året. Avsättningen för uppskjuten skatt uppgick till 1 735,1 MSEK (1 166,1 MSEK) och hänförs främst till den temporära skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar och verkligt värde på derivatinstrumenten.

Långfristiga räntebärande skulder

Långfristiga räntebärande skulder uppgick per den 31 december 2005 till 736,2 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 31 december 2005 uppgick till 92,5 MUSD.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick per den 31 december 2005 till 1 256,3 MSEK (641,4 MSEK) och finns beskrivna i not 11. Skatteskulderna ökade från 31 december 2004 till 31 december 2005 främst på grund av att de skattemässiga förlustavdragen i Storbritannien har utnyttjats till fullo vilket resulterat i en aktuell bolagsskattekostnad samt motsvarande skuld. Som en följd av införandet av IAS 39 per den 1 januari 2005 redovisas en skuld avseende korrigeringen till marknadsvärde av de finansiella instrumenten per bokslutsdagen. Per den 31 december 2005 redovisas ett belopp om 196,2 MSEK (0,0 MSEK) och är till största delen hänförligt till oljeprissäkringskontrakten. Skulder gentemot Joint venture partners uppgick till 389,9 MSEK (203,8 MSEK) och härrör främst till pågående utbyggnadsprojekt i Norge, Tunisien och Indonesien.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till en vinst på 6,3 MSEK (-28,7 MSEK) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2005 och en vinst på 2,0 MSEK (-10,3 MSEK) för fjärde kvartalet 2005.

Resultatet innefattar administrationskostnader uppgående till 52,1 MSEK (71,2 MSEK) som kompenseras av ett finansnetto på 39,6 MSEK (30,8 MSEK). Ränteintäkter hänförliga till lån till dotterbolag uppgick till 37,2 MSEK (29,9 MSEK). Valutakursvinsterna uppgick till 2,4 MSEK (0,5 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 31 december 2005 till 92,5 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.

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

Det 3,49%-iga räntesäkringskontraktet som ingicks i samband med föregående lånekredit blev verkningslöst som en följd av återbetalningen och uppsägningen av lånekrediten under 2003. Från och med 1 januari 2004 har detta kontrakt redovisats till verkligt värde där förändringar i verkligt värde redovisas i resultaträkningen. Till följd av återbetalningen av underliggande del av lånet under 2005 blev det 2,32%-iga räntesäkringskontraktet verkningslöst under fjärde kvartalet 2005. Förändringar i detta kontrakts verkliga värde har därför redovisats i resultaträkningen.

BOKSLUTSKOMMUNIKÉ 2005

Koncernen har ingått följande kontrakt för oljeprissäkringar.

Avtalsdatum	USD per fat Dated Brent	Fat per dag	Startdatum	Slutdatum
3/2004	28,40	3 000	1/1/2005	31/12/2005
4/2004	29,60	3 000	1/2/2005	31/12/2005
1/2005	45,00	5 000	1/2/2005	31/12/2005
3/2005	51,00	5 000	8/3/2005	31/12/2005
3/2005	53,19	5 000	1/1/2006	31/12/2006
12/2005	61,40	5 000	1/1/2006	31/12/2006

Enligt definitionen i IAS 39 är oljeprissäkringskontrakten effektiva. Förändringar i verkligt värde i dessa kontrakt rapporteras i eget kapital direkt. Vid utnyttjande löses den relaterande delen av reserven upp och förs till resultaträkningen.

I januari 2005 ingick koncernen ett antal valutaterminskontrakt för att fastställa valutakursen från USD till GBP, EUR, NOK och CHF. Avtalen löpte från den 20 februari 2005 till den 20 november 2005. Det totala säkrade beloppet uppgick till 98,3 MUSD varav 66,2 MUSD avser USD/GBP och 17,6 MUSD avsåg USD/EUR. I juli 2005 ingick koncernen ett nytt valutaterminskontrakt för 2006 och fastställde därmed valutakursen från USD till GBP till ett totalt belopp på 36,0 MGBP. I september 2005 ingick koncernen ytterligare valutaterminskontrakt för 2006 och fastställde därmed valutakursen från USD till EUR till ett totalt belopp på 14,4 MEUR. I november 2005 ingick koncernen ytterligare ett valutaterminskontrakt för 2006 och fastställde därmed valutakursen från USD till CHF till ett totalt belopp på 10,0 MCHF. Valutasäkringskontrakten hanteras som ineffektiva. Förändringar i dessa kontrakts verkliga värde har redovisats direkt i resultaträkningen.

