



Lundin Petroleum AB

Lundin

LUNDIN PETROLEUM

ett svenskt oljebolag med
aktiva prospekterings- och
produktionstillgångar i Europa,
Afrika, Asien och Sydamerika

Innehållsförteckning

Höjdpunkter 2004 – Utsikter 2005	1
Brev till Aktieägarna – VD	2
Performance och governance – Ordförande	4
Marknadsbeskrivning	6
Vision, strategi och finansiella mål	7
Verksamheten – COO	8
Ledningen	17
Samhällsansvar	18
Styrelsen	19
Ägarstyrning	20
Lundin Petroleums aktie	22
Nyckeltal	24
Förvaltningsberättelse	25
Resultaträkning	34
Balansräkning	35
Kassaflödesanalys	36
Förändringar i eget kapital	37
Noter	38
Revisionsberättelse	59
Ersättning till styrelse och ledning	60
IFRS	62
Definitioner	64
Bolagsstämma 2005	65
Rapporteringsdatum	65



Definitioner:

Referenser till "Lundin Petroleum" eller "Bolaget" avser koncernen i vilken Lundin Petroleum AB (publ) (organisationsnummer 556610-8055) är moderbolag eller till Lundin Petroleum AB (publ), beroende på sammanhanget.

Referenser till "Coparex" avser Lundin International SA (tidigare Coparex International SA)

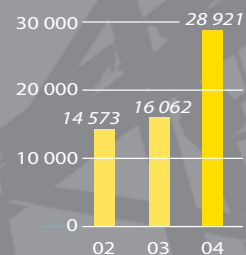
i korthet 2004

- Produktion om cirka 9,8 MMboe (5,8 MMboe)
- Genomsnittlig produktion 28 900 boepd (16 000 boepd)
- Reservökning on 23% (29%)
- Omsättning 2 506 MSEK (1 120,5 MSEK)
- Genomsnittligt pris per boe 37,67 USD (27,35 USD)
- Vinst efter skatt 522 MSEK (210 MSEK)*
- Vinst per aktie fullt utspädd 2,43 SEK (3,71 SEK)
- Operativt kassaflöde 1 503 MSEK (635 MSEK)
- Förvärvet av tillgångar från DNO slutfört
- Produktionsstart för Broom, offshore Storbritannien
- Utbyggnadsplan för Alvheim godkänd, offshore Norge
- Utbyggnadsplan för Oudna godkänd, offshore Tunisien
- Prospekteringsframgångar i Norge och Frankrike
- Försäljning av OER oil SA

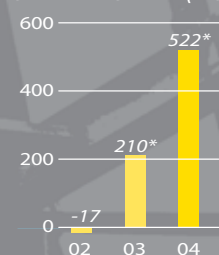
Jämförbara siffror för 2003 inom parentes

* Justerat för försäljning av tillgångar

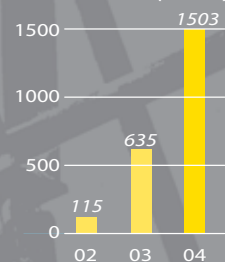
PRODUKTION (BOEPD)



VINST EFTER SKATT (MSEK)



KASSAFLÖDE (MSEK)



utsikter

- Förväntad genomsnittlig produktion om 40 000 boepd
- Prospekteringsborrningar i
 - Frankrike
 - Indonesien
 - Nigeria
 - Norge
- Utbyggnadsprojekt
 - North Terrace/West Heather, offshore Storbritannien
 - Alvheim, offshore Norge
 - Oudna, offshore Tunisien

2005

Brev till aktieägare

Som vi förutspått är oljepriset fortsatt högt och världsekonomin anpassar sig till ett högre prisspann.



C. Ashley Heppenstall, Koncernchef och VD

2004 var ännu ett mycket framgångsrikt år för Lundin Petroleum. Förra året förutspådde vi att våra tillgångar skulle generera en stark produktionstillväxt vilket skulle resultera i ökad vinst och kassaflöde. Tabellen nedan visar att förutom ett högt oljepris har det främst varit produktionstillväxten som primärt bidragit till Lundin Petroleums tillväxt.

	2004	2003	Ökning
Produktion (MMboe)	9.8	5.8	69%
(boepd)	29	16	
Oljepris (USD)	37.67	27.35	38%
Operativt kassaflöde (MSEK)	1 503	635	137%
(MUSD)	205	79	
Vinst efter skatt exklusive försäljning av tillgångar (MSEK)	522	210	148%
(MUSD)	71	26	
Eget kapital (MSEK)	2 407	1 857	30%
(MUSD)	363	257	
<i>Valutakurs, genomsnittlig, USD/SEK</i>	<i>7,3395</i>	<i>8,0826</i>	
<i>Valutakurs, årets slut, USD/SEK</i>	<i>6,6226</i>	<i>7,2257</i>	

Reserver och produktion

Vårt resultat kommer även i fortsättningen att påverkas av reserv- och produktionstillväxt. Lundin Petroleum har tredjeparts certifierade reserver per den 1 januari 2005 om 142,6 miljoner fat oljeekvivalenter vilket innebär en ökning med 23 procent jämfört med 2004 års reserver och ersatt producerad volym med en faktor om 274 procent. Vår prognos för produktionen 2005 om 40 000 boepd (fat oljeekvivalenter per dag) innebär en ytterligare ökning om 38 procent jämfört med 2004. Vi är övertygade om att Lundin Petroleum kommer att fortsätta att generera betydande vinster och kassaflödestillväxt under 2005.

Vid ett antagande om 40,00 USD per fat Brentolja under 2005, är vår prognos 925 MSEK (135 MUSD) i vinst efter skatt och ett operativt kassaflöde om 1 990 MSEK (290 MUSD) för året.

Investeringar 2005

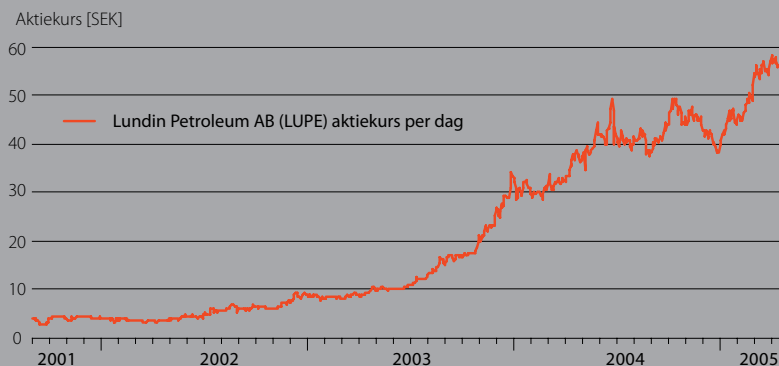
Vi fortsätter med ett mycket aktivt investeringsprogram. Investeringsbudgeten för 2005 är 196 miljoner USD och går främst till pågående utbyggnadsprojekt i Norge (Alvheim), Storbritannien (North Terrace/West Heather) och Tunisien (Oudna) vilka kommer att generera ytterligare organisk produktionstillväxt framöver. Vi är övertygade om att vår aktiva prospekteringsstrategi kommer att fortsätta att generera positiva resultat. Trots besvikelser med prospekteringen i Iran och Indonesien har vi kunnat addera ytterligare reserver genom prospekteringsframgångar i Frankrike och Norge till en total prospekteringskostnad om cirka 2,50 USD per fat under 2004. För 2005 har vår prospekteringsbudget ökat med 40 procent till 45 miljoner USD. Borrningar under 2005 förväntas ske i Frankrike, Indonesien, Norge och Nigeria där Lundin Petroleum nyligen förvärvade ett nytt område offshore.

Framtiden

Om vi blickar ännu längre in i framtiden kommer vi att sträva efter att öka våra reserver och vår produktion genom en kombination av förvärv och prospektering/utbyggnad. Vår uppfattning är att värderingarna som gäller vid vissa förvärv är aggressiva och om så är fallet kommer vi fokusera på organisk tillväxt den närmaste tiden. Detta kommer att innebära att vi ökar vår areal i nya länder såsom i Nigeria.

Oljepriset

Som vi förutspått är oljepriset fortsatt högt och världen ser ut att acceptera ett nytt prisspann som norm. Tillväxten i världsekonomin fortsätter att drivas av utvecklingsländer såsom Kina och Indien. Detta tillsammans med en osäker situation gällande utbudet med mycket lite överkapacitet i systemet och i en tid med geopolitisk oro främst i Mellanöstern. Vi förväntar oss ett fortsatt högt oljepris som om nödvändigt blir stött av en fast policy från OPEC. Vi ser att tillgängligheten på utrustning speciellt för borrar har begränsats. Detta påverkar priserna men ännu viktigare för oss när det gäller projektplaner är att det troligtvis för vissa prospekteringsborrningar kan komma att påverka tidsplanen negativt.



Lundin Petroleums aktiekursutveckling

Människor

Under vår hittills korta livslängd har Lundin Petroleum vuxit till ett betydande så kallat oberoende oljebolag med kapacitet att konkurrera på världsscenen. Jag är mycket stolt över vad som har åstadkommit hittills och är fortsatt säker på vår framtida tillväxt. Vi har en stark och diversifierad tillgångsbas och fantastisk personal. Människor är absolut fundamentala för vår verksamhet och jag är glad över att vi kan fortsätta att attrahera kvalificerad personal att arbeta med oss. Ledningens övergripande målsättning är att skapa aktieägarvärde och vi strävar efter att samtlig personal ska dela denna målsättning samtidigt som frågor om säkerhet, miljö och socialt ansvar ges primärt fokus.

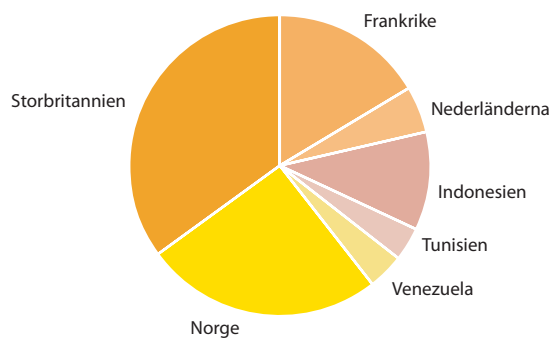
Jag vill också tacka personalen och våra generösa sponsorer som var delaktiga i Stockholm Maraton förra året då vi samlade in 770 000 SEK för tre olika välgörande ändamål, Cancerfonden, Iris Hundskolan (ledarhundar) och The Bridge of Hope Centre (center för hemlösa barn i Sudan). Det var väl värt all ansträngning och smärta men i fortsättningen kommer jag att hålla mig till att driva Lundin Petroleum och lämna frågan om välgörenhet till andra kompetenta personer inom Bolaget.

Vår bransch står inför stora utmaningar under de nästkommande åren för att se till att världen har tillräckligt mycket olja och gas vilket fortsatt kommer att vara den viktigaste energikällan för att driva den ekonomiska tillväxten. Därmed finns stora möjligheter för Lundin Petroleum att växa och fortsätta leverera kraftigt ökat värde till våra aktieägare.

Med vänliga hälsningar

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Lundin Petroleums besjade och möjliga reserver 2005



Besjade och möjliga reserver 142.6 MMboe

Performance och governance

Jag förväntar mig fler affärer under 2005, samtidigt som takten i prospektering och utbyggnadsaktiviteterna ökar mot mitten av året med viktiga borrhningar i Nordsjön, Nigeria och Indonesien



Ian H. Lundin, Ordförande

Några ord från ordföranden

Livet i Lundin Petroleum förändras snabbt. I takt med att organisationen växer, ökar kraven på ledning och styrelse för varje dag.

Styrelsen är väl medveten om vikten av att ha ett starkt grepp om bolaget för att försäkra att expansionen sker på ett ordnat sätt. Det finns särskilda verktyg tillgängliga som stödjer styrelsen och ledningen i arbetet med att uppfylla sina uppgifter samt att säkerställa att bolaget vidhåller en hög nivå i sin ägarstyrning. Dessa verktyg är bland annat Code of Governance, Stockholmsbörsens regler, Lundin Petroleums uppförandekod och ledningssystem. Jag kommer inte att beskriva dessa dokument i detalj, det räcker att säga att de är "levande dokument" vilka revideras kontinuerligt allt eftersom bolaget utvecklas och lagarna förändras.

En ny kod för bolagsstyrning presenterades av den svenska kodgruppen i slutet av 2004. Denna kod kommer implementeras genom självreglering och principen om "anpassa eller förklara" snarare än lagstiftning (såsom Sarbanes-Oxley Act i USA). Koden kommer att gälla från den första juli 2005, och vi arbetar för att uppdatera vår egen Code of Governance för att uppfylla de nya kraven fullt ut.

Styrelsens arbete under 2004

2004 var ett aktivt år för Lundin Petroleums styrelse. Nio styrelsemöten ägde rum tillsammans med ett antal kommittémöten såväl som ett omfattande seminarium och ett besök ut till plattformarna Heather och Thistle i Nordsjön. Förutom styrelsens rutinarbete (såsom finansiell- och operationell utvärdering, utvärdering och godkän-

nande av ledningspolicyn, ersättningar och självklart arbetet med att godkänna den finansiella rapporteringen) fanns ett antal betydande transaktioner att utvärdera och godkänna såsom:

- Förvärvet av DNO ASA i Storbritannien, Irland samt vissa av dess norska tillgångar
- Villkoren för krediten om 385 miljoner USD sammanställd av Bank of Scotland och BNP Paribas
- Ett nytt Produktionsdelningskontrakt (PSC) i Albanien
- Försäljningen av OER oil AS till Endeavour International Corp.
- Koncernens hedgingstrategi

Förutom de formella styrelsemötena samlades hela styrelsen för att delta i ett tvådagarsseminarium i Edinburgh efter att ha besökt de plattformar som drivs av Lundin Petroleum i Nordsjön.

Vid dessa årliga möten får styrelsen träffa bolagets ledande befattningshavare samtidigt som föreslagna projekt utvärderas i detalj.

2005

Det nya året började starkt med förvärvet av en andel om 22,5 procent i OML 113, offshore Nigeria. Licensen innehåller olje- och gasfyndighet Aje och är Lundin Petroleums första steg in i Västafrika. Lundin Petroleum tilldelades även en prospekteringslicens i Donegal Basin, offshore Irland och förvärvade andelar i flera licenser på den norska såväl som den engelska sidan av Nordsjön.



Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera, lägga bud på och ansöka om nya områden i Västeuropa och Afrika vilka har kommit att bli två av kärnområdena för verksamheten. Jag förväntar mig fler affärer under 2005 samtidigt som takten på aktiviteterna inom prospektering och utveckling kommer att öka mot mitten av året med viktiga borrhningar i Nordsjön, Nigeria och Indonesien. Utbyggnadsaktiviteterna är koncentrerade till Alvheimprojektet offshore Norge, i vilket Lundin Petroleum har en licensandel om 15 procent. Detta är ett projekt om 1 miljard USD med produktionsstart under 2007 och en produktion om 85 000 boepd (12 750 boepd netto till Lundin Petroleum). Ytterligare projekt är under utbyggnad i Storbritannien, Indonesien och Tunisien.

Storbritannien kommer under den närmaste tiden att fortsätta generera den största andelen av Lundin Petroleums kassaflöde. Genom att överlämna drift och underhåll till Petrofac Facilities Management kommer vårt team av experter att kunna fokusera på utbyggnaden av existerande tillgångar såväl som nya möjligheter.

Slutligen är vi mycket glada över undertecknandet av det omfattande fredsavtalet mellan den sudanesiska staten och Sudan People's Liberation Movement/Army (SPLM/A) den 9 januari 2005. Överenskommelsen innebär inte enbart att Sudans befolkning får en riktig chans till långsiktig fred och ekonomisk utveckling utan det innebär även att verksamheten i Block 5B slutligen har möjlighet att återupptas i vilket Lundin Petroleum har en licensandel om 24,5 procent.

Allt detta betyder ännu ett aktivt år för Lundin Petroleum som fortsätter att dra fördel av och expandera i denna tid av höga oljepriser.

Liten är vacker

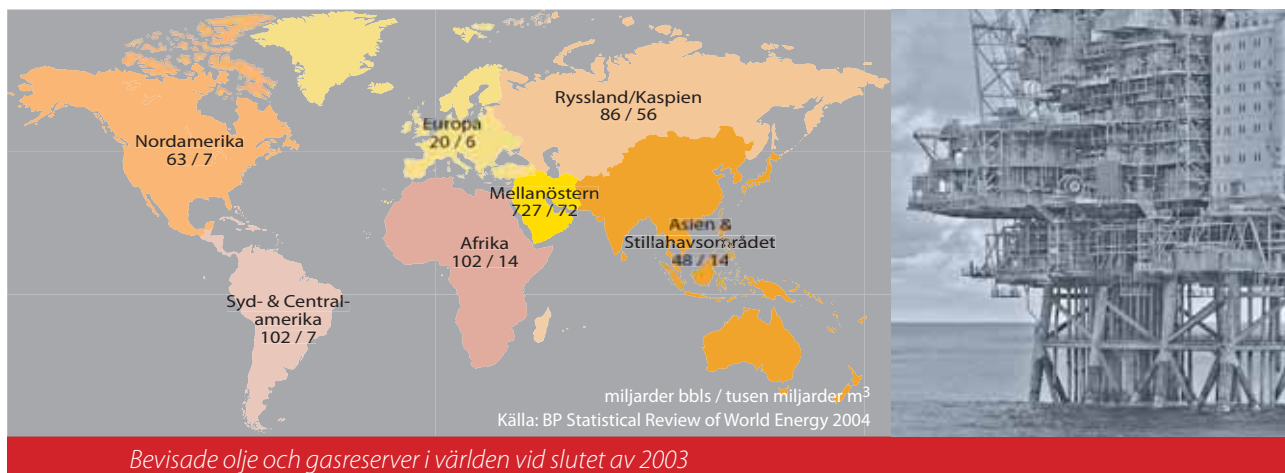
Det är intressant att kunna notera att enligt "Energy Bulletin" rapporterade Shell den 3 februari att reserverna minskade under 2004 på grund av att bolaget endast fann tillräckligt mycket olja för att ersätta 15 till 25 procent av vad Shell producerat. BP ersatte 89 procent av produktionen meddelade bolaget den 8 februari. Dessa uppgifter visar på svårigheten de stora bolagen möter idag om att kunna ersätta produktionen, och inte minst att öka reserverna. Det är enbart mindre bolag med ett aggressivt prospekteringsprogram som har goda möjligheter att åstadkomma organisk tillväxt. Lundin Petroleums 23 procentiga ökning av reserverna plus 69 procent ökning av produktionen under 2004 är att anse som ett jämförelsemått att förbättras mot. Var och en av de borrhningar som Lundin Petroleum kommer att delta i under året har möjlighet att öka reserverna över 50 procent.

Jag vill framföra min uppskattning till styrelsen, ledningen och självklart alla anställda i Lundin Petroleum för ett väl utfört arbete. Och till aktieägarna vill jag bara säga att "det här är bara början"!