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 31 december 2005 till 2 571 402 SEK fördelat på 257 140 166 aktier med ett nominellt värde om 0,01 SEK per aktie. I antalet utgivna aktier per 31 december 2005 ingår 346 500 aktier som har givits ut men inte registrerats.

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 för 2004 och 2005 som utgavs med en 10% premie på genomsnittspriset på Lundin Petroleumaktien 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	498 000	1 280 000	2 900 000
Lösenperiod	31 maj 2004 – 31 maj 2006	31 maj 2005 – 31 maj 2007	15 juni 2006 – 31 maj 2008

Per den 31 december 2005 fanns inga utestående konvertibla skuldebrev.

Valutakurser

Följande valutakurser har använts för den tolv månadersperiod som avslutades den 31 december 2005:

	Genomsnitt	Periodens slut
1 EUR motsvarar SEK	9,2800	9,3885
1 USD motsvarar SEK	7,4550	7,9584

Redovisningsprinciper

Per den 1 januari 2005 har Lundin Petroleum antagit IFRS (International Financial Reporting Standards). Från och med 2005 upprättar bolaget sina finansiella rapporter i enlighet med dessa standarder inklusive ett (omräknat) jämförelseår. Rapporten för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 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: Ingen omräkning av förvärv gjorda före 1 mars 2004 har gjorts.

IFRS 5 – Anläggningstillgångar som innehas för försäljning och avvecklade verksamheter: Denna standard har antagits från och med 1 januari 2005.

IAS 21 – Effekterna av ändrade valutakurser: Per datum för övergång till IFRS har den ackumulerade omräkningsdifferensen antagits vara noll. Uppkommen vinst eller förlust för avyttringar 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, så som den antagits av EU, tillämpas från och med den 1 januari 2005 varför inga jämförelsesiffror har 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 av 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 behandling av eventuellt överpris och uppdelningen mellan materiella och immateriella tillgångar: Ingen omräkning av förvärv gjorda av Lundin Petroleum 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 Lundinkoncernen 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 enligt "full cost method" redovisning.

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 utifrån dess framtida kassaflöden. Om det inte finns något beslut att fortsätta med ett fältspecifikt 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 den 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, effekten på de kortfristiga fordringar uppgick till 1,9 MSEK hänförliga till en kortfristig säkringstillgång och effekten på kortfristiga skulder uppgick till 162,3 MSEK som en följd av redovisning av kortfristiga säkringsskulder.

KONCERNENS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	Not	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Rörelsens intäkter					
Försäljning av olja och gas	1	3 995 477	968 438	2 344 005	790 653
Övriga rörelseintäkter		194 707	56 833	124 281	44 049
		4 190 184	1 025 271	2 468 286	834 702
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-1 310 905	-332 733	-1 074 491	-261 788
Avskrivning av olje- och gastillgångar	3	-753 428	-174 467	-381 252	-154 536
Nedskrivning av prospekteringskostnader		-208 135	-167 290	-150 065	-146 286
Bruttoresultat		1 917 716	350 781	862 478	272 092
Vinst vid försäljning av tillgångar		192 122	-2 677	98 192	98 192
Övriga rörelseintäkter		6 438	1 082	17 710	12 563
Administrationskostnader		-103 118	-32 700	-129 978	-42 527
Rörelseresultat		2 013 158	316 486	848 402	340 320
Finansiella intäkter	4	44 012	14 531	58 492	68 570
Finansiella kostnader	5	-196 461	-54 685	-60 033	-20 200
Resultat före skatt		1 860 709	276 332	846 861	388 690
Skatt	6	-866 734	-168 191	-241 603	-175 089
Periodens resultat		993 975	108 141	605 258	213 601
Periodens resultat hänförligt till:					
aktieägare i moderbolaget		993 507	108 075	598 245	214 418
minoritetsintresse		468	66	7 013	-817
Periodens resultat		993 975	108 141	605 258	213 601
Resultat per aktie – SEK ¹		3,89	0,42	2,37	0,85
Resultat per aktie efter full utspädning – SEK ¹		3,87	0,42	2,34	0,84

¹ Baserat på nettoresultat hänförligt till aktieägare i moderbolaget

Avstämning av nettoresultatet från svenska redovisningsprinciper till IFRS i TSEK	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Periodens resultat enligt svenska redovisningsprinciper	620 154	229 976
Omklassificering av minoritetsintresse	7 013	-817
Aktierelaterade ersättningar	-10 712	-4 361
Effekt av förändringar i funktionell valuta	8 230	8 230
Nedskrivning av tillgångar	-22 359	-22 359
Skatter	2 932	2 932
Periodens resultat enligt IFRS	605 258	213 601

KONCERNENS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	Not	31 dec 2005	31 dec 2004	1 jan 2005
TILLGÅNGAR				
Materiella anläggningstillgångar				
Olje- och gastillgångar	7	5 732 871	4 296 024	4 296 024
Övriga anläggningstillgångar		94 136	38 001	38 001
Summa materiella anläggningstillgångar		5 827 007	4 334 025	4 334 025
Finansiella anläggningstillgångar				
	8	502 474	481 041	545 547
Summa anläggningstillgångar		6 329 481	4 815 066	4 879 572
Omsättningstillgångar				
Kortfristiga fordringar och lager	9	1 043 477	768 870	770 784
Kassa och bank		389 415	268 377	268 377
Summa omsättningstillgångar		1 432 892	1 037 247	1 039 161
Summa tillgångar		7 762 373	5 852 313	5 918 733
EGET KAPITAL OCH SKULDER				
Aktieägarnas eget kapital inklusive periodens resultat		3 679 616	2 367 282	2 269 088
Minoritetsintresse		3 050	2 931	2 931
Totalt eget kapital		3 682 666	2 370 213	2 272 019
Långfristiga skulder				
Avsättningar	10	2 087 250	1 497 692	1 499 975
Långfristiga räntebärande skulder		736 151	1 343 021	1 343 021
Totala långfristiga skulder		2 823 401	2 840 713	2 842 996
Kortfristiga skulder				
	11	1 256 306	641 387	803 718
Summa eget kapital och skulder		7 762 373	5 852 313	5 918 733
Ställda säkerheter		1 128 763	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

Belopp i TSEK	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/ 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	22	16 013	–	–	–	16 035
Kostnad för personalens teckningsoptioner	–	–	10 712	–	–	10 712
Omräkningsdifferens	–	-30 947	-40 354	–	-136	-71 437
Avyttringar	–	–	–	–	-23 982	-23 982
Periodens resultat	–	–	–	598 245	7 013	605 258
Belopp per den 31 december 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	34	59 241	–	–	–	59 275
Förändring i reserv för derivatinstrument	–	-63 322	1 391	–	–	-61 931
Justering för verkligt värde	–	99 109	–	–	–	99 109
Upplösning av personalens teckningsoptioner	–	6 575	-6 575	–	–	–
Kostnad för personalens teckningsoptioner	–	–	18 981	–	–	18 981
Omräkningsdifferens	–	105 808	195 779	–	531	302 118
Investeringar	–	–	–	–	-880	-880
Periodens resultat	–	–	–	993 507	468	993 975
Belopp per den 31 december 2005	2 571	1 078 395	1 605 143	993 507	3 050	3 682 666
Avstämning av det egna kapitalet från svenska redovisningsprinciper till IFRS i TSEK						
			1 jan 2004	31 dec 2004		1 jan 2005
Eget kapital enligt svenska redovisningsprinciper			1 841 195	2 407 375		2 407 375
Omklassificering av minoritetsintresse			20 036	2 931		2 931
Förändring i funktionell valuta			-11 547	-4 610		-4 610
Nedskrivning av tillgångar			-16 057	-35 483		-35 483
Justering för IAS 39			–	–		-98 194
Eget kapital enligt IFRS			1 833 627	2 370 213		2 272 019