Med vänliga hälsningar

Ian H. Lundin
Ordförande

Marknadsbeskrivning



GLOBALA RESERVER

Råolja

Olja förekommer på alla världens kontinenter. De största bevisade oljereserverna finns huvudsakligen i Mellanöstern, följt av Syd- och Centralamerika och Afrika. Världens totala, bevisade oljereserver uppgick vid slutet av år 2003 till 1 147,7 miljarder bbls, av vilka 63 procent var hänförliga till Mellanöstern.

Naturgas

Liksom olja förekommer naturgas på alla kontinenter. Fördelningen över i vilka regioner de bevisade gasreserverna är belägna skiljer sig något från var oljereserverna är belägna. I slutet av år 2003 fanns det 176 tusen miljarder m³ bevisade gas reserver i världen, av vilka Mellanöstern hade 40 procent och Ryssland 32 procent.

Det växande gapet

Världen har fram till idag försetts med olja som upptäcktes i synnerhet mellan 1950 till 1970. Trots betydande teknologiska förbättringar har oljeindustrin inte gjort tillräckligt många nya fyndigheter för att ersätta oljan som konsumerats sedan mitten av 1980 talet. International Energy Agency (IEA) uppskattar att den globala efterfrågan på olja kommer att öka med 1,6 procent per år vilket kommer att resultera i en global efterfrågeökning om 121 mmbopd fram till 2030.

Försäljning av råolja och naturgas

Olja transporteras över hela världen mellan producent och konsument, primärt med hjälp av fartyg, vilket gör att oljepriset för olika kvaliteter är relativt homogent på världsmarknaden. Gas transporteras huvudsakligen genom pipelines, vilket gör att prissättningen varierar beroende på källans geografiska placering i förhållande till potentiella konsumenter. I mindre utsträckning transporteras gas även i flytande form med fartyg.

Världens olje- och gaskonsumtion

Den främsta drivkraften bakom efterfrågan på olja är ekonomisk tillväxt. I hög utsträckning tillgodoses världens energibehov av fossila bränslen, av vilka olja är det dominerande. I utvecklingsländerna utvecklas energibehovet i linje med den ekonomiska utvecklingen,

medan de industrialiserade länderna har en tillväxt i efterfrågan på energi som varierar mer i förhållande till den ekonomiska tillväxten.

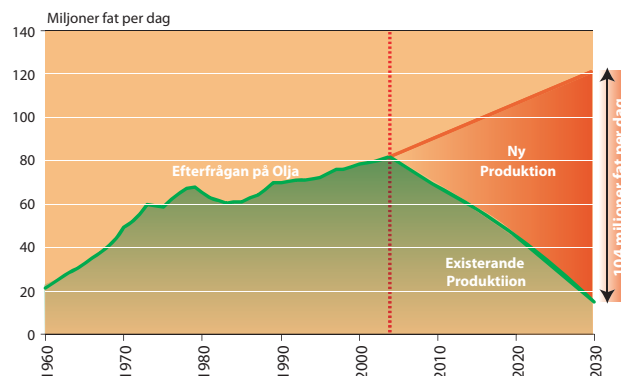
Energikonsumtionen per capita varierar avsevärt mellan olika regioner. Den största konsumtionen av olja per capita återfinns i Nordamerika följt av Europa. Idag konsumerar världen 80 miljoner fat olja per dag vilket representerar 30 miljoner fat olja per dag vilket nästan motsvarar all olja som har producerats i Nordsjön fram till idag.

Naturgas konsumeras primärt i geografisk närhet till produktionen, varför Nordamerika, Ryssland och därmed Europa är de största konsumenterna av naturgas.

Oljeprisutveckling

Historiskt sett har oljepriserna uppvisat stora variationer. Oljepriserna påverkas, förutom av tillgång och efterfrågan, av faktorer som global och regional ekonomisk och politisk utveckling i de producerande regionerna, liksom av i vilken utsträckning Organization of Petroleum Exporting Countries ("OPEC") och övriga oljeproducerande länder påverkar de globala produktionsnivåerna. Dessutom påverkas oljepriserna av priset på alternativa bränslen, den globala ekonomin och av väderförhållanden.

Framtida efterfrågetillväxt



Vision, strategi och finansiella mål



Vision

Som ett internationellt företag engagerat i prospektering och produktion av olja och naturgas strävar Lundin Petroleum efter att prospektera och producera olja och gas på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för aktieägare, anställda och samarbetspartners.

Lundin Petroleum använder samma normer i verksamheten över hela världen för att uppfylla både våra affärsmässiga och etiska krav. Lundin Petroleum strävar efter att ständigt förbättra sitt sätt att arbeta samt efter att handla i enlighet med god oljefältssed och som god samhällsmedborgare.

Strategi

Lundin Petroleums följer följande strategi:

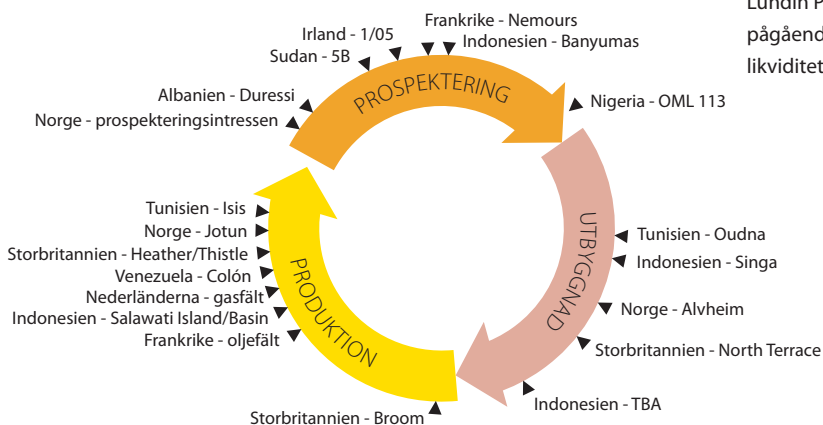
- Prospektera och bygga ut befintliga tillgångar. Lundin Petroleum har en projektportfölj av borrhårens möjliga strukturer med stor potential samt ett flertal fyndigheter i utvärderings-/utbyggnadsstadiet.
- Aktivt söka nya prospekteringsprojekt runt om i världen. Lundin Petroleum avser att utöka portföljen genom att dra nytta av dess omfattande nätverk av regerings- och branschkontakter.
- Förvärva undervärderade produktionstillgångar som passar Lundin Petroleums verksamhet.

Finansiella mål

Den primära målsättningen är att öka värdet för aktieägare, anställda och samhället genom att driva en lönsam verksamhet och genom tillväxt. Lundin Petroleums ökande värde kommer att skapas genom en kombination av förbättrat kassaflöde från och lönsamhet i produktionstillgångarna samt genom prospektering och teknisk framgång, vilket medför ökade reserver. Kassaflödet från och lönsamheten i produktionstillgångarna kan förbättras genom kvalificerat tekniskt arbete med tillgångarna, vilket medför förbättrade produktionsnivåer samt lägre produktionskostnader.

Lundin Petroleums målsättning är att öka reserverna av kolväten genom prospektering och genom förvärv. Lundin Petroleum kommer att finansiera förvärv genom en mix av internt genererade medel, upplåning samt om nödvändigt genom nyemission. Lundin Petroleums eget kapital motsvarar inte det underliggande värdet av bolagets tillgångar då det bokförda värdet på tillgångarna, i enlighet med god redovisningssed, utgörs av dels nedlagda prospekterings- och utbyggnadsutgifter, dels kapitaliserade förvärvskostnader. Det underliggande värdet av Lundin Petroleums tillgångar utgörs av diskonterade framtida kassaflöden från utvinning av reserverna. Lundin Petroleums policy är att ha en skuldsättning om 50-70 procent av det underliggande värdet på bolagets tillgångar.

Lundin Petroleums utdelningspolicy innebär att primärt finansiera pågående prospektering och att tillfredsställa bolagets omedelbara likviditetsbehov innan beslut tas om utdelning till aktieägarna.



Beskrivning av verksamheten



Lundin Petroleums världs-
omspännande aktiviteter har ökat
avsevärt under 2004 och kommer
att fortsätta öka under 2005

Verksamhetens resultat och målsättningar

Höjdpunkten 2004 var slutförandet av DNO-förvärvet som adderat nya tillgångar i främst Norge och Storbritannien. Broomprojektet, offshore Storbritannien, som sattes i produktion i augusti har visat sig mycket framgångsrik med en daglig bruttoproduktion över 25 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd). I Norge har vi nu ett starkt team som aktivt driver en portfölj av norska tillgångar, främst prospekteringsstillgångar, med stor tillväxtpotential.

Viktiga milstolpar beträffande nya utbyggnadsprojekt uppnåddes med det slutliga godkännandet av utbyggnadsplanen för Alvheim-projektet, offshore Norge, Oudna-projektet, offshore Tunisien, North Terrace-projektet, offshore Storbritannien, och TBA-projektet, offshore Indonesien. Dessa projekt är nu igång med omfattande arbete under 2005 och framöver.

Beträffande prospektering var höjdpunkterna fyndigheten Hamsun, offshore Norge och fyndigheten Mimosa, onshore Frankrike. Prospekteringsaktiviteter genomfördes i Iran med två borrhningar under 2004. Tyvärr visade det sig i test att ingen av borrhningarna påträffade kommersiella kvantiteter olja och de pluggades igen och avslutades. Under tiden har arbetet med att förvärva nya prospekteringsstillgångar fortsatt. Lundin Petroleum tilldelades tre nya licenser offshore Norge under den senaste licensrundan och en ny stor licens offshore Albanien. På Irland förvärvade Lundin Petroleum en prospekteringslicens i Donegal Basin. Den nyligen förvärvade licensen i Nigeria, OML 113, kommer att borras under 2005.

Lundin Petroleums verksamheter har avsevärt ökat i omfattning under 2004 och kommer med all säkerhet att fortsätta så under 2005. Alltefter-
som vi växer är det av största vikt att vi fortsätta att anställa välutbildade, erfarna och motiverade människor som kommer att leverera tillväxt och expertis i en allt mer konkurrensutsatt miljö. Om vi ser tillbaka på vad som har åstadkommit sedan Lundin Petroleum bildades och begrundar den höga nivån av aktiviteter under 2005 är jag övertygad om att vi kommer att lyckas med att möta våra målsättningar på medellång och lång sikt.

Alexandre Schneider
Verksamhetsansvarig
Vice VD



Land	Koncession	Operatör	Areal, brutto, km ²
Albanien	Durresi	OMV	4 208
Frankrike	20 licenser	Lundin Petroleum (14) Esso Rep (6)	2 368
Indonesien	6 licenser	Lundin Petroleum (3) PetroChina (2) Medco (1)	13 335
Iran	Munir Block	Edison International	2 690
Irland	2 licenser	Lundin Petroleum (1) Ramco (1)	700
Nederländerna	21 licenser	Total (12) Vermillion (5) NAM (2) Gaz de France (2)	4 718
Nigeria	OML 113	Yinka Folawiyo Petroleum (Lundin Petroleum som teknisk rådgivare)	1 821
Norge	15 licenser	Lundin Petroleum (4) Marathon (6) BG (2) Esso (1) Statoil (2)	1 826
Storbritannien	6 licenser	Lundin Petroleum (5) Genesis Exploration and Production (1)	744
Sudan	Block 5B	White Nile (5B) Petroleum Operating Company	20 119
Tunisien	4 licenser	Lundin Petroleum (4)	1 148
Venezuela	Colón Unit	Tecpetrol	3 247

Verksamheten



NEDERLÄNDERNA

- Reserver: 7,1 MMboe
- 2004 genomsnittlig produktion, netto: 2 600 boepd
- 2005 förväntad produktion, netto: 2 700 boepd

Lundin Petroleum har licensandelar i ett antal tillgångar i norra delen av den engelska kontinentalsockeln (UKSC). De viktigaste tillgångarna inkluderar två mogna produktionsfält, Thistle och Heather, samt Broomfältet som sattes i produktion av Lundin Petroleum i augusti 2004 med en produktion över 25 000 bopd (brutto).

För att optimera produktionen vid Heather och Thistle används olika tekniker för workovers, artificiell lyft, vatteninjicering, utbyggnads-borrningsprogram och underhåll av anläggningarna.

Broomfältet vilket innehåller två ansamlingar, West Heather och North Terrace är ett exempel på vilken betydelse nya fyndigheter i områden nära gamla fält kan ha. Ytterligare en borrning på strukturen planeras under 2005. North Terrace byggs ut som ett resultat av det framgångsrika genomförandet av West Heather och sätts i produktion under 2005.

Viktiga händelser 2004

- Färdigställandet av Broom – West Heatherfältet under vattnet med en koppling till Heatherplattformen. Produktionsstart i augusti.
- 2 vatteninjektorer på Thistle genomgångna och har återställt vatteninjiceringskapaciteten till cirka 180 000 bwpd.
- Förvärv av Block 9/10c tillsammans med Genesis Exploration and Production.

Aktiviteter 2005

- Utbyggnaden av Broom (fas 2) med ytterligare en borrning på West Heather.
- 1 produktionsborrning på North Terrace.
- Ökad vattenhanteringskapacitet på båda anläggningarna Heather och Thistle.
- Outsourcing av verksamhet och underhåll på både Heather och Thistle.

Nederländerna är en mogen gasprovins med attraktiva finansiella villkor som förser Lundin Petroleum med stabil, långsiktig produktion från tillgångar onshore och offshore. Produktionen genereras från icke operativa licensandelar. Även om flertalet producerande fält är så kallade mogna fält utvärderas ytterligare borrningar och utbyggnads-möjligheter aktivt.

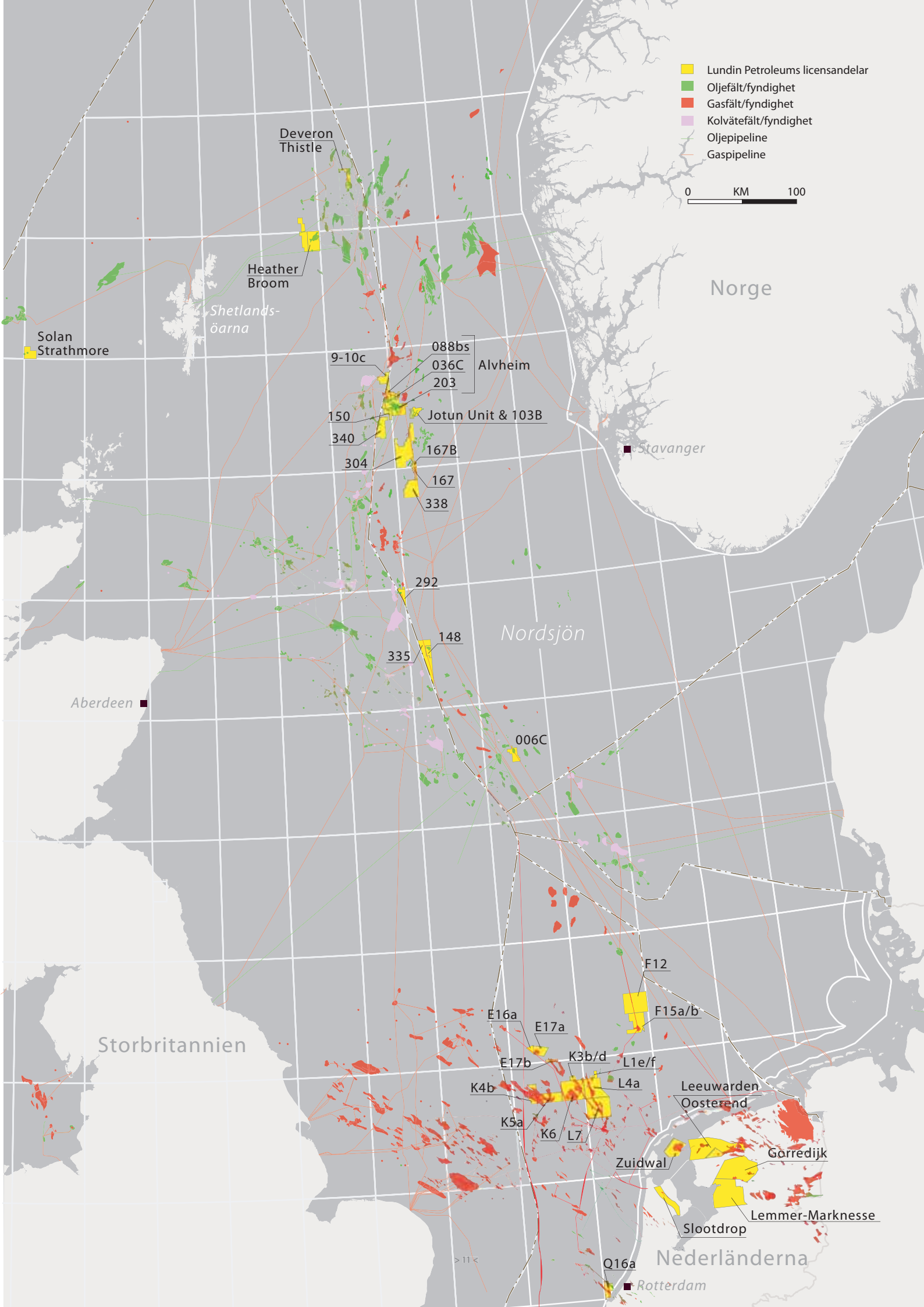
Den nederländska staten fortsätter att tillhandahålla en marknad för alla gasfyndigheter genom deras sk "small gas field policy" vilket resulterar i att flera utbyggnads- och prospekteringsprojekt är igång för att upprätthålla och öka nuvarande produktion.

Viktiga händelser 2004:

- 1 utbyggnadsborrning F15-A i produktion.
- Borrstart för K5-EC.
- 1 prospekteringsborrning, Luttlegeest-1.
- 1 utbyggnadsborrning på Zuidiwalfältet.

Aktiviteter 2005

- 2 produktionsborrningar offshore, K5-EC och K4-BE fälten.
- Utbyggnad av L4-G fyndigheten som en återkoppling till L4A plattformen. Produktionsstart 2006.
- Test av prospekteringsborrningen Luttlegeest-1.



Verksamheten



NORGE

■ Reserver: 36,3 MMboe

2004 genomsnittlig produktion, netto: 3 190 boepd*

2005 förväntad produktion, netto: 1 000 boepd

* Häre ingår försålda tillgångar i OER 2004

Den norska kontinentalsockeln har varit ett av de viktigaste tillväxtområdena för Lundin Petroleum under de senaste två åren och aktiviteterna planeras tillta under 2005.

Lundin Petroleum förvärvade majoriteten av de norska tillgångarna av DNO genom en transaktion som inleddes under 2003 och slutfördes 2004. Lundin Petroleum lyckades med framgång anställa ett team av utbildade och erfarna chefer och ingenjörer knutna till dessa licenser. Förvärvet har fungerat som språngbräda för både det pågående arbetet med existerande licenser och förvärvet av nya licenser genom ett antal förvärv av tillgångar samt tilldelning av licenser.

De licenser som tilldelades nyligen under 2004 innefattar prospekteringsområden med redan existerande fyndigheter. Andra licenser innehåller ännu icke utbyggda men bevisade ansamlingar av olja och gas.

Alvheim

Under 2005 påbörjas utbyggnadsborrningarna på Alvheimprojektet, PL203 (licensandel 15%). Detta är ett utbyggnadsprojekt om cirka 1 miljard USD som kommer att resultera i att olja och gas kommer att produceras från ett antal reservoarer med god sandstens kvalitet via en FPSO (fartyg för produktion, lagring och avlastning). Utbyggnadsplanen godkändes under 2004 och produktionsstart beräknas i början av 2007. Initial bruttoproduktion från Alvheim förväntas bli cirka 85 000 boepd.

Det förväntas att Alvheim kommer att bli central knutpunkt för ytterligare satellitprojekt i området.

Den närliggande fyndigheten Hamsun (licensandel 35%) som gjordes 2004 kommer med stor sannolikhet att kopplas till Alvheim. Arbetet med utbyggnadsplanen kommer att pågå under hela 2005.

Viktiga händelser 2004

- Slutförande av förvärvet av majoriteten av DNOs norska tillgångar.
- Tillsättande av ledning och ingenjörer.
- 1 olje- och gasfyndighet Hamsun (24/9-7) som visade på en existerande och ny typ av sandstenreservoar, Tertiary. Belägen nära det pågående utbyggnadsprojektet Alvheim kommer Hamsun med stor sannolikhet att byggas ut och kopplas tillbaka till Alvheim under vattnet.
- Avyttrat en licensandel om 60 procent i PL292 till BG Group.
- Tilldelning av 3 prospekteringslicenser i 2004 års licensrunda APA, PL335, 338 och 340.
- Förvärvat 60 procent av PL304 i en licenstransaktion med ExxonMobil.
- Försäljning av det 75-procentiga aktieinnehavet i OER oil AS till Endeavour för NOK 172,5 miljoner.

Aktiviteter 2005

- 5 utbyggnadsborrningar på Alvheimfältet.
- 1 utbyggnads/utvärderingsborrning på East Kamelionstrukturen.
- Tekniska undersökningar med ett aktivt prospekteringsborrningsprogram under 2006 som målsättning.





FRANKRIKE

- Reserver: 23,2 MMboe
- 2004 genomsnittlig produktion, netto: 4 300 boepd
- 2005 förväntad produktion; netto: 4 300 boepd

Frankrike är ett av Lundin Petroleums största produktionsområden. Produktionen i både Paris Basin och Aquitaine Basin optimeras genom att använda olika tekniker vid underhåll och genomgång av tidigare gjorda borrhningar (workover), vatteninjicering och utbyggnadsborrhningar. Anläggningar och infrastruktur finns på plats med överskottskapacitet som möjliggör framtida utbyggnad.

Genom ett selektivt borrhprogram, investeringar i nya projekt och fortsatta effektiviseringar av verksamheten kommer tillgångarna i Frankrike att fortsätta att bidra stort till Lundin Petroleums kassaflöde och lönsamhet.

Paris Basin

Viktiga händelser 2004

- 2 utbyggnadsborrhningar i Merisiersfältet.
- 1 borrhning sidledes i Grandvillefältet.
- Vatteninjicering påbörjades i Soudron Rhetienfältet.

Aktiviteter 2005

- 1 prospekteringsborrhning i Nemours.
- 2 producerande borrhningar att konverteras till injektorer.
- 1 borrhning sidledes.
- Förbättringsarbeten på Merisiersfältet.

Aquitaine Basin

Viktiga händelser 2004

- 1 oljefyndighet, Mimosafältet.
- 1 borrhning sidledes i Courbeyfältet.
- Ansökning inlämnad för prospekteringslicensen Carret.

Aktiviteter 2005

- Produktionsstart för fyndigheten Mimosa via tillfälliga produktionsanläggningar.
- Utbyggnad av Mimosafältet med fasta anläggningar.



TUNISIEN

- Reserver: 5,2 MMboe
- 2004 genomsnittlig produktion, netto: 1 470 boepd
- 2005 förväntad produktion, netto: 1 200 boepd

Lundin Petroleum driver verksamhet i Tunisien med produktion från Isisfältet offshore och utbyggnadsprojektet Oudna under 2005.

Fyndigheten Oudna gjordes 1978 och borrhningen flödade 7 000 bopd. Utbyggnadsplanen har godkänts av den Tunisiska staten och kommer att bestå av en produktionsborrhning och en vatteninjiceringsborrhning kopplad tillbaka till Ikdam FPSO (fartyg för produktion, lagring och avlastning). Produktionstart är beräknad till senare delen av 2006.

Produktionen från Isisfältet är för närvarande avtagande och det förväntas att Isisfältet kommer att avbrytas när FPSOn flyttar över till Oudnafältet.

Viktiga händelser 2004

- Justerat Isisfältets produktionsanläggning genom att öka gashanteringskapaciteten för Isis-7.
- Utbyggnadsplanen för Oudna godkänd.

Aktiviteter 2005

- Utbyggnad av Oudnafältet. Produktionsstart 2006.
- Studier av utbyggnaden av fyndigheten Birsa med återkoppling tillbaka till Oudna.

Ikdam FPSO

Företaget Ikdam Production SA äger det flytande produktions-, lastnings- och avlastningsfartyget Ikdam FPSO. Ikdam Production SA ägs av Lundin Petroleum (40%), PGS (40%) och Isis Ikdam AS (20%). Enligt ett avtal har Lundin Petroleum och PGS en kommersiell andel på 50 procent var i fartyget.

Verksamheten



INDONESIEN

- Reserver: 15,2 MMboe
- 2004 genomsnittlig produktion, netto: 2 300 boepd
- 2005 förväntad produktion, netto: 3 300 boepd

Lundin Petroleum har varit verksam i Indonesien sedan 2002 och har en omfattande portfölj av produktion, utbyggnad och prospekteringstillgångar. Produktionen genereras från tillgångar i Salawati Island/Salawati Basin-området. Det pågående utbyggnadsprojektet av TBA-fältet kommer att öka produktionen.

Utbygganden av gasfyndigheten Singa i Lematangblocket är igång med förväntad produktionsstart under 2006/2007.

Det finns ytterligare prospekteringspotential vilket innebär ett aktivt prospekteringsprogram under 2005.

Viktiga händelser 2004

- 8 utbyggnadsborrningar i Salawati Island/Salawati Basin.
- 7 prospekteringsborrningar i Salawati Island/Salawati Basin.
- 3D-seismik insamlad i Salawati Basin.
- 2 prospekteringsborrningar, Padi-1 och Banteng-1. Inte kommersiella.
- Avyttrat 25 procent av Banyumasblocket till Star Energy.
- Avyttrat 40 procent av Blorablocket till Kufpec.

Aktiviteter 2005

- 15 utbyggnadsborrningar i Salawati Basin.
- 3 utbyggnadsborrningar i Salawati Island.
- Utbyggnad av TBA-fältet offshore Salawati Island med 2 utbyggnadsborrningar och en mobil produktionsanläggning. Produktionsstart 2005.
- 4 prospekteringsborrningar i Salawati Basin.
- 5 prospekteringsborrningar i Salawati Island.
- 1 prospekteringsborrning, Jati-1 på Banyumas.
- Utbyggnad av gasfältet Singa på Södra Sumatra. Produktionsstart 2006/2007.



VENEZUELA

- Reserver: 5,4 MMboe
- 2004 genomsnittlig produktion, netto: 2 260 boepd
- 2005 förväntad produktion, netto: 2 400 boepd

Venezuela är ett av världens mest oljerika områden. Lundin Petroleum har en licensandel i Colónblocket, beläget i västra kanten av Maracaibobassängen nära Maracaibosjön.

Olja och gas produceras från åtta individuella fält i Colónblocket med La Palmafältet som viktigaste producent. Det finns reserver i de producerande fälten för att hålla produktionen vid eller över 20 000 bopd (brutto) som är den nuvarande kapaciteten i pipelinen. Produktionen kommer att upprätthållas genom ytterligare ett antal produktionsborrningar.

Viktiga händelser 2004:

- Utbyggnadsborrningen LPT-10 i La Palmafältet (Mirador).
- Borrstart av utbyggnadsborrningen LPT-11.

Aktiviteter 2005

- 5 produktionsborrningar i La Palmafältet (Mirador).
- Borra djupare i den planerade LPT-14 för att utvärdera Orocuestrukturen som finns under La Palmafältet (Mirador).
- Fortsätta förhandla villkor med PDVSA för att borra den djupare La Palma krita strukturen under 2005/2006.



ANDRA PROSPEKTERINGSTILLGÅNGAR

Irland

Lundin Petroleum har en licensandel om 12,5 procent i gasfältet Seven Heads som sattes i produktion i december 2003. Även om den initiala produktionen var i linje med förväntningarna så indikerade det snabba avtagandet att mängden gas i de fem produktionsboringarna var mindre än förväntat. Som ett resultat har livslängden och de uppskattade utvinningsbara reserverna i gasfältet Seven Heads nedgraderats väsentligt jämfört med det som presenterades i utbyggnadsplanen. Lundin Petroleum har gått med på att sälja sin licensandel i Seven Heads Gas till Island Oil and Gas plc, tillsammans med licensandelarna i Rosscarbery Licensing Option och halva licensandelen i Seven Heads Oil Licensing Option för 4 miljoner aktier i Island Oil and Gas plc. Det nuvarande värdet är cirka 3 miljoner GBP. Slutförande av affären förväntas ske under första halvåret 2005.

Lundin Petroleum har tilldelats en licensandel om 35 procent i Frontier Exploration-licensen 1/05 i Donegal Basin och kommer att vara operatör för licensen som täcker Block 13/7 och del av Block 13/11 (NE) och 13/12 (N) ute till havs vid den nordvästra kusten av Irland.

Aktiviteter 2005

- Tekniska undersökningar för att förbereda för prospekteringsboring på licensen 1/05 under 2006.

Iran

Lundin Petroleum har en licensandel om 30 procent i Munirblocket, onshore Iran. Två misslyckade boringar har gjorts under 2004 vilka testade icke-kommersiella kvantiteter av kolväten. Med stor sannolikhet har ett antal reservoarer innehållit kolväten men på grund av rörelser i jordytan har sprickor uppkommit som gjort att kolvätemängder sipprat ut.

En förlängning om ett år av avtalet har godkänts av NIOC (National Iranian Oil Company) för att ge ytterligare tid till joint-venture partners att utvärdera all insamlad data som finns tillgänglig för Munirblocket.

Albanien

Lundin Petroleum har undertecknat ett produktionsdelningskontrakt (PSC) för Durresiblocket, offshore Albanien, (licensandel 50%). Tillsammans med OMW, operatör, har Lundin Petroleum beslutat att gå in i detta nya block offshore, efter att ha utvärderat ny tekniska data.

Prospekteringsområdet Durresi är beläget offshore Albanien mellan Cape Rodoni i norr och Karaburuni Peninsula i söder. Den största delen av blocket är beläget på grunt vatten mellan 0 – 100 meter djup. Området har utmärkt logistiska möjligheter med hamnarna Vlora och Durres.

Aktiviteter 2005

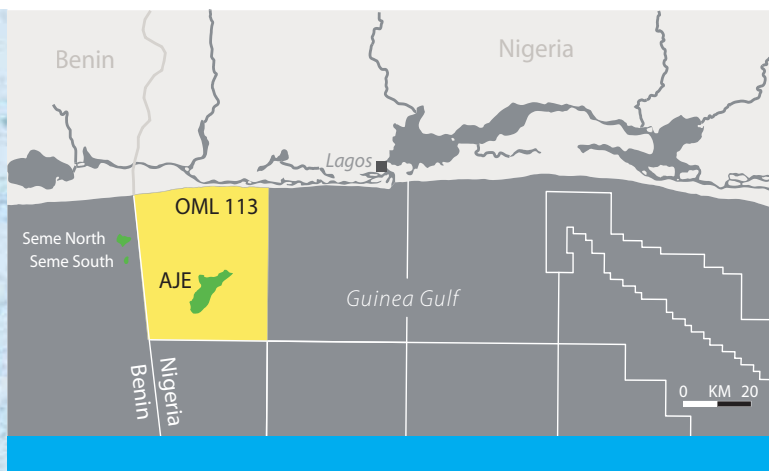
- Omprocessning av 1 000 km 2D-seismik.
- Insamling av minst 400 km² 3D-seismik.

Sudan

Under 2001 tilldelades Lundin Petroleum en licensandel om 24,5 procent i Block 5B. Operatörer är White Nile (5B) Petroleum Operating Company.

Block 5B är beläget i den oljerika Muglad Basin angränsande till Block 1, 2, 4 och 5A som innehåller reserver över 1 miljarder olja och produktion över 300 000 bopd. Blocket innehåller ett antal stora geologiskt potentiella strukturer identifierade från tidigare insamlad seismik. Ett omfattande fredsavtal har undertecknats i Sudan den 9 januari 2005 mellan den sudanesiska staten och Sudan People's Liberation Movement/Army (SPLM/A). Lundin Petroleum är övertygad om att undertecknandet av fredsavtalet kommer att tillåta verksamheten att återupptas inom en nära framtid med målsättning att testa dessa stora strukturer.

New Venture 2005



Nigeria

I januari 2005 undertecknade Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva en andel om 22,5 procent i Block OML 113 beläget offshore västra Nigeria. Det lokala bolaget Yinka Folawiyo Petroleum är operatör och Lundin Petroleum är teknisk rådgivare. Konsortiet OML 113 består av ett antal internationella olje- och gasbolag.

Nigeria är en olje- och gasrik region med en oljeproduktion över 2 miljoner fat olja per dag.

Block OML 113 är beläget i Benin Basin där olja produceras från Semefältet. OML 113 innehåller ett antal ytterligare prospekteringsmöjligheter.

Ajefältet upptäcktes 1996 genom att borrhningen Aje-1 påträffade cirka 100 m gas och ett tunt underliggande oljelager i sandstensreservoaren Turonian. Borrhningen Aje-2 beläget öster om Aje-1 bekräftade förekomsten av gas och olja inom reservoaren Turonian och påträffade en ny ansamling i den djupare sandstensreservoaren Cenomanian.

Under 2004 gjordes en PSDM process (pre-stack depth migration) av den 3D-undersökningen som gjordes 1998 vilken indikerade att Aje-1 och 2 borrhades i ytterkanten av strukturen. Förhöjningen i Ajefältet är målet för borrhningen Aje-3 och har som målsättning att bekräfta olja i reservoaren Cenomanian såväl som förekomsten av gas och olja i sandstenen Turonian.

Aktiviteter 2005

- 1 prospekterings-/utvärderingsborrning, Aje-3.

Ledande befattningshavare och revisorer



C. Ashley Heppenstall



Alexandre Schneider



Geoffrey Turbott



Christine Batruch



Jeffrey Fountain



Chris Bruijnzeels

LEDANDE BEFATTNINGSHAVARE
OCH REVISORER

LEDANDE BEFATTNINGSHAVARE

C. Ashley Heppenstall

Verkställande direktör och koncernchef,
se styrelse

Christine Batruch, född 1959

Direktör Corporate Responsibility
Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 2 000
Optioner i Lundin Petroleum: 75 000

Andrew Harber (ej på bild), född 1956

Vice VD
Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 2 000
Optioner i Lundin Petroleum: 55 000

Alexandre Schneider, född 1962

Executive Vice President och COO
Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 50 000
Optioner i Lundin Petroleum: 600 000

Jeffrey Fountain, född 1969

Bolagsjurist
Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 0
Optioner: 80 000

Geoffrey Turbott, född 1963

Finansdirektör
Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 2 000
Optioner i Lundin Petroleum: 170 000

Chirs Bruijnzeels, född 1959

Direktör Reservoar och Produktion
Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 0
Optioner: 55 000

REVISORER

Carl-Eric Bohlin, född 1946

Auktoriserad revisor
Lundin Petroleums revisor sedan 2001
PricewaterhouseCoopers AB, Stockholm

Klas Brand, född 1956

Auktoriserad revisor
Lundin Petroleums revisor sedan 2001
PricewaterhouseCoopers AB, Göteborg

Bo Hjalmarsson, född 1960

Auktoriserad revisor
Lundin Petroleums revisorssuppleant
sedan 2001
PricewaterhouseCoopers AB, Stockholm

Samhällsansvar

Lundin Petroleum har som målsättning att bedriva sin verksamhet på det mest ekonomiskt effektiva, socialt ansvarsfulla och miljömässigt accepterade sättet



Lundin Petroleum har förbundit sig att införa värderingar och principer genom hela bolaget och dess verksamhet för att försäkra att god industri praxis tillämpas överallt där verksamhet bedrivs och att dess förpliktelse att agera som en ansvarsfull samhällsmedborgare uppfylls.

Ramverket för Corporate Responsibility

Lundin Petroleum har formulerat ett antal dokument som skall vägleda bolaget och dess dotterbolag i arbetet. Den viktigaste policyn är Uppförandekoden som anger värderingar, ansvar och principer efter vilka Lundin Petroleum verkar. Alla anställda har vetskap om koden och dess innebörd; en genomgång av utfallet enligt koden görs internt och redovisas årligen för styrelsen.

Uppförandekoden förstärks genom policyn för hälsa och arbetsskydd (Health and Safety), miljö och lokala relationer. Dessa policier sätter ramverket enligt vilket Lundin Petroleum verksamhet skall utföras och bedömas.

Lundin Petroleum har även ett ledningssystem på plats för arbets- skydd, säkerhet och miljö (HSE), Gröna Boken, vilken definierar roller och ansvarsområden inom bolaget. Ledningens mål för HSE kompletterar Gröna Boken genom att ställa krav på all verksamhet för att försäkra ett minimum av gemensamma standarder oavsett storlek eller aktivitet som genomförs. Individuella mål för HSE har satts upp för varje enskilt verksamhetsland.