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Kassaflöde från periodens verksamhet				
Periodens resultat	993 975	108 141	605 258	213 601
Justeringar för avskrivningar och övriga ej likviditetspåverkande poster	1 436 152	587 254	816 454	409 182
Förändringar i rörelsekapital	111 217	5 048	-251 549	-39 508
Summa kassaflöde från verksamheten	2 541 344	700 443	1 170 163	583 275
Förvärv av tillgångar i dotterbolag	-236	–	-1 220 191	14 657
Försäljning av tillgångar	192 122	-2 677	226 731	226 731
Minskning/ökning i övriga finansiella anläggningstillgångar	16 850	29 620	2 092	2 092
Övriga utbetalningar	-13 419	450	-1 219	-1 219
Investeringar i olje- och gastillgångar	-1 852 415	-526 184	-1 628 813	-374 219
Investeringar i övriga anläggningstillgångar	-56 327	-19 831	-30 423	-26 613
Summa kassaflöde använt för investeringar	-1 713 425	-518 622	-2 651 823	-158 571
Ökning/minskning av långfristiga skulder	-822 240	-141 739	1 464 797	-472 949
Utbetalda aktiverade finansieringskostnader	–	–	-28 260	-3 390
Nyemission	59 275	13 173	16 035	1 864
Summa kassaflöde från/ använt för finansiering	-762 965	-128 566	1 452 572	-474 475
Förändring av kassa och bank	64 954	53 255	-29 088	-49 771
Kassa och bank vid periodens början	268 377	324 597	301 589	318 308
Valutakursförändring i kassa och bank	56 084	11 563	-4 124	-160
Kassa och bank vid periodens slut	389 415	389 415	268 377	268 377

Not 1. Segmentsinformation	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 okt 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 okt 2004– 31 dec 2004
Belopp i TSEK	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Försäljning av olja och gas				
Försäljning av råolja				
- Storbritannien	2 908 682	749 095	1 128 193	539 650
- Frankrike	629 842	165 796	426 457	77 386
- Norge	140 713	33 531	243 808	28 930
- Indonesien	179 673	42 715	149 645	20 089
- Tunisien	153 751	1 055	194 746	95 255
	4 012 661	992 192	2 142 849	761 310
Försäljning av kondensat				
- Nederländerna	3 467	1 308	10 143	2 061
- Indonesien	1 234	110	–	–
- Norge	–	–	3 368	713
- Storbritannien	36 527	10 324	20 007	13 229
	41 228	11 742	33 518	16 003
Försäljning av gas				
- Nederländerna	229 617	69 357	175 729	46 626
- Irland	5 776	51	23 372	2 416
- Indonesien	1 328	333	4 129	861
- Norge	1 746	567	2 851	115
	238 467	70 308	206 081	50 018
Serviceintäkter				
- Venezuela	127 408	31 087	114 797	27 264
Avräkning oljeprissäkring	-424 287	-136 891	-153 240	-63 942
	3 995 477	968 438	2 344 005	790 653
Rörelseresultat				
Storbritannien	1 397 827	353 147	437 941	357 188
Frankrike	277 100	69 850	151 547	17 182
Norge	267 559	12 496	167 909	79 494
Nederländerna	62 206	29 230	81 487	15 895
Venezuela	57 146	11 778	62 397	15 805
Indonesien	119 655	28 564	58 168	-21 428
Tunisien	57 899	-7 592	66 205	17 562
Irland	4 222	883	8 902	1 227
Nigeria	-158 174	-158 174	–	–
Iran	-6 078	-595	-132 051	-132 051
Övriga	-66 204	-23 101	-54 103	-10 554
	2 013 158	316 486	848 402	340 320
Not 2. Produktionskostnader				
Belopp i TSEK	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 okt 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 okt 2004– 31 dec 2004
	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Utvinningkostnader	1 107 591	308 162	908 909	238 756
Tariff- och transportkostnader	133 492	33 371	118 702	41 830
Royalty och direkt skatt	35 805	8 438	28 045	9 033
Lagerförändring/förändring i överuttag	34 017	-17 238	18 835	-27 831
	1 310 905	332 733	1 074 491	261 788

NOTER

Not 3. Avskrivning av olje- och gastillgångar	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 okt 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 okt 2004– 31 dec 2004
Belopp i TSEK	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Storbritannien	508 519	113 054	175 680	104 260
Frankrike	67 651	17 681	55 665	13 458
Norge	26 663	7 248	38 328	9 947
Nederländerna	70 834	18 366	61 669	15 501
Venezuela	44 738	10 501	28 688	5 961
Indonesien	16 192	3 754	8 903	3 198
Tunisien	18 831	3 863	12 319	2 211
	753 428	174 467	381 252	154 536

Not 4. Finansiella intäkter	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 okt 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 okt 2004– 31 dec 2004
Belopp i TSEK	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Ränteintäkter	31 195	11 352	11 468	4 008
Utdelning	12 817	3 179	10 899	3 215
Valutakursvinster	–	–	36 125	61 347
	44 012	14 531	58,492	68 570