INITIATIV 2004

Uppföljning och rapportering

Som ytterligare ett steg i att arbetet med att instifta minimum standarder för verksamheten genom ledningens mål för HSE har Lundin Petroleum introducerat ett uppföljnings- och rapporteringssystem som innefattar resultatbaserade nyckelindikatorer (Key Performance

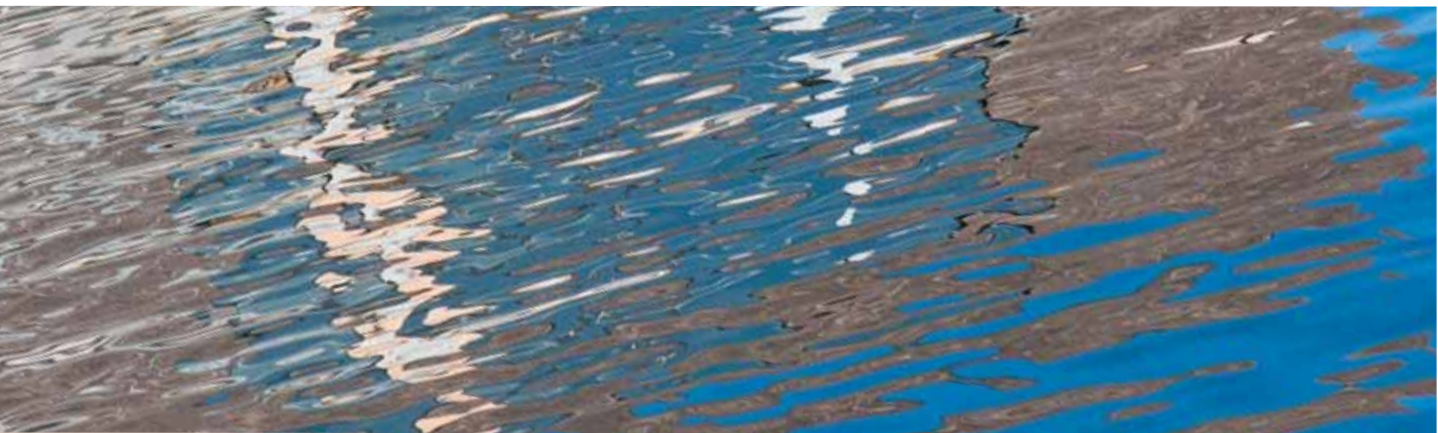
Indikatorer (KPIs)); indikator för olyckor som orsakar förlorad arbetstid (Lost Time Accidents (LTAs)), olyckor, incidenter och rapporter för så kallade nära incidenter (Near Miss), oljespill och gasläckage såväl som information om problem som påträffats, förebyggande åtgärder och initiativ för att förbättra HSE resultaten. Informationen återges i månadsrapporter som distribueras internt i verksamheten. Förutom att fungera som uppföljningsverktyg för bolaget fungerar rapporten som plattform för att utbyta erfarenheter och "best practice". Den månatliga resultatrapporten är ett positivt steg för Lundin Petroleum att framledes offentliggöra HSE resultat på ett konsekvent, riktigt och transparent sätt.

KPI 2004, Key Performance indicators

Lundin Petroleum har en målsättning om nolltolerans för olyckor, incidenter, oljespill eller gasläckage i all operativ verksamhet. Inga olyckor inträffade under 2004. Trots stora ansträngningar att bedriva verksamhet på ett säkert sätt, inträffade tyvärr tre LTAs i olika delar av verksamheten; i varje enskilt fall blev olyckan föremål för en noggrann utredning, inklusive en djupgående orsaksanalys och förebyggande åtgärder har satts i verket för att förhindra upprepning. Det förekom inga betydande oljespill eller gasläckage under 2004.

Riskbedömning

För varje nytt område eller ny fas i verksamheten är det standard för Lundin Petroleum att genomföra en riskbedömning som innefattar bedömning av eventuell miljö-, politisk-, säkerhet och/eller social risk som bolaget kan möta och åtgärder som kan tillämpas för att undvika dessa risker.



Krishantering

Lundin Petroleum har utarbetat ett krishanteringssystem och utsett en engagerad krishanteringsgrupp (Emergency Response Team (ERT)) som kan kontaktas 24 timmar per dag, sju dagar i veckan i händelse av kris i någon av dess verksamheter i världen. Det förekom ingen händelse som orsakade mobilisering av krishanteringsgruppen under 2004 men medlemmar medverkade i krishanteringsövningar i olika delar av verksamheten.

VIKTIGA HÄNDELSER 2004

Hälsa, arbetsskydd och miljö (HSE)

Den Norska myndigheten för Petroleumsäkerhet genomförde en genomgång av Lundin Petroleum's ledningssystem för HSE och praktisk HSE i den franska verksamheten i samband med att Lundin Norway AS godkändes som operatör i Norge.

Hälsa och Arbetsskydd

Lundin Petroleum är genom sitt helägda dotterbolag Lundin Britain Ltd ett av de 25 bästa bolagen beträffande säkerhet i Storbritannien med ett registrerat frekvensmått för Lost Time Incidents (LTI) om 0.64 per miljoner arbetstimmar under 2004 vilket är mindre än hälften av genomsnittet för branschen, beräknat av Storbritanniens Offshore Operators' Association. Plattformen Thistle innehar Lundin Petroleum's rekord när det gäller LTA fria perioder, 410 dagar.

Miljön

För att förstärka sitt engagemang för Kyoto protokollet under FNs Framework Convention on Climate Change, som strävar efter att minimera potentiella effekter på klimatförändringar genom en reducering av växthuseffektens gasutsläpp, introducerade EU ett system för fördelning av utsläppen per januari 2005. I första fasen av detta system påverkas enbart Lundin Petroleum's operativa tillgångar i

Storbritannien. Övriga verksamheter har informerats om systemet och nödvändigheten av att kontrollera utsläppen.

Lokal relationer

Lundin Petroleum strävar efter att vara väl integrerad i områden där Bolaget är verksamt. Bolaget deltar i lokala evenemang och/eller bidrar till händelser lokalt. I Frankrike deltog Lundin Petroleum i ett seminarium om näringslivsfrågor som organiserades av de lokala myndigheterna för att presentera olje- och gasindustrin. I Indonesien, nära borrhålet vid Padi-1 byggdes en vattenbrunn för lokalbefolkningen.

Relationer med olika intressegrupper

Lundin Petroleum har inbjudits att närvara vid evenemang som undersöker svårigheten av att driva verksamhet i svårare miljöer. Under 2004 deltog Bolaget i debatter om "Olja och utveckling" vid en konferens i Basel, ledd av den schweiziska utrikesministern och vidare presenterade Lundin Petroleum sin verksamhet i Sudan vid en konferens organiserad av den tyska utrikesministern i Bonn i ämnet "Security och Internationell Utveckling".

Relationer med operatörer

Lundin Petroleum har kontinuerliga kontakter med dess partners i icke operativa tillgångar för att säkerställa att verksamheten drivs på ett samhällsrent och miljövänligt sätt. Rapporteringskrav samt uppföljning av HSE stärker sig till icke operativa tillgångar och områden såsom Iran, Sudan och Venezuela och särskild uppmärksamhet ges till välfärd och lokala kommuner. I Iran gjorde konsortiet en donation för att underlätta effekterna av jordbävningen i Bam, i Block 5B Sudan kommer ett lokalt utvecklingsprogram att påbörjas så snart som verksamheten kan återupptas medan konsortiet i Venezuela har ett pågående socialt investeringsprogram som bidrar till att förbättra hälsa och utbildning i områden i närheten av oljefälten.

Styrelsen



Från vänster Magnus Unger, Ian H. Lundin, William A. Rand, Carl Bildt, Lukas H. Lundin, Kai Hietarinta, C. Ashley Heppenstall

Ian H. Lundin, Ordförande, född 1960

Övriga styrelseuppdrag: Vostok Nafta Investment Ltd
Bachelor of Science examen, Petroleumingenjör från University of Tulsa, 1982.

Shares in Lundin Petroleum: 0¹

Optioner: 400 000

Adolf H. Lundin, (ej på bild) Hedersordförande, född 1932

Övriga styrelseuppdrag: Styrelseordförande Vostok Nafta Investment Ltd. Styrelseledamot i Lundin Mining Corp., Tenke Mining Corp. Civilingenjörsexamen från Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm. MBA från Centre d'Etudes Industrielles, Genève.

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 0²

Optioner: 0

Carl Bildt, styrelseledamot, född 1949

Övriga styrelseuppdrag: Styrelseordförande i KREAB och Teleoptimering AB. Styrelseledamot i HiQ AB, E. Öhman J:or AB, Vostok Nafta Investment Ltd., RAND Corporation and Legg Manson Inc.

Riksdagsledamot 1979–2001, Sveriges statsminister 1991–1994, FN:s speciella sändebud för Balkan 1999–2001.

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 0

Optioner i Lundin Petroleum: 0

C. Ashley Heppenstall, Verkställande direktör och koncernchef, född 1962

Övriga styrelseuppdrag: Valkyries Petroleum Corp.
Bachelor of Science-examen i matematik från Durham University, Storbritannien.

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 1 143 250

Optioner i Lundin Petroleum: 850 000

Kai Hietarinta, Styrelseledamot, född 1932

Övriga styrelseuppdrag: Vostok Nafta Investment Ltd.
Civilingenjörsexamen från Helsingfors tekniska Högskola, MBA från Handelshögskolan i Helsingfors och ek dr h c från Turku School of Economics and Business Administration.

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 0

Optioner i Lundin Petroleum: 0

Lukas H. Lundin, Styrelseledamot, född 1958

Övriga styrelseuppdrag: Styrelseordförande i Tanganyika Oil Co. Ltd, Lundin Mining Corp., Canadian Gold Hunter Ltd., Tenke Mining Corp. Styrelseledamot i North Atlantic Natural Resources AB, Vostok Nafta Investment Ltd., International Uranium Corporation, Valkyries Petroleum Corp., Redback Mining Inc., Atacama Minerals Corp. Examen från New Mexico Institute of Mining and Technology, USA.

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 708 478

Optioner i Lundin Petroleum: 0

William A. Rand, Styrelseledamot, född 1942

Övriga styrelseuppdrag: Lundin Mining Corp., International Uranium Corporation, Vostok Nafta Investment Ltd., Tenke Mining Corp, Pender Financial Group Corporation, Dome Ventures Corporation, Valkyries Petroleum Corp., Tanganyika Oil Co. Ltd.

Bachelor of Commerce-examen inom ekonomi från McGill University. Juristexamen från Dalhousie University. Master of Lawsexamen i internationell juridik från London School of Economics.

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 74 185

Optioner i Lundin Petroleum: 0

Magnus Unger, Styrelseledamot, född 1942

Övriga styrelseuppdrag: Styrelseordförande i the Odin Group, Mimer International Invest AB, Cal-Konsult AB. Styrelseledamot i PayNova AB
Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 50 000

Optioner i Lundin Petroleum: 0

Ersättningar till styrelse och ledande befattningshavare se sid 60–61.

¹ Landor Participations Inc innehar 15 407 456 aktier i Lundin Petroleum. Landor Participations Inc. är ett bolag som helägs av en trust, vars förmånstagare är Ian H. Lundin.

² Lorito Holdings Ltd. innehar 71 435 168 aktier i Lundin Petroleum. Lorito Holdings Ltd. är ett bolag som helägs av en trust, vars förmånstagare är Adolf H. Lundin

Ägarstyrning



Lundin Petroleums regelverk och policys för styrelsens arbete är baserat på svensk lagstiftning och Stockholmsbörsens regler för finansiell information.

Styrelsens sammansättning

Lundin Petroleums styrelse har under 2004 bestått av åtta styrelsemedlemmar valda av bolagsstämman. Verkställande direktören ingår i styrelsen.

Styrelsens arbete

Styrelsen har normalt minst fyra ordinarie styrelsemöten per år. Vid varje styrelsemöte adresseras följande ärenden:

- Genomgång av protokoll från tidigare möte
- Verkställande direktörens rapporter beträffande:
 - i. Bolagets ställning
 - ii. Prospekt
 - iii. Ekonomisk rapport
 - iv. Finansiell rapport
- Rapport från de olika styrelsekommittéerna
- Affärsrelaterade ärenden
- Övriga frågor av betydelse för Bolaget

Styrelsen hade 9 möten under 2004 inklusive det konstituerande.

Ersättningskommitté

Medlemmar: William A. Rand (Ordförande), Lukas H. Lundin, Kai Hietarinta och Magnus Unger

Ersättningskommittén har till uppgift att fatta beslut beträffande ledande befattningshavares ersättningar. Kommitténs riktlinjer när det gäller att besluta om ersättning till ledande befattningshavare är att erbjuda ett "ersättningspaket" som är marknadsmässigt och motiverande för att attrahera och bibehålla kvalificerade medarbetare och uppmuntra och motivera till resultat.

Finanskommitté

Medlemmar: Adolf H. Lundin (Ordförande), Lukas H. Lundin och William A. Rand

Finanskommittén har till uppgift att förse ledningen med strategisk inriktning för Bolaget. Finanskommittén skall motta information om Bolagets resultat, framtidsplaner och finansiella behov. Om nödvändigt skall kommittén kunna ge rekommendationer till styrelsen beträffande förändringar i Bolagets strategi för att försäkra att Bolaget är konkurrenskraftigt och i enlighet med Lundin Petroleums övergripande mål.

Revisionskommitté

Medlemmar: William A. Rand (Ordförande), Lukas H. Lundin och Magnus Unger

Revisionskommittén har till uppgift att på uppdrag av styrelsen granska Bolagets kvartalsrapporter (Q1 och Q3), granska och ge rekommendationer till styrelsen med anledning av halvårs- och årsbokslut, granska revisionsarvoden, försäkra underhåll av och överensstämmelse med Bolagets interna kontrollsystem och ha kontakt med koncernens externa revisorer som del av den årliga revisionsprocessen.

Ägarstyrning och nomineringskommitté

Medlemmar: Ian H Lundin (Ordförande), Magnus Unger, Kai Hietarinta

Kommittén för ägarstyrningsfrågor och nomineringar har till uppgift att se till att styrelsen följer sina egna principer gällande ägarstyrningsfrågor och att identifiera kvalificerade kandidater till styrelsen. Kommittén är speciellt ansvarig för granskning av styrelsens arbete och varje styrelsemedlem. Om nödvändigt skall kommittén ge rekommendationer till styrelsen med hänsyn till styrelsens sammansättning för att försäkra att styrelsen fortsätter att utföra sitt uppdrag som krävs för att bolaget skall förbli kurant, konkurrenskraftigt och konsistentenligt bolagets övergripande mål.

Aktieinformation

Lundin Petroleums aktie

Lundin Petroleums aktie är noterad på Stockholmsbörsens O-lista, Attract 40.

Aktiekapitalet uppgick per den 31 december 2004 till 2 535 207,66 fördelat på 253 520 766 aktier till ett nominellt värde av 0,01 SEK och en röst per aktie. Alla utestående aktier är stamaktier och ger samma rätt till Lundin Petroleums tillgångar och vinst. En börspost består av 200 aktier. Ytterligare 227 600 aktier har ställts ut men var inte registrerade per den 31 december 2004.

Incitamentsprogram

Lundin Petroleum har ett incitamentsprogram för anställda där optioner ställs ut till anställda efter bolagsstämmans godkännande. Optionerna ställs ut till 110 procent av den genomsnittliga aktiekursen beräknat på de tio efter bolagsstämman efterföljande dagarna. Optionerna ställs ut för en period om tre år och kan inte utnyttjas under det första året. Under förutsättning att samtliga utestående optioner utnyttjas får Lundin Petroleum en summa om 126,9 MSEK och antalet aktier kommer att spådas ut med 2 procent.

	2002 program	2003 program	2004 program
Antal optioner initialt utställda	3 250 000	3 400 000	2 250 000
Teckningskurs, SEK	4,50*	10,10*	45,80
Inlösen från och med	31 maj 2003	31 maj 2004	31 maj 2005
Utestående optioner per den 31 december 2004	791 900	2 272 900	2 185 000

* Optionerna för 2002 och 2003 har ställts ut till den genomsnittliga aktiekursen för Lundin Petroleum aktien för de tio dagarna efter bolagsstämman.

Likviditet

Hög likviditet är viktigt för att attrahera stora investerare till Lundin Petroleum aktien. Under året har ett genomsnitt om 924 692 aktier till ett värde om 36 076 177 SEK omsatts dagligen vid Stockholmsbörsen.

Lundin Petroleums aktiekurs och Brentpriset på olja kan dagligen följas på www.lundin-petroleum.com.

Utdelningspolicy

Den primära målsättningen är att öka värdet för aktieägare, anställda och samhället genom att driva en lönsam verksamhet med tillväxt. Det ökade värdet kommer att uttryckas dels som utdelning och dels som en långsiktig stigande aktiekurs. Detta kommer att åstadkommas genom ökade olje- och gas reserver och utbyggnad av fyndigheter för att nå en ökning i produktion, kassaflöde och resultat.

Kortfakta 2004

Stockholmsbörsen	Attract 40
Antal utställda aktier 31 dec 2004	253 748 366
Årshögsta/ årslägst	49,40/28,50
Börsvärde 31 dec 2004	9,7 miljarder SEK
Ticker, Reuters	LUPE.st
Bloomberg	LUPE SS

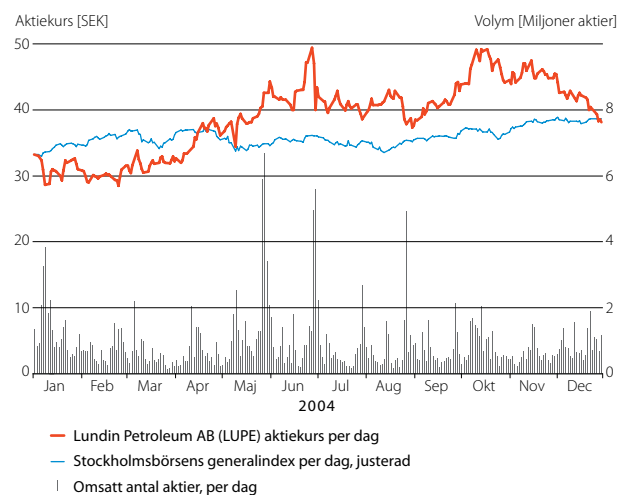
Storleken på eventuell utdelning avgörs av Bolagets finansiella ställning och möjligheterna till tillväxt genom lönsamma investeringar.

Utdelning kommer att betalas när Bolagets kassaflöde och vinst från de olika verksamheterna medger en långsiktig finansiell uthållighet och flexibilitet.

Aktieägarnas totala avkastning förväntas över tiden till största delen hänföras till en stigande aktiekurs snarare än från erhållna utdelningar.

Till följd av Bolagets verksamhet medför utdelningspolicyen att finansieringen av pågående projekt och behov av att tillgodose Bolagets omedelbara kapitalbehov prioriteras.

Lundin Petroleum har betydande kapitalbehov, särskilt i Storbritannien, Norge och Tunisien för de kommande åren och det är därför icke troligt att utdelning kommer att betalas under den perioden.



Aktiekapitalets utveckling

Sedan bildandet av bolaget i maj 2001 fram till och med den 31 december 2004 har moderbolagets aktiekapital utvecklats enligt nedanstående tabell:

	Månad och år	Nominellt belopp (SEK)	Förändring av antalet aktier	Totalt antal aktier	Totalt aktiekapital (SEK)	Tecknings- kurs (SEK)
Bolagets bildande	maj 2001	100,00	1 000	1 000	100 000,00	100,00
Split 10 000:1	juni 2001	0,01	9 999 000	10 000 000	100 000,00	–
Nyemission	juni 2001	0,01	92 861 283	102 861 283	1 028 612,83	0,01
Nyemission	juli 2001	0,01	3 342 501	106 203 784	1 062 037,84	0,01
Nyemission	november 2001	0,01	106 203 784	212 407 568	2 124 075,68	3,00
Optionsrätter	juni 2002	0,01	35 609 748	248 017 316	2 480 173,16	4,50
Teckningsoptioner	2002	0,01	667 700	248 685 016	2 486 850,16	3,37
Teckningsoptioner	2003	0,01	2 075 850	250 760 866	2 507 608,66	3,37
Teckningsoptioner	2003	0,01	764 600	251 525 466	2 515 254,66	4,50
Teckningsoptioner	2004	0,01	247 300	251 772 766	2 517 727,66	3,37
Teckningsoptioner	2004	0,01	848 500	252 621 266	2 526 212,66	4,50
Teckningsoptioner	2004	0,01	1 127 100	253 748 366	2 537 483,66	10,10
Summa			253 748 366	253 748 366	2 537 484,66	

Aktieägarstruktur

De 15 största aktieägarna baserat på uppgifter från VPC per den 31 mars 2005.

Aktieägare per den 31 mars 2005	Antal aktier	Andel av aktie- kapital/röster,%
Lorito Holdings Ltd.	71 435 168	28,1
Landor Participations Inc	15 407 456	6,1
Mourgue d'Algue et Cie	7 501 400	2,9
Handelsbankens fonder	4 030 373	1,6
Roburs fonder	3 925 176	1,5
JP Morgan Chase Bank	3 438 912	1,4
State Street Bank	2 628 286	1,0
Bertil Gylling	2 345 000	0,9
SEB Trygg Liv	2 036 000	0,8
Första AP-fonden	1 963 400	0,8
Nordea fonder	1 875 250	0,7
Natexis Banques Populaires	1 788 412	0,7
Andra AP-fonden	1 506 000	0,6
Pictet & Cie	1 619 761	0,6
Skandia	1 400 585	0,6
Övriga aktieägare	131 715 087	51,7
Summa	254 616 266	100,0

Fördelning av aktieinnehav

Lundin Petroleums aktieägare var per den 31 mars 2005 fördelade enligt nedanstående tabell baserade på uppgifter från VPC.

Storleksklasser per den 31 mars 2005	Antal aktieägare	Andel av antal aktier,%
1–500	19 631	1,4
501–1 000	5 285	1,8
1 001–10 000	6 998	8,6
10 001–50 000	828	7,0
50 001–100 000	120	3,3
100 001–	148	77,95
Summa	33 011	100,0

Analytiker som följer Lundin Petroleum

Mäklare	Analytiker
ABG Sundal Collier	Oystein Oyehaug oystein.oyehaug@abgsc.no
Enskilda Securities	Julian Beer julian.beer@enskilda.se
Swedbank Markets	Alexander Vilval alexander.vilval@swedbank.com
Öhman Fondkommission	Johan Gahm johan.gahm@ohman.se

Nyckeltal

Räkenskapsår per den 31 december	2004	2003
Räntabilitet på eget kapital, % ¹	29	67
Räntabilitet på sysselsatt kapital, % ²	31	50
Skuldsättningsgrad, % ³	44	–
Soliditet, % ⁴	41	69
Andel riskbärande kapital, % ⁵	61	78
Räntetäckningsgrad, % ⁶	1 742	1 559
Operativt kassaflöde/räntekostnader, ggr ⁷	2 831	1 011
Direktavkastning ⁸	–	–
Synligt eget kapital SEK per aktie ⁹	9,49	7,38
Operativt kassaflöde SEK per aktie ¹⁰	5,92	2,52
Kassaflöde från årets verksamhet SEK per aktie ¹¹	4,63	0,98
Resultat SEK per aktie ¹²	2,45	3,73
Resultat SEK per aktie efter full utspädning ¹³	2,43	3,71
Utdelning per aktie	–	–
Börskurs vid räkenskapsårets utgång (avser moderbolaget), SEK	38,20	34,30
Antal aktier vid årets slut	253 748 366	251 525 466
Vägt genomsnittligt antal aktier för året ¹⁴	252 727 926	249 401 389
Vägt genomsnittligt antal aktier för året efter full utspädning ¹⁴	255 134 255	251 041 951

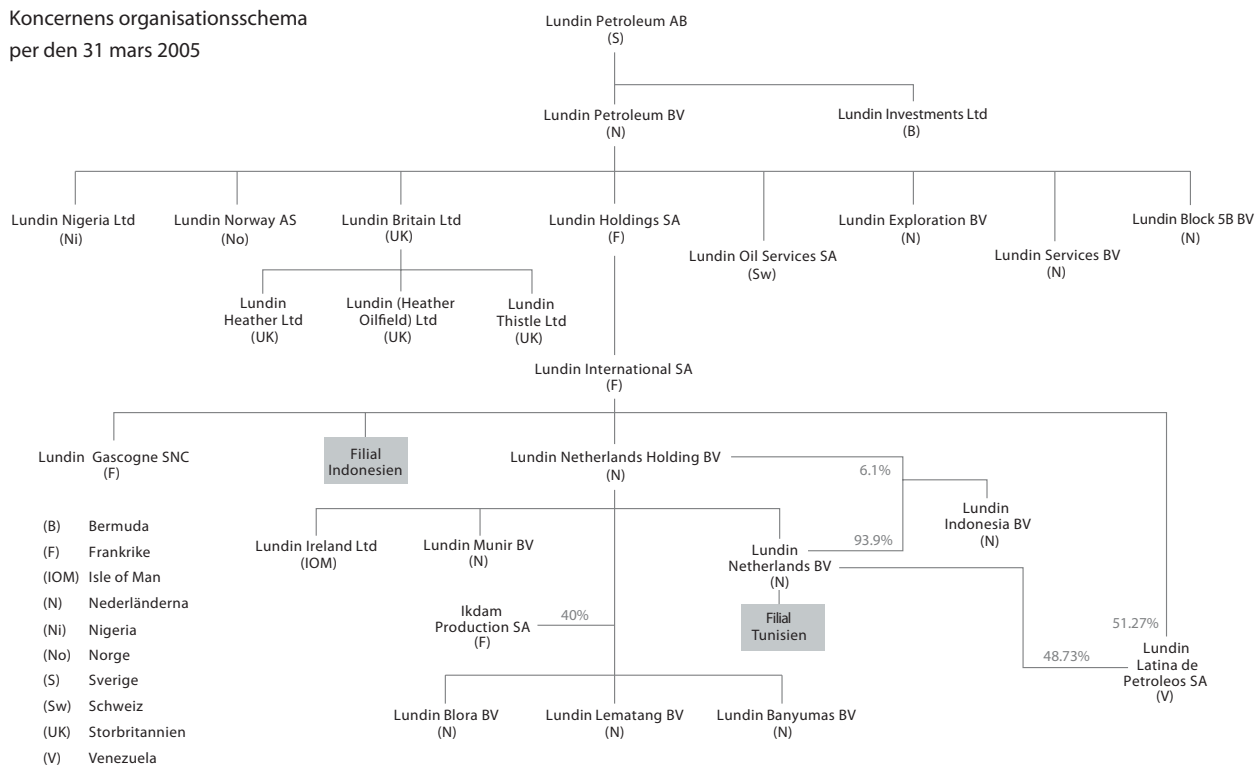
Nyckeltalsdefinitioner

- 1 Räntabilitet på eget kapital definieras som koncernens resultat för perioden dividerat med genomsnittligt eget kapital.
- 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 med avdrag för icke räntebärande skulder).
- 3 Skuldsättningsgrad definieras som koncernens räntebärande skulder 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 efter finansnetto 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 året.
- 8 Direktavkastning definieras som utdelning i procent av börskurs vid räkenskapsårets utgång.
- 9 Synligt eget kapital SEK per aktie definieras som koncernens redovisade egna kapital dividerat med antalet aktier vid årets slut.
- 10 Operativt kassaflöde SEK per aktie definieras som koncernens intäkter minus produktionskostnader och faktiska skatter dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.
- 11 Kassaflöde från årets verksamhet SEK per aktie definieras som kassaflöde från årets verksamhet enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.
- 12 Resultat SEK per aktie definieras som koncernens resultat dividerat med vägt genomsnittligt antalet aktier för året.
- 13 Resultat SEK per aktie efter full utspädning definieras som koncernens resultat dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier efter beaktande av utspädningseffekten av utestående antal teckningsoptioner.
- 14 Vägt genomsnittligt antal aktier definieras som antal aktier vid årets början med tidsvägning för nyemitterade aktier.

Förvaltningsberättelse

LUNDIN PETROLEUM AB (PUBL) REG NO. 556610-8055 (BELOPP I TSEK OM EJ ANNAT ANGES)

Koncernens organisationsschema per den 31 mars 2005



Not: Koncernens organisationsschema visar endast betydande dotterbolag

Styrelsen och verkställande direktören i Lundin Petroleum AB avger härmed årsredovisning för 2004-01-01 – 2004-12-31.

BOLAGETS BILDANDE

Lundin Petroleum AB bildades som ett resultat av Talisman Energy Inc:s förvärv av Lundin Oil AB för cirka 4 miljarder SEK under 2001. Aktieägarna erhöll 36,50 SEK samt en aktie i Lundin Petroleum för varje aktie i Lundin Oil AB.

Den 6 september 2001 började aktierna i Lundin Petroleum AB att handlas på Nya Marknaden vid Stockholmsbörsen. Den 2 oktober 2003 noterades Lundin Petroleum på Stockholmsbörsens O-lista. 1 juli 2004 flyttades Lundin Petroleum över till Attract 40-listan.

Den 19 september 2002 genomförde Lundin Petroleum förvärvet av 95,3 procent av de utestående aktierna i Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) från BNP Paribas. Den 13 januari 2003 genomförde Lundin Petroleum förvärvet av 75,8% av OER oil AS. OER oil AS förvärvade därefter delar av två producerande fält offshore

Norge och 100% av OER Energy AS (tidigare Aker Energy AS). Den 23 november 2004 sålde Lundin Petroleum sitt aktieinnehav i OER oil AS till Endeavour International.

Den 13 februari 2004 slutfördes förvärvet av DNO ASAs olje- och gastillgångar i Storbritannien och Irland. Den 17 juni 2004 slutfördes förvärvet av vissa av DNO ASAs norska tillgångar.

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum's huvudsakliga verksamhet är prospektering efter, utbyggnad av samt produktion av olja och naturgas.

I enlighet med Lundin Petroleum's formulerade målsättning om att öka reserverna genom förvärv och prospektering, förvärvades producerande tillgångar under 2002 genom köpet av Lundin International SA (tidigare Coparex International SA). Ytterligare reserver förvärvades under 2003 genom köpet av OER Oil AS. Under 2004 förvärvade Lundin Petroleum reserver genom köpet av DNO ASA:s tillgångar i Storbritannien och Irland samt en stor del av dess norska tillgångar. Lundin Petroleum innehar nu en portfölj av producerande olje- och

Förvaltningsberättelse

gastillgångar i ett antal länder samt exponering mot ytterligare prospekteringsmöjligheter.

PRODUKTION OCH UTBYGGNAD

Storbritannien

Förvärvet av DNO:s tillgångar i Storbritannien slutfördes den 13 februari 2004.

Utbyggnaden av Broomfältet (licensandel (l.a.) 55%) möjliggjorde produktionsstart i augusti 2004. De tre produktionsborrningarna och två vatteninjiceringsborrningarna har nu med framgång genomförts. Den andra vatteninjiceringsborrningen stötte oväntat på en oljebärande, istället för en vattenbärande zon. Broomfältet förväntas producera över 25 000 fat oljeekvivalenter per dag under 2005.

North Terracefältet, som är en outbyggd satellit till Broomfältet, kommer att sättas i produktion under 2005 med genomförande av den första produktionsborrningen. Det är troligt att en fjärde produktionsborrning kommer att borrar på Broomfältet under året. Förväntningarna är att dessa borrningar kommer att genomföras under andra och tredje kvartalet 2005 och kommer att ha en positiv inverkan på den övergripande produktionen under andra halvåret 2005. Arbetet pågår med att justera produktionsanläggningen på Heatherplattformen så att produktionskapaciteten kan överstiga 30 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Produktion från Heather- (l.a. 100%) och Thistlefälten (l.a. 99%) har legat under förväntad produktion under 2004. Produktionen från Heatherfältet påverkades negativt av avstängningar för att genomföra nödvändiga anpassningar som del av Broomfältets utbyggnad. Det pågående så kallade "workover"-programmet på Thistlefältet har dock haft en mycket positiv inverkan på produktionen i slutet av 2004 som ett resultat av en betydande ökning av vatteninjiceringskapaciteten.

Broomfältets partners betalar en processtariff till Heatherfältet som förväntas bidra till en långsiktig och lönsam framtid för Heatherfältet.

Norge

Lundin Petroleum har rekryterat en grupp erfarna tekniker till det nya Oslokontoret för att driva de av DNO förvärvade tillgångarna och se till att verksamheten i Norge växer organiskt.

Under fjärde kvartalet 2004 tilldelades Lundin Petroleum licensandelar i tre nya prospekteringslicenser på den norska kontinentalsockeln. Ytterligare en licensandel förvärvades av ExxonMobile. Lundin Petroleum kommer att arbeta proaktivt med dessa licensandelar med målsättningen att genomföra ett borrprogram under 2006.

Lundin Petroleum har under 2004 fått utbyggnadsplanen godkänd för Alheimprojektet beläget i PL203 (l.a. 15%). Det 180 miljoner boe stora utbyggnadsprojektet löper enligt plan och förväntas påbörja produk-

tion om 85 000 fat oljeekvivalenter per dag, brutto, i början av 2007. Som ett resultat av tekniska utvärderingar av seismik från Alvheim är Lundin Petroleum övertygad om att det finns ytterligare potential i närheten av de aktuella reserverna i Alvheim och en borrning på strukturen East Kamelion under 2005 kommer att testa en del av den potentialen. Alvheimprojektet kommer att processa kolväten från den närliggande Vilje-fyndigheten, vilken kommer att bidra till ytterligare intäkter för Alvheims partners.

Prospekteringsborrningen PL150 i Hamsun (l.a. 35%) som borrades under 2004 är en betydande fyndighet. Fyndigheten ligger söder om Alvheim och trots att utbyggnadsplanen fortfarande inte är klar är det troligt att fyndet kommer att kopplas till Alvheim.

Produktionen från Jotunfältet (l.a. 7%) offshore Norge påverkades negativt under det fjärde kvartalet av en incident på en pipeline vilket resulterade i lägre produktion än förväntat.

Lundin Petroleum hade ett 75%igt aktieinnehav i det norska oljebolaget OER oil AS. Efter förvärvet av DNO:s norska tillgångar och öppnandet av ett nytt kontor i Norge slutförde Lundin Petroleum en strategisk genomgång för att förenkla organisationsstrukturen i Norge. Som ett resultat av detta beslöt Lundin Petroleum att sälja sitt 75%iga aktieinnehav i OER oil AS till Endeavour International, ett oberoende amerikanskt oljebolag, kontant för 172,5 MNOK. Lundin Petroleum fick också återbetalt 30 MNOK i lån till koncernbolag samt befriades från garantier ställda till staten samt övriga bankgarantier. Affären slutfördes under fjärde kvartalet 2004.

Frankrike

Produktionen från Paris Basin var över förväntningarna under 2004. Arbetet med de mogna fälten fortsätter för att maximera produktionen. Vidare har den andra fasen av utbyggnaden vid Merisiersfältet (l.a. 100%) avslutats och ger ökad produktion. Utbyggnaden inkluderar borrningen av två nya horisontella hål och kommer att ge ökad produktion om ca 700 fat per dag.

Resultaten från utbyggnadsborrningar i Aquitaine Basin har varit en besvikelse vilket resulterat i att produktionen låg betydligt under förväntan 2004. Prospekteringsborrningen Mimosa i Aquitaine Basin (l.a. 50%) påvisade en fyndighet. Begränsad produktion startar i början av 2005 då oljan först kommer att transporteras med tankbil till exportanläggningar och sedan följas av en fullständig utbyggnad med pipeline kopplad till existerande pipelinenätverk.

En ny prospekteringslicens (Nemours Licensen, l.a. 33,3%) har tilldelats Lundin Petroleum, operatör, och förväntas borrar under 2005.

Indonesien

Banyumas (Java): Prospekteringsborrningen Jati-1 kommer att genomföras under tredje kvartalet 2005 på Banyumas. Under 2004 har ett avtal träffats med Star Energy, Lundin Petroleum och Conoco-Philips. Enligt avtalet förvärvar Star Energy en 25%ig andel från både Lundin Petroleum och ConocoPhilips, i gengäld kommer Star Energy att betala hela Jati-1 prospekteringsborrning. Lundin Petroleum behåller en 25%ig licensandel i Banyumas. Borrningen Jati-1 kommer att testa en stor struktur i en relativt oprospekterad bassäng, onshore Java.

Blora (Java): Prospekteringsborrningen Padi-1 som borrades under tredje kvartalet 2004 har pluggats igen och lämnats efter att icke kommersiella kvantiteter av kolväten påträffades. Innan borrningen slutförde Lundin Petroleum ett avtal med KUFPEC vilka förvärvade en licensandel om 40 procent i koncessionen och finansierade en del av Lundin Petroleums borrkostnader.

Lematang (Södra Sumatra): Prospekteringsborrningen Banteng har pluggats igen och lämnats som ett torrt håll.

Utbyggnad för Singagasfältet med reserver om cirka 300 bcf beräknas komma igång under 2005.

Salawati Island & Basin (Papua): Produktionen från Salawati var något under förväntan för 2004. Till följd av avslutad insamling av 3D-seismik har ett pågående prospekterings- och utbyggnadsborrningsprogram genomförts under 2004 vilket har resulterat i ett flertal fyndigheter. Detta borprogram kommer att fortsätta under 2005 inklusive utbyggnaden av TBA-fältet offshore som förväntas ha en positiv påverkan på produktionen från Salawati.

Nederländerna

Gasproduktionen i Nederländerna var över förväntan under 2004. Utbyggnadsborrningen vid Zuidwalfältet avslutades under fjärde kvartalet med negativa resultat.

Prospekteringsborrningen Luttelgeest-1, onshore i blocket Lemmer Markness (i.a. 10%) som siktar på en stor gasstruktur har nått uppskattat borrhjup och har tillfälligt avbrutits. Borrningen kommer att testas i mitten av 2005 när särskild utrustning finns tillgänglig.

Tunisien

Produktionen från Isisfältet (i.a. 40%) låg något under förväntan för 2004. Arbetet med att minska justera produktionsanläggningen på Isisfältet slutfördes under andra halvåret av 2004 och har en positiv påverkan på produktionen.