Not 5. Finansiella kostnader	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 okt 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 okt 2004– 31 dec 2004
Belopp i TSEK	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Räntekostnader	45 003	5 394	53 092	27 442
Förändring i marknadsvärde ränteswapkontrakt	-7 949	-199	-17 171	-11 938
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	17 082	4 489	14 503	692
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	15 182	4 964	7 224	2 376
Valutakursförluster, netto	121 971	38 999	–	–
Övriga finansiella kostnader	5 172	1 038	2 385	1 628
	196 461	54 685	60 033	20 200

Not 6. Skatt	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 okt 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 okt 2004– 31 dec 2004
Belopp i TSEK	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Aktuell bolagsskatt	240 653	79 750	-46 086	14 903
Uppskjuten bolagsskatt	647 131	131 462	295 556	158 280
Aktuell PRT-skatt	11 270	-3 577	-62 939	-13 374
Uppskjuten PRT-skatt	-32 320	-39 444	55 072	15 280
	866 734	168 191	241 603	175 089

Not 7: Olje- och gastillgångar	Bokfört värde	Bokfört värde
Belopp i TSEK	31 dec 2005	31 dec 2004
Storbritannien	2 560 154	2 034 820
Frankrike	844 738	838 521
Norge	1 237 580	548 711
Nederländerna	470 630	486 622
Venezuela	219 183	190 617
Indonesien	232 339	92 809
Tunisien	99 085	41 073
Irland	2 622	31 419
Sudan	28 865	20 909
Albanien	30 269	4 085
Övriga	7 406	6 438
	5 732 871	4 296 024

Not 8: Finansiella anläggningstillgångar	Bokfört värde	Bokfört värde
Belopp i TSEK	31 dec 2005	31 dec 2004
Aktier och andelar	151 928	21 153
Spärrade medel	23 827	35 722
Uppskjutna finansieringskostnader	18 905	21 797
Uppskjuten skattefordran	297 788	396 347
Fordran finansiella derivat	1 825	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	8 201	6 022
	502 474	481 041

Not 9: Kortfristiga fordringar	Bokfört värde	Bokfört värde
Belopp i TSEK	31 dec 2005	31 dec 2004
Lager	99 943	88 568
Kundfordringar	523 315	366 105
Underutttag	49 482	35 073
Skattefordran	117 283	117 587
Fordran på Joint Venture partners	180 989	74 055
Övriga kortfristiga fordringar	72 465	87 482
	1 043 477	768 870

Not 10: Avsättningar	Bokfört värde	Bokfört värde
Belopp i TSEK	31 dec 2005	31 dec 2004
Återställningskostnader	329 173	296 024
Pension	13 810	14 518
Uppskjuten skatteskuld	1 735 058	1 166 132
Övrigt	9 209	21 018
	2 087 250	1 497 692

Not 11: Kortfristiga skulder	Bokfört värde	Bokfört värde
Belopp i TSEK	31 dec 2005	31 dec 2004
Leverantörsskulder	135 394	72 701
Överutttag	67 911	45 562
Aktuell skatteskuld	117 691	35 350
Upplupna kostnader	295 736	225 892
Skuld avseende bolagsförvärv	38 615	37 102
Marknadsvärderade säkringskontrakt	196 164	–
Skuld gentemot Joint Venture partners	389 896	203 819
Övriga kortfristiga skulder	14 899	20 961
	1 256 306	641 387

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Serviceintäkter	18 776	7 335	11 547	2 373
Bruttoresultat	18 776	7 335	11 547	2 373
Övriga rörelseintäkter	–	–	213	–
Administrationskostnader	-52 141	-16 468	-71 228	-18 786
Rörelseresultat	-33 365	-9 133	-59 468	-16 413
Finansiella intäkter	39 846	11 391	30 795	6 072
Finansiella kostnader	-216	-216	–	–
Resultat före skatt	6 265	2 042	-28 673	-10 341
Skatt	–	–	–	–
Periodens resultat	6 265	2 042	-28 673	-10 341

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	31 december 2005	31 december 2004
TILLGÅNGAR		
Finansiella anläggningstillgångar	875 237	800 036
Summa anläggningstillgångar	875 237	800 036
Omsättningstillgångar		
Kortfristiga fordringar	11 136	3 454
Likvida medel och kortfristiga placeringar	10 856	10 289
Summa omsättningstillgångar	21 992	13 743
Summa tillgångar	897 229	813 779
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital inklusive periodens resultat	893 260	808 739
Kortfristiga skulder	3 969	5 040
Summa eget kapital och skulder	897 229	813 779
Ställda panter	1 128 763	1 124 388
Ansvarsförbindelser	–	–