Arbetet med utbyggnaden av Oudnafältet (i.a. 50%), offshore Tunisien vilket innefattar förflyttningen av IKDAM FPSO (flytande-, produktions-, lagrings- och avlastningsfartyg) (Lundin Petroleum kommersiell

andel 50%) från Isisfältet till Oudna avancerar. Den tunisiska staten godkände Oudnafältets utbyggnadsplan under 2004 och de kommersiella överenskommelserna med det statliga bolaget ETAP beträffande förflyttningen är i stort sett slutförda. En produktionsborrning samt injektionsborrning på Oudna är planerad till 2005 innan förflyttningen av FPSOn. Tidpunkten för testet är beroende av tillgången av riggar.

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

Venezuela

Produktion från Colónblocket låg under förväntningarna under 2004 på grund av förseningar med ytterligare utbyggnadsborrningar i La Palmafältet. Utbyggnadsborrningar på La Palmafältet pågår och har en positiv inverkan på produktionsnivåerna.

Planerna för prospekteringsborrning i Colónblocket, där det är stor potential, har fördröjts på grund av administrativa förseningar.

Lundin Petroleums skiljedomsfall mot en partner i Colónblocket avseende licensandelen i Colónblocket har nu avslutats. Som ett resultat kommer Lundin Petroleums licensandel att kvarstå med 12,5%.

Irland

Lundin Petroleum avtalade 2004 om att sälja licensandelen om 12.5% i Seven Heads Gas projektet plus andra irländska licensandelar till Island Oil & Gas plc kontant om 4 miljoner aktier i Island Oil & Gas motsvarande ett marknadsvärde om cirka 3 miljoner GBP. Slutförande av affären förväntas ske under första halvåret 2005.

I början av 2005 förvärvade Lundin Petroleum en ny prospekteringslicens i Donegal Basin (i.a. 30%). På grund av tillgången av borrhjup är planen att Inishbeg, en stor gasstruktur som skulle ha borrats under 2005, nu kommer att borrar under 2006.

PROSPEKTERING

Nigeria

I januari 2005 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva en andel om 22,5 procent i OML 113, offshore Nigeria med olje- och gasfyndigheten Aje. En utvärderingsborrning kommer att genomföras på Ajestrukturen och har potential att bekräfta betydande volym av ytterligare olje- och gasreserver som har identifierats genom nyligen omprocessad seismik.

Sudan

Ett omfattande fredsavtal har undertecknats i Sudan den 9 januari 2005 mellan sudanesiska staten och Sudan People Liberation Movement / Army (SPLM/A). Även om det ännu inte bedrivs någon verksamhet i Block 5B (i.a. 24,5%), är vi övertygade om att undertecknandet av fredsavtalet kommer att tillåta verksamheten att återupptas

Förvaltningsberättelse

inom en snar framtid med målsättning att testa det stora antalet stora strukturer belägna i Block 5A.

Albanien

Lundin Petroleum undertecknade ett nytt produktionsdelningskontrakt för Durresiblocket (i.a. 50%) offshore Albanien. Insamling av seismik är planerad under 2005 och kommer att följas av ett prospekteringsborrningsprogram under 2006.

Iran

Båda prospekteringsborrningarna i Munirblocket misslyckades. Ingen ytterligare verksamhet är planerad i blocket vid detta tillfälle.

Framtidsutsikter

Bolaget utforskar ständigt nya möjligheter med syfte att ytterligare utöka sin olje- och gasportfölj, framför allt beträffande förvärv av producerande tillgångar. Bolagets kärnfokus kommer dock att förbli tillväxt i produktion och reserver genom prospektering.

MILJÖ

Lundin Petroleum och dess samarbetspartners bedriver all internationell prospekterings- och produktionsverksamhet i enlighet med tillämpliga miljökrav och miljöprogram. Koncernen har ingen miljöpliktig verksamhet i Sverige.

UPPFÖRANDEKOD

Lundin Petroleum har, genom sin uppförandekod, ålagt sig att uppföra sig som en ansvarsfull medborgare. Detta betyder att bolaget förbinder sig att integrera etiska hänsynstaganden i sina kommersiella strävanden och att bli bedömd utifrån detta.

REDOGÖRELSE FÖR STYRELSEARBETET

Styrelsen i Lundin Petroleum består av åtta medlemmar som valts av bolagsstämman. Inga suppleanter har utsetts. Inga av styrelsens ledamöter är valda från arbetstagarorganisationer. Koncernchefen ingår i styrelsen. Under året hölls nio ordinarie möten inklusive det konstituerande styrelsemötet.

Styrelsen har antagit en arbetsordning för sitt interna arbete som bland annat innehåller regler gällande antal styrelsemöten, ärenden som skall behandlas på ordinarie styrelsemöten, styrelseordförandens åligganden, instruktion om hur och när information som erfordras för bedömning av bolagets och koncernens ekonomiska ställning skall rapporteras till styrelsen samt arbetsfördelningen mellan styrelsen och verkställande direktören. Styrelsen har satt upp tre kommittéer som skall fokusera på olika delar av bolagets aktiviteter och en som skall granska styrelsens eget arbete. En ersättningskommitté som skall se över och godkänna nivåer för ledningens ersättningar, en finanskommitté som skall se över och godkänna årliga kostnadsbudgetar samt godkänna nya kreditfaciliteter, en revisionskommitté som skall se över och godkänna finansiella rapporter innan de presenteras

för hela styrelsen samt upprätthålla kontakt med koncernens externa revisorer som del av den årliga revisionen samt en kommitté för ägarstyrningsfrågor och nomineringar som har till uppgift att se till att styrelsen följer dess egna principer gällande ägarstyrningsfrågor.

Under året har styrelsen löpande kontrollerat bolagets och koncernens ekonomiska och finansiella ställning. Styrelsen har vidare fortlöpande behandlat frågor om förvärv och avyttringar, finansiering, emissioner av optioner till aktieägare och personal, granskning och antagande av budgeten samt frågor relaterade till årsredovisningen och delårsrapporterna. Revisionskommittén har träffat koncernens revisorer som en del av den årliga revisionen.

FÖRÄNDRINGAR I LEDNING OCH STYRELSE

På bolagsstämman den 19 maj 2004 omvaldes alla ledamöter.

Per den 1 januari 2004 utnämndes Jeffrey Fountain till bolagsjurist. I mars 2004 anställdes Marco Zanella och utsågs till direktör, Exploration and New Ventures. I december 2004 utnämndes Chris Bruijnzeels till Direktör Reservoir and Production. Marco Zanella lämnade företaget i januari 2005. Andrew Harber lämnade posten som Direktör Corporate Services i mars 2005 då denna funktion omfördelades mellan andra tjänster.

ÅRSREDOVISNING

Resultatet för Lundin Petroleum AB koncernen (Lundin Petroleum eller koncernen) presenteras för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2004. Lundin Petroleum slutförde förvärvet av Lundin Britain Ltd (tidigare DNO Britain Ltd) och Lundin Ireland 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 för räkenskapsåret 2004 från och med dagen för förvärvet. Försäljningen av det 75%igt delägda norska dotterbolaget OER oil AS slutfördes den 23 november 2004. Dess resultat är inkluderat fram till detta datum.

RÖRELSENS RESULTAT

(Belopp hänförliga till jämförelseperioden visas inom parentes efter beloppen för innevarande period.)

Koncernen

Lundin Petroleum rapporterar en vinst för räkenskapsåret 2004 om 620,2 MSEK (930,2 MSEK). Operativt kassaflöde för räkenskapsåret 2004 uppgick till 1 502,8 MSEK (634,6 MSEK).

Försäljning av olja och gas för räkenskapsåret 2004 uppgick till 2 381,6 MSEK (1 082,1 MSEK). Produktionen för året uppgick till 9 755 455 (5 790 546) fat oljeekvivalenter (boe), vilket motsvarar 28 921 (16 062) boe per dag (boepd). Genomsnittspriset per boe för räkenskapsåret 2004 uppgick till 37,67 USD (27,35 USD).

Försäljning för räkenskapsåret 2004 omfattar nedanstående:

Försäljning Genomsnittspris per fat i USD	1 jan 2004 – 31 dec 2004 12 mån	1 jan 2003 – 31 dec 2003 12 mån
Storbritannien		
- Kvantitet i boe	3 674 000	–
- Genomsnittspris per boe	41,75	–
Frankrike		
- Kvantitet i boe	1 563 576	1 436 709
- Genomsnittspris per boe	36,90	27,71
Norge		
- Kvantitet i boe	870 746	690 466
- Genomsnittspris per boe	37,92	28,69
Nederländerna		
- Kvantitet i boe	948 548	864 687
- Genomsnittspris per boe	25,43	24,87
Indonesien		
- Kvantitet i boe	579 522	727 139
- Genomsnittspris per boe	34,79	27,57
Tunisien		
- Kvantitet i boe	677 923	723 976
- Genomsnittspris per boe	38,65	28,12
Irland		
- Kvantitet i boe	121 371	–
- Genomsnittspris per boe	26,24	–
Totalt		
- Kvantitet i boe	8 435 686	4 442 977
- Genomsnittspris per boe	37,67	27,35

Intäkter från Venezuela är inte inkluderade i tabellen ovan då intäkterna därifrån erhålls i form av serviceintäkter. För räkenskapsåret 2004 erhöll Lundin Petroleum 114,8 MSEK (102,2 MSEK) för de 837 648 boe (869 430 boe) som levererades. En annan del av intäkterna utgörs av ränta på icke återvunna kapitalkostnader vilka under året uppgick till 3,4 MSEK (3,7 MSEK), dessa är inkluderade i posten ränteintäkter.

Lundin Petroleum terminssäkrade 2 000 fat olja per dag (bopd) för 2004 vilket innebar att man skulle erhålla ett pris på 18,00 USD per fat om Dated Brent föll under 18,00 USD per fat och vidare erhålla 25,15 USD per fat om Dated Brent översteg 25,15 USD. Om oljepriset låg mellan dessa nivåer erhöles marknadspris. För perioden 1 mars 2004 till 31 december 2004 terminssäkrade concernen ytterligare 3 000 fat olja per dag till ett fast pris om 29,20 per fat Dated Brent. Genomsnittspriset för Dated Brent för räkenskapsåret 2004 uppgick till 38,27 USD (28,95 USD) vilket resulterat i en negativ effekt efter skatt om 97,1 (20,1) MSEK vid stängning av oljeprishedgen.

Övriga rörelseintäkter för räkenskapsåret 2004 uppgick till 124,3 MSEK (38,4 MSEK). I detta belopp ingår tariffintäkter från Storbritannien, Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Tariffintäkter har ökat under året till följd av Broomfältets produktionstart. Tariffintäkter från Broom uppgår under 2004 till 51,4 MSEK och representerar de 45% av Broomtarifferna som betalats av partners. För räkenskapsåret 2004 ingår också ett

belopp om 12,4 MSEK relaterat till en försäkringsersättning för den franska rörelsen angående en tvist från 1999 som nu avgjorts, samt den del av rörelsekostnaderna som betalas till Lundin Petroleum av partners.

Produktion för räkenskapsåret 2004 omfattar nedanstående:

Produktion	1 jan 2004 – 31 dec 2004 12 mån	1 jan 2003 – 31 dec 2003 12 mån
Storbritannien		
- Kvantitet i boe	3 973 761	–
- Kvantitet i boepd	12 341	–
Frankrike		
- Kvantitet i boe	1 561 409	1 517 749
- Kvantitet i boepd	4 266	4 158
Norge		
- Kvantitet i boe	898 519	778 012
- Kvantitet i boepd	3 189	2 329
Nederländerna		
- Kvantitet i boe	948 548	871 994
- Kvantitet i boepd	2 592	2 389
Venezuela		
- Kvantitet i boe	827 492	869 430
- Kvantitet i boepd	2 261	2 382
Indonesien		
- Kvantitet i boe	840 167	902 338
- Kvantitet i boepd	2 296	2 472
Tunisien		
- Kvantitet i boe	574 042	851 023
- Kvantitet i boepd	1 568	2 332
Irland		
- Kvantitet i boe	131 517	–
- Kvantitet i boepd	408	–
Totalt		
- Kvantitet i boe	9 755 455	5 790 546
- Kvantitet i boepd	28 921	16 062

Antal produktionsdagar för:

Storbritannien	322	–
Irland	322	–
DNOs norska tillgångar	197	–
Försäljning av OER	328	334

Produktionskostnader för räkenskapsåret 2004 uppgick till 1 112,1 MSEK (419,9 MSEK). Utvinningskostnader för räkenskapsåret 2004 uppgick till 910,1 MSEK (320,1 MSEK). Tariffkostnader uppgick till 118,7 MSEK (83,1 MSEK) för räkenskapsåret 2004. Royalty och produktionsskatter är direkta skatter som beräknas utifrån produktionen. Kostnaden för royalty och direkta skatter uppgick till 28,0 MSEK (26,0 MSEK) för räkenskapsåret 2004. Förändringar i lagernivåer härrör till rörelser i lager på kolväten och förbrukningsartiklar. Förändringar i lagernivån medförde en ökning av produktionskostnaderna om 4,7 MSEK (-38,0 MSEK) för räkenskapsåret 2004.

Avskrivning av olje- och gastillgångarna för räkenskapsåret 2004 uppgick till 381,3 MSEK (192,0 MSEK). Kostnaden för avskrivningar har ökat på grund av att avskrivningar för fälten i Storbritannien ingår med 175,7 MSEK i och med att Broomfältet påbörjade produktion.

Förvaltningsberättelse

Produktionskostnader i USD för räkenskapsåret 2004 omfattas av nedanstående:

Produktionskostnader och avskrivningar i TUSD	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Utvinningskostnader	124 006	39 309
Tariff- och transportkostnader	16 173	10 276
Royalty och direkta skatter	3 821	3 511
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	7 525	-1 143
Totala produktionskostnader	151 525	51 953
Avskrivningar	51 946	23 755
Totalt	203 471	75 708

Kostnader i USD per boe	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 mån	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån
Utvinningskostnader	12,71	6,79
Tariff- och transportkostnader	1,66	1,77
Royalty och direkta skatter	0,39	0,61
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	0,77	-0,20
Totala produktionskostnader	15,53	8,97
Avskrivningar	5,32	4,10
Total kostnad per boe	20,85	13,07

Den 27 december 2004 offentliggjorde Lundin Petroleum resultatet av den andra av de två prospekteringsborrningarna i Iran. Då inga kommersiella mängder kolväten upptäcktes i någon av borrningarna har man beslutat skriva av de nedlagda kostnaderna i Iran. Detta eftersom sannolikheten är mycket liten att dessa kostnader skall kunna nyttjas mot någon pågående verksamhet i Iran. Kostnaden som hänförs till Iran uppgår till 132,1 MSEK och är inkluderad i nedskrivning av olje- och gastillgångar.

Per den 23 november 2004 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av det norska företaget OER oil AS för 189,9 MSEK vilket innebar en redovisad vinst om 98,2 MSEK. I juni 2003 sålde Lundin Petroleum sin andel i Sudan Block 5A till Petronas Carigali Overseas Sdn Bhd för 1 184 MSEK vilket innebar en vinst om 720,1 MSEK efter avdrag för valutakursförluster om 100,4 MSEK. Valutakursförlusten härrör från omvärderingen till SEK av de lån i USD till det dotterbolag där tillgången Sudan Block 5A hölls för att finansiera prospekteringskostnaderna och vilka återbetalades vid försäljningen av andelen.

Övriga intäkter för räkenskapsåret 2004 uppgick till 17,7 MSEK (7,2 MSEK). Dessa består av avgifter och kostnader som Lundin Petroleum återfått från tredje part.

Administrationskostnader för räkenskapsåret 2004 uppgick till 119,3 MSEK (148,7 MSEK). I administrationskostnaderna för 2004 ingår uppstartskostnader för Lundin Petroleums nya norska rörelse som etablerats med syfte att hantera de förvärvade tillgångarna samt ytterligare utveckla den norska rörelsen. Inkluderat i administrationskostnaderna för tolv månadersperioden 2003 finns omstruktureringskostnader om 12,1 MSEK specifikt relaterade till kostnader i samband med förvärvet av Coparex. Dessa kostnader inkluderar personal och kostnader för kontoret i Paris fram till stängningen i juni 2003 samt vissa kostnader hänförliga till omstruktureringen av koncernen.

Finansnetto för räkenskapsåret 2004 uppgick till -1,5 MSEK (-50,5 MSEK). Ränteintäkter för räkenskapsåret 2004 uppgick till 11,5 MSEK (11,4 MSEK). Ränteintäkterna består främst av ränta på lån till ej konsoliderad del av intresseföretag som uppgick till 2,6 MSEK (2,8 MSEK) samt den del av serviceintäkterna från Venezuela som räknas som ränteintäkt om 3,4 MSEK (3,8 MSEK). Räntekostnader för räkenskapsåret 2004 uppgick till 38,9 MSEK (25,6 MSEK). Resultat effekter av ränteswapavtalet uppgick för räkenskapsåret 2004 till 3,0 MSEK (-37,2 MSEK). Häri ingår upplösningen av reserven avseende ränteswapen för lånet som finansierade köpet av Coparex. Vid tiden för förvärvet tecknade Lundin Petroleum ett 4-årigt ränteswapavtal för att säkra räntenivån på detta lån. Vid återbetalningen och uppsägningen av denna kreditfacilitet under 2003, som skedde i samband med försäljningen av Sudan 5A, var det nödvändigt att värdera ränteswapen och reservera för en eventuell minskning i värde. Under 2004 har denna reserv upplösts med ett belopp om 17,2 MSEK.

Upplösning av finansieringskostnader uppgick till 7,2 MSEK (15,9 MSEK) för räkenskapsåret 2004. De periodiserade finansieringskostnaderna hänförs till kreditfaciliteten och avskrivs över lånets löptid. Under 2003 kostnadsfördes hela den uppskjutna finansieringskostnaden som en kostnad då lånet återbetalades under andra halvåret 2003.

Valutakursvinster/-förluster för räkenskapsåret 2004 uppgick till 36,1 MSEK (11,4 MSEK). Valutakursvinsterna för räkenskapsåret 2004 är främst ett resultat av omvärderingen av USD-lån till EUR och NOK som är rapporteringsvaluta i de bolag där lånen är tagna.

Skattekostnaden för räkenskapsåret 2004 uppgick till 244,5 MSEK (79,9 MSEK).

Den aktuella skatteintäkten uppgår till 46,1 MSEK (-45,7 MSEK) och består av skatteintäkt i Nederländerna om 78,9 MSEK, vilken delvis möts av skattekostnader i bland annat Frankrike, Indonesien och Venezuela. Skatteintäkten i Nederländerna utgörs av nettot av en skattekostnad i Nederländerna om 16,9 MSEK (13,6 MSEK) som delvis kompenseras av utnyttjandet av förlustavdrag om 95,8 MSEK. Dessa förlustavdrag hänförs till nedskrivningen av det irländska utbyggnadsprojektet.

Den uppskjutna skattekostnaden för räkenskapsåret 2004 uppgår till 298,5 MSEK (19,8 MSEK). Den uppskjutna skattekostnaden består till största delen av en kostnad om 147,7 MSEK i Storbritannien för utnyttjandet av förvärvade förlustavdrag i de brittiska bolagen samt avsättningar kopplade till de aktiverade kostnaderna i de brittiska fälten, en kostnad om 34,7 MSEK i Norge för utnyttjandet av förlustavdrag som förvärvades av OER oil AS 2003, samt en kostnad om 76,8 MSEK i Nederländerna för utnyttjandet av förlustavdrag relaterade till avskrivningen av investeringen i det irländska utbyggnadsprojektet.

Petroleumskatteintäkten för räkenskapsåret 2004 uppgick till 62,9 MSEK (-20,3 MSEK). Som ett resultat av skatterevisjonen i Nederländerna har koncernen fått en petroleumskatteintäkt om 17,0 MSEK som kompenserar årets kostnad för petroleumskatt om 13,6 MSEK (20,3 MSEK) vilket ger ett positivt netto om 3,4 MSEK. Thistlefältet, offshore Storbritannien, är det enda som enligt brittisk skattelagstiftning är skyldig att betala PRT-skatt (Petroleum Revenue Tax). Aktiverade kostnader på Thistlefältet, som är avdragsgilla för PRT-skatt, har under året resulterat i en PRT-skatteintäkt om 59,6 MSEK.

Den uppskjutna petroleumskattekostnaden för räkenskapsåret 2004 uppgår till 55,1 MSEK (-5,9 MSEK). Dessa kostnader, som hänförs till Thistle-fältet, har kapitaliserats och kommer att skrivas av i kommande perioder. Detta har resulterat i en uppskjuten PRT-skattekostnad om 59,1 MSEK. En upplösning av uppskjuten skatteskuld, hänförlig till Nederländerna, har skett med 4,0 MSEK (5,9 MSEK).

INVESTERINGAR OCH FINANSIELL STÄLLNING

Anläggningstillgångar

Materiella anläggningstillgångar uppgick per den 31 december 2004 till 4 378,9 MSEK (1 873,0 MSEK). Det bokförda värdet av olje- och gastillgångar per den 31 december 2004 uppgick till 4 340,9 MSEK (1 817,6 MSEK). Förvärvet av de producerande tillgångar offshore Storbritannien, Irland, Norge togs upp till ett anskaffningsvärde av 2 194,9 MSEK. Koncernen investerade 1 187,8 MSEK (285,8 MSEK) i olje- och gastillgångar under året som avslutades 31 december 2004. Investeringar i kostnadsställen med produktion uppgick under räkenskapsåret som avslutades 31 december 2004 till 1 099,2 MSEK (206,4 MSEK) och investeringar i kostnadsställen utan produktion uppgick till 88,6 MSEK (79,4 MSEK). Till följd av resultatet av de två prospekteringsborrningar som gjordes i Munirblocket i Iran har de aktiverade kostnaderna skrivits ned i sin helhet med 132,1 MSEK. En genomgång av kostnadsställen per land finns i not 9.

Bokfört värde på kontorsinventarier och övriga anläggningstillgångar uppgick till 38 MSEK (55,4 MSEK) per den 31 december 2004. Under fjärde kvartalet 2004 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av kontoret i Paris som förvärvades i samband med förvärvet av Coparex.

Finansiella anläggningstillgångar

Finansiella anläggningstillgångar uppgick per den 31 december 2004 till 481,0 MSEK (134,0 MSEK). Inkluderat i finansiella anläggningstillgångar per den 31 december 2004 är ett belopp om 35,7 MSEK (56,6 MSEK) bokfört som spärrade medel. Detta består av två belopp som skall täcka framtida arbetsåtaganden för joint venture partners i Sudan och Iran. Inkluderat i jämförelsebeloppet är ett belopp om 17,8 MSEK, motsvarande 16,5 MNOK, som skulle täcka framtida återställningskostnader offshore Norge. Detta var hänförligt till OER oil AS.

Aktier och andelar uppgående till 21,2 MSEK (21,3 MSEK) är i huvudsak hänförligt till en investering i ett företag som äger infrastruktur för gas i Nederländerna.

Uppskjutna finansieringskostnader uppgår till 21,8 MSEK (0,0 MSEK) per den 31 december 2004. De uppskjutna finansieringskostnaderna avser kostnader för bankavgifter hänförliga till krediterna och amorteras över låneperioden.

En uppskjuten skattefordran om 396,3 MSEK (48,0 MSEK) har redovisats per den 31 december 2004 avseende förlustavdrag inom koncernen. Uppskjuten skattefordran på förlustavdrag redovisas enbart när det finns en rimlig möjlighet att nyttja dem mot framtida vinster. Den uppskjutna skattefordran avser främst förlustavdrag i Storbritannien om 240,7 MSEK (0,0 MSEK), förlustavdrag i Tunisien om 15,9 MSEK (0,0 MSEK), förlustavdrag i Frankrike om 28,0 MSEK (0,0 MSEK) och förlustavdrag i Norge om 110,1 MSEK (0,0 MSEK). Motsvarande belopp inkluderar förlustavdrag i OER oil AS uppgående till 48 MSEK.

Övriga finansiella anläggningstillgångar uppgick till 6,0 MSEK (8,1 MSEK) hänförliga till medel hos joint venture partners för förväntade framtida kostnader.

Kortfristiga fordringar och lager

Kortfristiga fordringar och lager uppgick, per den 31 december 2004, till 757,1 MSEK (392,8 MSEK). Lager, inkluderat kolväten och förbrukningsartiklar för fältarbeten, uppgick till 88,6 MSEK (71,7 MSEK) per den 31 december 2004. Kundfordringar uppgick till 415,8 MSEK (131,2 MSEK) per den 31 december 2004. Ökningen i kortfristiga fordringar härrör främst till att tillgångarna i Storbritannien ingår, och då i synnerhet Broomfältet som startades under tredje kvartalet 2004. Skattefordringar uppgår till 117,6 MSEK (69,1 MSEK). Fordringar på joint venture partners uppgick till 74,1 MSEK (73,0 MSEK).

Kassa och bank

Kassa och bank uppgick per den 31 december 2004 till 268,4 MSEK (301,6 MSEK). Under första kvartalet 2004 användes 182,6 MSEK för förvärvet av Lundin Britain Ltd och Lundin Ireland Ltd. Kassaflöde från

Förvaltningsberättelse

rörelsen samt från försäljningen av aktier i OER oil AS har använts för att amortera banklån. Likvida medel har varit relativt konstant under 2004.

Minoritetsägares andel

Minoritetsägares andel uppgick per den 31 december 2004 till 2,9 MSEK (20,0 MSEK). Minoritetsintresset per den 31 december 2004 representerar den del av de konsoliderade dotterbolagen som Lundin Petroleum inte äger. Lundin Petroleum äger 99,8 procent av Lundin International SA. Jämförelsesiffran inkluderar 24,2 procent av OER oil AS som inte ägs av Lundin Petroleum.

Avsättningar och andra långfristiga skulder

Per den 31 december 2004 uppgick avsättningar till 1 502,5 MSEK (377,6 MSEK). I detta belopp ingår en avsättning för återställningskostnader av oljefält uppgående till 296,0 MSEK (110,6 MSEK) och en avsättning för uppskjuten skatt om 1 170,9 MSEK (242,0 MSEK). Ökningen i avsättningar för återställande av oljefält samt ökningen i avsättningen för uppskjuten skatt från den 31 december 2003 är främst en följd av förvärvet av DNOs tillgångar i Storbritannien och Irland.

Lundin Petroleum ingick ett 4-årigt ränteswapavtal för att minska den finansiella risken vid stigande räntor. Till följd av att det tidigare lånet återbetalades och krediten sades upp under 2003 kräver redovisningsreglerna en marknadsvärdering av ränteswapen. En reserv om 1,4 MSEK (18,5 MSEK) har redovisats per den 31 december 2004 avseende denna potentiella kostnad.

Till följd av förändrade redovisningsprinciper har bolagets pensions-skuld till Adolf H. Lundin redovisats under 2004. Avsättningen för pensionsskulden har redovisats direkt mot ingående eget kapital per den 1 januari 2004 med ett belopp om 15,7 MSEK. Per den 31 december 2004 uppgick pensionsavsättningen till 14,5 MSEK.

LÅNGFRISTIGA RÄNTEBÄRANDE SKULDER

Långfristiga räntebärande skulder uppgick per den 31 december 2004 till 1 343,0 MSEK (0,1 MSEK). Lundin Petroleum ingick den 16 augusti 2004 ett sjuårigt avtal avseende en löpande kredit, vilken ger ett låneutrymme på upp till 385 MUSD. Enligt detta avtal har bolaget i ett Letter of Credit nyttjat 35 MUSD för framtida återställningskostnader som skall betalas till de tidigare ägarna av Heatherfältet, offshore Storbritannien, samt ytterligare 271,0 MUSD i kontanta uttag. Amorteringar uppgående till 68,2 MUSD har skett under fjärde kvartalet 2004.

KORTFRISTIGA SKULDER

Kortfristiga skulder uppgick per den 31 december 2004 till 641,4 MSEK (449,6 MSEK). Inkluderat i kortfristiga skulder är övriga kortfristiga skulder om 245,6 MSEK (262,2 MSEK) som delvis består av en upplupen kostnad om 37,1 MSEK (52,1 MSEK) för tilläggsköpeskilling för förvärvet av Lundin International SA motsvarande den del av det

ursprungliga förvärvspriset som är beroende av produktionsnivån från vissa tunisiska tillgångar offshore. Jämförelsesiffran innehöll ett belopp om 86,7 MSEK för den utstående del av förvärvet av OER energy AS (tidigare Aker Energy AS).

LIKVIDITET

Per den 31 december 2004 uppgick koncernens tillgängliga kassa-behållning till 268,4 MSEK (301,6 MSEK) samt ytterligare 35,7 MSEK (56,6 MSEK) som är en garanti för att täcka arbetsåtaganden och framtida återställningskostnader.

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 miljoner USD som säkerhet för betalningen av framtida återställningskostnader till tidigare ägare av Heatherfältet offshore Storbritannien, samt för att täcka övriga finansieringsbehov.

Koncernen är enligt kontrakt bundet att genomföra diverse arbetsåtaganden. Ledningen uppskattar att dessa åtaganden uppgår till ca 291,7 MSEK av vilka tredje part har åtagit sig att stå för ca 203,0 MSEK, vilket ger koncernen en nettoexponering på ca 88,7 MSEK. Av detta belopp beräknas 22,6 MSEK spenderas under 2005.

FINANSIELLA INSTRUMENT

Koncernen har från och med den 1 januari 2003, räntesäkrat en del av koncernens USD-lån genom att binda den LIBOR-baserade flytande kursen för en del av bolagets USD-lån för en period om fyra år. Räntesäkring sker till den fasta LIBOR-räntan om 3,49 procent. Lånen i USD återbetalades under andra kvartalet 2003 men räntesäkringskontraktet kvarstår. Det hedgade beloppet minskade till 85 MUSD den 2 januari 2005 med ytterligare minskningar av detta belopp varje halvår.

Som en följd av ytterligare låneutbetalningar för att finansiera förvärvet av DNO, säkrade koncernen den 11 mars 2004 ett belopp om 40 MUSD till en fast LIBOR-ränta om 2,32 procent. Detta löper över 3 år.

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

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

Koncernen har under 2004 tecknat ytterligare oljeterminkontrakt för 6 000 fat olja per dag för kalenderåret 2005 till ett Brentoljepris om 29,00 USD.

I januari 2005 har koncernen ingått ett antal oljeterminkontrakt för 5 000 fat olja per dag för en period av 1 februari 2005 till 31 december 2005 till ett Brentoljepris om 45,00 USD.

Koncernen tecknade under 2004 ett antal valutaterminkontrakt för att fastställa valutakursen från USD till Euro och CHF. Avtalen gällde från den 20 februari 2004 till 20 december 2004. Det totala säkrade beloppet uppgick till 27,8 MUSD varav 22,0 MUSD avsåg terminssäkring mellan USD och Euro.

I januari 2005 ingick koncernen ett antal valutaterminkontrakt för att fastställa valutakursen från USD till GBP, Euro, NOK och CHF. Avtalen löper från och med 20 februari 2005 till och med 20 november 2005. Det totalt säkrade beloppet uppgår till 98,3 MUSD varav 66,2 MUSD avser USD/GBP och 17,6 MUSD avser USD/Euro.

RISKER

Koncernen står inför ett antal risker och osäkerheter avseende de områden där koncernen bedriver verksamhet. Detta kan komma att negativt påverka koncernens förmåga att fullfölja planerad verksamhet. Dessa diskuteras mer i detalj i not 9 i noter till årsredovisningen.

ANPASSNING TILL IFRS

Redovisningsprinciperna för 2004 har redan anpassats till International Financial Reporting Standards (IFRS) i den utsträckning som rekommendationer från Redovisningsrådet som trätt i kraft har införts. Förberedelser har påbörjats för att fullt ut införa resterande rekommendationer för IFRS 2005. Bolagets bedömning är att implementeringen av IFRS-rekommendationerna främst kommer att beröra finansiella instrument. Effekterna av införandet av IFRS är mer utförligt förklarat på sidorna 62–63.

ÖVRIGT

Koncernen bedriver inte någon forskning eller utveckling.

Koncernen har filialer i flertalet av de områden där verksamhet bedrivs.

Moderbolaget har inga utländska filialer.

Koncernens framtida utveckling är beroende av bland annat priset på olja och gas, över vilka koncernen inte har någon kontroll, samt fortsatt prospekteringsframgång såväl som färdigställandet av utbyggnadsprojekt.

Moderbolaget

Moderbolaget är främst ett holdingbolag.

Förlusten för moderbolaget uppgick till -18,0 MSEK (-150,1 MSEK) för räkenskapsåret 2004. Förlusten innefattar administrationskostnader uppgående till 60,5 MSEK (71,3 MSEK) som möts av ett finansnetto om 30,8 MSEK (-80,4 MSEK). Ränteintäkter om 29,9 MSEK (27,3 MSEK) är hänförliga till lån till dotterbolag. Valutakursvinster uppgick till 0,5 MSEK (-120,3 MSEK). Jämförelsesiffran inkluderar en vinst om 12,9 MSEK som uppkom genom överföringen till marknadsvärde av aktierna i Lundin Holdings BV till Lundin Petroleum BV.

Förändringarna i finansiella anläggningstillgångar samt kassa och bank under året förklaras av lån lämnade till dotterbolag.

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

UTDELNING

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret.

FÖRSLAG TILL BEHANDLING AV ANSAMLAD FÖRLUST

Koncernens fria egna kapital uppgår till 1 435 660 TSEK. Ingen avsättning till bundna reserver erfordras.

Styrelsen och verkställande direktören föreslår att den ansamlade förlusten i moderbolaget, tillika årets förlust, om 17 961 TSEK förs till överkursfonden.

Resultatet för koncernens och moderbolagets verksamhet samt dess finansiella ställning vid räkenskapsårets slut framgår av efterföljande resultat- och balansräkningar, kassaflödesanalyser, eget kapital samt tillhörande noter. Bolagets årsredovisning kommer att föreläggas för fastställelse på ordinarie bolagsstämma som hålls i Stockholm den 19 maj 2005.

Resultaträkning

KONCERNENS OCH MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING FÖR RÄKENSKAPÅRET SOM AVSLUTADES 31 DECEMBER 2004

TSEK	Not	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moder- bolaget 2004	Moder- bolaget 2003
Rörelsens intäkter					
Försäljning av olja och gas		2 381 632	1 082 136	–	–
Övriga rörelseintäkter		124 281	38 369	11 547	1 119
	1	2 505 913	1 120 505	11 547	1 119
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-1 112 118	-419 911	–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	9	-381 252	-192 002	–	–
Nedskrivning av prospekteringskostnader	3,9	-135 936	-2 395	–	–
		-1 629 306	-614 308	–	–
Bruttoresultat	1	876 607	506 197	11 547	1 119
Vinst vid försäljning av tillgångar		98 192	720 098	–	–
Övriga rörelseintäkter		17 710	7 161	213	396
Administrationskostnader	4,10	-119 267	-148 684	-60 516	-71 302
Omstruktureringskostnader	23	–	-16 263	–	–
		-101 557	-157 786	-60 303	-70 906
Rörelseresultat		873 242	1 068 509	-48 756	-69 787
Resultat från finansiella investeringar					
Ränteintäkter och övriga finansiella intäkter	5	58 492	34 822	30 795	40 221
Räntekostnader och övriga finansiella kostnader	6	-60 033	-85 348	–	-120 581
		-1 541	-50 526	30 795	-80 360
Resultat före skatt		871 701	1 017 983	-17 961	-150 147
Bolagsskatt	7	-252 402	-65 468	–	–
Petroleums katt	7	7 867	-14 413	–	–
		-244 535	-79 881	–	–
Minoritsägares andel	8	-7 012	-7 873	–	–
Årets resultat		620 154	930 229	-17 961	-150 147
Resultat per aktie – SEK		2,45	3,73	-0,07	-0,60
Resultat per aktie efter full utspädning - SEK		2,43	3,71	-0,07	-0,60

Balansräkning

KONCERNENS OCH MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING PER DEN 31 DECEMBER 2004

RESULTRÄKNING
BALANSRÄKNING

Belopp i TSEK	Not	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moder- bolaget 2004	Moder- bolaget 2003
TILLGÅNGAR					
Materiella anläggningstillgångar					
Olje- och gastillgångar	9	4 340 876	1 817 606	–	–
Övriga materiella anläggningstillgångar	10	38 001	55 356	–	95
		4 378 877	1 872 962	–	95
Finansiella anläggningstillgångar					
Aktier i dotterbolag	11	–	–	184 491	184 491
Aktier och andelar	12	21 153	21 328	–	–
Långfristiga fordringar	13	–	–	615 545	570 372
Spärrade medel	14	35 722	56 585	–	–
Uppskjutna finansieringskostnader	15	21 797	–	–	–
Uppskjutna skattefordringar	16	396 347	47 983	–	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	17	6 022	8 122	–	–
		481 041	134 018	800 036	754 863
Omsättningstillgångar					
Lager	18	88 568	71 666	–	–
Kundfordringar		415 774	131 188	2	75
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	19	11 790	2 828	158	472
Övriga kortfristiga fordringar	20	252 738	189 972	3 294	11 808
Kassa och bank		268 377	301 589	10 289	112 609
		1 037 247	697 243	13 743	124 964
SUMMA TILLGÅNGAR		5 897 165	2 704 223	813 779	879 922
EGET KAPITAL OCH SKULDER					
Eget kapital					
<i>Bundet eget kapital</i>					
Aktiekapital		2 537	2 515	2 537	2 515
Bundna reserver/Överkursfond		969 178	984 112	824 163	958 297
<i>Fritt eget kapital</i>					
Fria reserver/Balanserad förlust		815 506	-59 924	–	–
Årets resultat		620 154	930 229	-17 961	-150 147
		2 407 375	1 856 932	808 739	810 665
Minoritetsägares andel	8	2 931	20 036	–	–
Avsättningar					
Återställningskostnader	21	296 024	110 643	–	–
Pensioner	22	14 518	–	–	–
Uppskjuten skatt	7	1 170 890	241 967	–	–
Övriga avsättningar	23	21 018	24 895	–	–
		1 502 450	377 505	–	–
Långfristiga räntebärande skulder					
Banklån	24	1 343 021	–	–	–
Övriga långfristiga skulder		–	118	–	–
		1 343 021	118	–	–
Kortfristiga skulder					
Leverantörsskulder		72 701	71 640	643	3 310
Skulder till koncernföretag		–	–	93	62 607
Skatteskulder	7	35 350	29 329	–	–
Upplupna kostnader	26	287 719	86 439	3 733	3 028
Övriga kortfristiga skulder	27	245 618	262 224	571	312
		641 388	449 632	5 040	69 257
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 897 165	2 704 223	813 779	879 922
Ställda säkerheter	28	1 124 388	–	1 124 388	–
Ansvarsförbindelser	29	–	11 669	–	11 619