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS I SAMMANDRAG

Belopp i TSEK	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Kassaflöde från periodens verksamhet				
Periodens resultat	6 265	2 042	-28 673	-10 341
Justeringar för ej likviditetspåverkande poster	16 780	15 528	9 356	5 008
Förändringar i rörelsekapital	-9 063	-186	-997	11 740
Summa kassaflöde från/ använt i periodens verksamhet	13 982	17 384	-20 314	6 407
Ökning/minskning i lån till dotterbolag	-72 911	-25 322	-99 492	-2 216
Investeringar i anläggningstillgångar	–	–	62	–
Summa kassaflöde använt för investeringar	-72 911	-25 322	-99 430	-2 216
Nyemission	59 275	13 173	16 035	1 864
Summa kassaflöde från finansiering	59 275	13 173	16 035	1 864
Förändring av kassa och bank	346	5 235	-103 709	6 055
Kassa och bank vid periodens början	10 289	5 082	112 609	4 882
Valutakursförändring i kassa och bank	221	539	1 389	-648
Kassa och bank vid årets slut	10 856	10 856	10 289	10 289

FÖRÄNDRINGAR I MODERBOLAGETS EGET KAPITAL

Belopp i TSEK	Aktie- kapital	Överkurs- fond	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	22	16 013	–	16 035
Kostnad för personalens teckningsoptioner	–	10 712	–	10 712
Periodens resultat	–	–	-28 673	-28 673
Belopp per den 31 december 2004	2 537	834 875	-28 673	808 739
Överföring av föregående års resultat	–	-28 673	28 673	–
Nyemission	34	59 241	–	59 275
Kostnad för personalens teckningsoptioner	–	18 981	–	18 981
Periodens resultat	–	–	6 265	6 265
Belopp per den 31 december 2005	2 571	884 424	6 265	893 260

NYCKELTAL

KONCERNEN	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Räntabilitet på eget kapital, % ¹	33	3	29	9
Räntabilitet på sysselsatt kapital, % ²	49	7	32	14
Skuldsättningsgrad, % ³	9	9	45	45
Soliditet, % ⁴	47	47	41	41
Andel riskbärande kapital, % ⁵	70	70	60	60
Räntetäckningsgrad, % ⁶	4 231	3 796	2 276	3 031
Operativt kassaflöde/räntekostnader, % ⁷	5 833	8 244	3 862	4 308
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 summan av koncernens redovisade egna kapital i procent av balansomslutningen.

5 Andel riskbärande kapital definieras som summan av eget kapital och uppskjuten skatteskuld 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– 31 dec 2005 12 månader	1 okt 2005– 31 dec 2005 3 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 okt 2004– 31 dec 2004 3 månader
Eget kapital, SEK ¹	14,32	14,32	9,34	9,34
Operativt kassaflöde, SEK ²	10,22	2,39	5,89	2,23
Kassaflöde från verksamheten, SEK ³	9,89	9,84	4,59	2,28
Resultat, SEK ⁴	3,89	0,42	2,39	0,84
Resultat efter full utspädning, SEK ⁵	3,87	0,42	2,37	0,83
Utdelning, SEK	–	–	–	–
Börskurs vid räkenskapsperiodens utgång (avser moderbolaget), SEK	85,00	85,00	38,20	38,20
Antal aktier vid periodens slut	257 140 166	257 140 166	253 748 366	253 748 366
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden ⁶	255 685 730	256 305 872	252 727 926	253 714 373
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning ⁵	256 974 123	258 219 903	255 134 255	256 207 494

- 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 tidsvägning för nyemitterade aktier.

UTDELNING

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret.

FINANSIELL INFORMATION

Företaget kommer att publicera följande rapporter under 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.

Distribution av årsredovisningen 2005 beräknas ske i april 2006 och kommer att finnas tillgänglig på Stockholmskontoret och på företagets hemsida, www.lundin-petroleum.com

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

Stockholm 22 februari 2006

Ashley Heppenstall, Koncernchef och VD

Den finansiella informationen som härrör fjärde kvartalet 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