Kassaflödesanalys

KONCERNENS OCH MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES 31 DECEMBER 2004

Belopp i TSEK	Not	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moder- bolaget 2004	Moder- bolaget 2003
Kassaflöde från årets verksamhet					
Årets resultat		620 154	930 229	-17 961	-150 147
<i>Justeringar för:</i>					
Övriga avsättningar		-4 326	19 705	-	-
Nedskrivning av olje- och gastillgångar		135 936	2 395	-	-
Avskrivning enligt plan		387 380	197 126	33	39
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader		7 224	15 915	-	-
Övriga ej kassaflödespåverkande poster	30	368 063	19 143	-	-
Orealiserade valutakursvinster		2 037	-33 977	-1 389	19 485
Vinst vid försäljning av tillgångar/investeringar		-101 769	-720 098	-	-12 899
Minoritetsintresse		7 012	7 873	-	-
<i>Förändringar i rörelsekapital</i>					
Minskning/ökning i kortfristiga fordringar		-288 916	-50 299	663	-10 492
Ökning/minskning av kortfristiga skulder		37 367	-141 354	-1 660	20 997
Summa kassaflöde från/ använt i årets verksamhet		1 170 162	246 658	-20 314	-133 017
Kassaflöde använt för/från investeringar					
Förvärv av tillgångar i dotterbolag	31	-1 220 191	-10 864	-	-585
Försäljning av tillgångar/investeringar		182 091	1 150 802	-	-
Förändring i övriga finansiella anläggningstillgångar		2 092	158	-99 492	253 264
Försäljning av fastighet		44 640	-	-	-
Investeringar i olje- och gastillgångar		-1 628 813	-285 808	-	-
Investeringar i kontorsinv. och övriga anläggningstillgångar		-30 423	-13 267	62	-85
Övrigt		-1 219	-	-	-
Summa kassaflöde använt för/från investeringar		-2 651 823	841 021	-99 430	252 594
Kassaflöde från/ använt för finansiering					
Ökning/minskning av övriga långfristiga skulder		-118	-21 852	-	-
Ökning/minskning av långfristiga banklån		1 464 916	-1 000 957	-	-
Betalda aktiverade finansieringskostnader		-28 260	-	-	-
Nyemission		16 035	10 437	16 035	10 437
Summa kassaflöde från/ använt för finansiering		1 452 573	-1 012 372	16 035	10 437
Förändring av kassa och bank		-29 088	75 307	-103 709	130 014
Kassa och bank vid årets början		301 589	247 776	112 609	2 081
Valutakursförändring i kassa och bank		-4 124	-21 494	1 389	-19 486
Kassa och bank vid årets slut		268 377	301 589	10 289	112 609

Effekterna av förvärv/försäljningar av dotterbolag har exkluderats från förändringar i balansräkningens tillgångar. Effekterna av omräkningsdifferenser som uppstår vid omräkning av utländska dotterbolag har också exkluderats då dessa inte påverkar kassaflödet. Kassa och bank avser kontanta medel och kortfristiga depositioner med en förfallotid inom tre månader.

Erhållen ränta uppgick till 7 638 TSEK (6 144 TSEK) för koncernen och 114 TSEK (745 TSEK) för moderbolaget. Betald ränta uppgick till 40 673 TSEK (22 107 TSEK) för koncernen och 0 TSEK (2 TSEK) för moderbolaget. Betalda skatter uppgick till 2 793 TSEK (100 647 TSEK) för koncernen och 0 TSEK (0 TSEK) för moderbolaget.

Eget kapital

Eget kapital omfattar:

Koncernen 2004	Aktie- kapital	Bundna Reserver	Fria reserver	Årets resultat	Totalt
Belopp per den 1 januari	2 515	984 112	-59 924	930 229	1 856 932
Justering till följd av ändrade redovisningsprinciper	–	–	-15 737	–	-15 737
Överföring av föregående års resultat	–	–	930 229	-930 229	–
Omräkningsdifferens	–	-30 947	-39 062	–	-70 009
Nyemission	22	16 013	–	–	16 035
Årets resultat	–	–	–	620 154	620 154
Belopp per den 31 december	2 537	969 178	815 506	620 154	2 407 375

Koncernen 2003	Aktie- kapital	Bundna reserver	Balanserad förlust	Årets resultat	Totalt
Belopp per den 1 januari	2 487	930 524	14 665	-16 564	931 112
Överföring av föregående års resultat	–	–	-16 564	16 564	–
Omräkningsdifferens	–	43 179	-58 025	–	-14 846
Nyemission	28	10 409	–	–	10 437
Årets resultat	–	–	–	930 229	930 229
Belopp per den 31 december	2 515	984 112	-59 924	930 229	1 856 932

Förändringen i redovisningsprinciper är hänförlig tillämpningen av de svenska rekommendationerna RR29 under 2004 (se not 22).

Moderbolaget 2004	Aktie- kapital	Överkurs- fond	Balanserade vinstmedel	Årets resultat	Totalt
Belopp per den 1 januari	2 515	958 297	–	-150 147	810 665
Överföring av föregående års resultat	–	-150 147	–	150 147	–
Nyemission	22	16 013	–	–	16 035
Årets resultat	–	–	–	-17 961	-17 961
Belopp per den 31 december	2 537	824 163	–	-17 961	808 739

Moderbolaget 2003	Aktie- kapital	Överkurs- fond	Balanserade vinstmedel	Årets resultat	Totalt
Belopp per den 1 januari	2 487	1 028 792	–	-80 904	950 375
Överföring av föregående års resultat	–	-80 904	–	80 904	–
Nyemission	28	10 409	–	–	10 437
Årets resultat	–	–	–	-150 147	-150 147
Belopp per den 31 december	2 515	958 297	–	-150 147	810 665

Lundin Petroleums aktiekapital per den 31 december 2004 uppgick till 2 535 207,66 SEK (2003 - SEK 2 515 254,66) fördelat på 253 520 766 aktier (2003 – 251 525 466) till ett nominellt värde av 0,01 SEK och en röst per aktie. Ytterligare 227 600 aktier har utgivits men ej inregistrerats per den 31 december 2004. Alla utestående aktier är stamaktier och ger samma rätt till Lundin Petroleums tillgångar och vinst.

Noter

REDOVISNINGSPRINCIPER

Årsredovisningen för Lundin Petroleum AB har upprättats enligt Årsredovisningslagen och Redovisningsrådets rekommendationer och uttalanden. Nya redovisningsregler från och med 2004 har tagits i beaktande och fått till konsekvens att bolaget nu tillämpar RR29. Denna tillämpning har fått till resultat att bolagets balanserade vinstmedel för 2004 har minskat med 15,7 MSEK.

Koncernredovisningsprinciper

Koncernredovisningen omfattar moderbolaget och de bolag i vilka moderbolaget innehar, direkt eller indirekt, aktier motsvarande mer än 50 procent av rösterna eller ensamt kan utöva ett bestämmande inflytande över verksamheten.

Koncernredovisning för Lundin Petroleum AB koncernen ("koncernen" eller "bolaget") har upprättats enligt förvärvsmetoden. Enligt förvärvsmetoden ingår i koncernens egna kapital, förutom moderbolagets egna kapital, endast de förändringar av dotterbolagens egna kapital som tillkommit efter förvärven. Under året förvärvade bolag inkluderas i koncernredovisningen med belopp avseende tiden efter förvärvet. Enligt förvärvsmetoden fördelas skillnaden mellan förvärvspriset och de monetära tillgångarna på de förvärvade icke-monetära tillgångarna baserat på marknadsvärdet på dessa tillgångar.

I koncernens resultaträkning redovisas minoritetens andel i årets resultat. Minoritetens andel i dotterbolags kapital redovisas i separat post i koncernens balansräkning. Förändringen i minoritetens eget kapital för räkenskapsåret redovisas i koncernens resultaträkning.

Samtliga koncerninterna vinster, transaktioner och mellanhavanden elimineras i koncernredovisningen.

Intresseföretagsredovisning

En investering i ett intresseföretag är en investering i ett bolag där koncernens innehav representerar minst 20 procent men högst 50 procent av rösterna och där koncernen utövar ett betydande inflytande över verksamheten. Sådana investeringar redovisas enligt kapitalandelsmetoden. Skillnaden mellan anskaffningsvärdet på andelarna i ett intresseföretag och den del dessa representerar i intresseföretagets värderade nettotillgångar vid förvärvstidpunkten behandlas som goodwill och avskrivs under 5 år.

Utländsk valuta

Balans- och resultaträkningarna för utländska dotterbolag omräknas enligt dagskursmetoden. Samtliga tillgångar och skulder hos dotterbolagen omräknas till balansdagskurs, medan resultaträkningarna omräknas till viktad genomsnittskurs för perioden. Omräkningsdifferenser som uppstår redovisas direkt mot eget kapital.

Omräkningsdifferensen på långfristiga lån inom koncernen för finansiering av prospekteringsarbeten redovisas direkt mot eget kapital.

Monetära tillgångar och skulder i utländsk valuta omräknas till balansdagens kurser. Transaktioner i utländsk valuta omräknas enligt den valutakurs som gällde vid transaktionstillfället. Valutakursdifferenser redovisas i resultaträkningen.

Valutakurser

Vid upprättande av årsredovisningen har följande valutakurser använts.

	Genomsnittskurs	Balansdagens kurs
Euro / SEK	9,1252	9,0206
USD / SEK	7,3395	6,6226

Skatter

a) Bolagsskatt

Bolagsskatt beräknas på beskattningsbar inkomst och till gällande skattesats.

b) Uppskjuten skatt

Uppskjuten skatt (vilken hänför sig till temporära skillnader mellan bokföringsmässig och skattemässig redovisning av framförallt avskrivningar och återställningskostnader) beräknas enligt skuldmetoden. Till den del en nettoskuld, beräknad per fält, uppstår, beräknas uppskjuten skatt för temporära skillnader, efter avdrag för skattemässiga förluster vilka kan användas mot framtida intäkter, till på bokslutsdagen gällande skattesats.

c) Petroleumskatt

Petroleumskatt beräknas på beskattningsbar inkomst till gällande skattesats.

Övriga värderingsprinciper

Tillgångar och skulder upptas till anskaffningsvärden respektive nominella belopp om ej annat framgår.

Emissionskostnader i samband med emission av aktier behandlas som en minskning av erhållet kapitaltillskott.

Fordringar värderas till de belopp varmed de beräknas inflyta.

Kortfristiga placeringar värderas till det lägsta av anskaffningsvärdet och marknadsvärdet för aktieportföljen som helhet.

Lager av förbrukningsmaterial värderas till det lägsta av anskaffningsvärdet och verkligt värde. Anskaffningsvärdet beräknas enligt FIFO-metoden. Lager av olja och naturgas värderas till det lägsta av anskaffningsvärde och verkligt värde. Under- och överuttag av olje- och gastillgångar värderas till marknadspris per balansdagen.

Långfristiga placeringar värderas till anskaffningsvärdet eller till ett nedskrivet värde för att återspegla en bestående nedgång i värde.

Kontorsinventarier och övriga tillgångar upptas till anskaffningskostnad med avdrag för ackumulerade planenliga avskrivningar. Avskrivningar baseras på anskaffningsvärde och görs linjärt över förväntad ekonomisk livslängd.

Kostnader i samband med långfristig finansiering aktiveras och skrivs av över finansieringens varaktighet.

Kostnader för reparation och underhåll tas löpande.

Optioner

Ingen kostnad har redovisats för något av teckningsoptionsprogrammen då teckningspriset varit lika med eller överstigande marknadspriset vid tiden för utställandet.

Olje- och gasverksamhet

a) Redovisning av kostnader för prospektering, utvärdering och utbyggnad

Redovisningen av olje- och gasverksamhet sker enligt "full cost method". Detta innebär att alla kostnader för anskaffning av koncessioner samt för undersökning, borrning och utbyggnad av dessa aktiveras i separata kostnadsställen, ett för varje land.

Aktiverade kostnader jämte förväntade framtida kostnader fastställda enligt den prisnivå som gäller per balansdagen, avskrivs i takt med årets produktion i förhållande till beräknade totala bevisade och sannolika reserver av olja och gas enligt principen "unit of production".

Bevisade reserver är reserver som kan uppskattas, genom analys av geologisk- och ingenjördata, vara med skälig tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiska läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande regeringsbestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Skulle deterministiska metoder tillämpas skulle termen tillförlitlighet anses uttrycka en hög grad av tillit att dessa kvantiteter kan utvinnas. Skulle sannolikhetslära tillämpas skulle det vara minst 90% sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är minst lika med de uppskattningar som gjorts.

Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av geologisk- samt ingenjördata anses mer sannolika att kunna utvinnas än motsatsen. I detta sammanhang anses det vara minst 50% sannolikhet att de utvunna kvantiteterna är minst lika stora som summan av bevisade och sannolika reserver.

Erhållna ersättningar vid försäljning eller utfarmning av olje- och gastillgångar i prospekteringsstadiet reducerar i första hand de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga. Eventuell ersättning överstigande de aktiverade kostnaderna redovisas som intäkt i resultaträkningen. En vinst eller förlust vid försäljning eller utfarmning av producerande tillgångar redovisas när avskrivningsbeloppet förändras med mer än 20 procent.

Totala aktiverade kostnader i ett kostnadsställe för vilka framtida intäkter bedöms som osannolika avskrivs i sin helhet.

b) Intäkter

Intäkter från försäljning av olja och gas upptas i resultaträkningen netto efter avdrag för royaltyandel uttagen i natura och redovisas först när risker och förmåner har övergått till köparen. Intäkter avräknas vid leverans av produkten och kundens acceptering eller vid utförd tjänst.

Tillfälliga intäkter från produktion av olja eller naturgas reducerar de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga tills dess storleken på bevisade och sannolika reserver konstaterats och kommersiell produktion påbörjats.

c) Serviceintäkter

Serviceintäkter, vilka avser tekniska- och management-tjänster till Joint Ventures, redovisas som intäkt i enlighet med villkoren i respektive koncessionsavtal.

d) Joint ventures

Olje- och gasverksamhet bedrivs som medlicensinnehavare i joint ventures med andra parter. Redovisningen omfattar de andelar av respektive produktion, investeringskostnader, rörelsekostnader, omsättningstillgångar och kortfristiga skulder som är hänförliga till koncernen.

e) Impairment test

Impairment tests utförs minst en gång per år för att fastställa att netto bokfört värde för varje kostnadsställe, med avdrag för avsättningar för återställningskostnader, royalties och uppskjutna upplupna oljeproduktions- och inkomstrelaterade skatter täcks av förväntade framtida nettointäkter från olje- och gasreserver hörande till koncernens andel i fältet.

Reservering görs när netto bokfört värde, enligt ovan, varaktigt överstiger beräknat framtida diskonterat nettokassaflöde med användande av de priser och kostnadsnivåer som används av koncernledningen för intern budgetering.

f) Avsättning för återställningskostnader

För fält där koncernen är skyldig att bidra till återställningskostnader, avseende nedmontering m.m. av produktionsutrustning, görs avsättning för framtida åtagande. Vid datum för förvärv av ett oljefält eller när produktion påbörjas bokas en tillgång motsvarande nuvärdet av förväntade framtida återställningskostnader som skrivs ned under fältets livslängd enligt principen "unit of production". Följaktligen bokas en justering till befintlig avsättning för återställningskostnader att motsvara nuvärdet av de förväntade framtida återställningskostnaderna. Nuvärdesfaktorn av de förväntade framtida återställningskostnaderna upplöses över fältets livslängd och belastar härvid finansiella kostnader.

Noter

g) Effekter av förändrade beräkningsunderlag

Effekterna av förändrade beräkningsunderlag avseende uppskattade kostnader och kommersiella reserver samt andra faktorer som påverkar "unit of production" beräkningar för avskrivning och återställningskostnader hänförs till återstående beräknade kommersiella reserver för varje fält och justering för tidigare år görs inte. Även om koncernen använder bästa tillgängliga uppskattningar och bedömningsgrunder kan det faktiska utfallet komma att avvika från dessa uppskattningar.

h) Över- och underuttag

De kvantiteter av olja och gas som tas ut av koncernen kan avvika från koncernens andel av produktionen och ger då upphov till över- eller underuttag vilket redovisas enligt följande:

- ett underuttag av produktion från ett fält inkluderas i övriga kortfristiga fordringar och värderas till balansdagens marknadspris eller gällande kontraktspris.
- ett överuttag av produktion från ett fält inkluderas i övriga kortfristiga skulder och värderas till balansdagens marknadspris eller gällande kontraktspris.

i) Royalties

Den lokala skattelagstiftningen bestämmer om royalties skall betalas kontant eller i natura. Royalties som betalas kontant blir periodiserad varefter en skuld uppkommer. Royalties som tas i natura innebär att produktionen under perioden royaltyn härrörs till minskas med motsvarande mängd.

j) Ränta

Ränta på lån för finansiering av förvärv av producerande olje- och gastillgångar kostnadsförs löpande. Ränta på lån för finansiering av fält under utbyggnad kapitaliseras och läggs till tillgångens bokförda värde till dess produktion påbörjas.

Not 1 - SEGMENTSINFORMATION (TSEK)

Koncernens primära segment utgörs av geografiska marknader. Detta då ländernas förhållanden vad gäller daglig verksamhet, kommersiella villkor och skattestruktur kan skilja mycket från land till land. Koncernens sekundära segment utgörs av olje- och gasverksamheten för vilken hänvisas till den finansiella rapporteringen som helhet.

	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Försäljning av råolja				
- Storbritannien	1 128 193	-	-	-
- Frankrike	426 457	317 704	-	-
- Norge	243 808	161 600	-	-
- Indonesien	149 645	163 132	-	-
- Tunisien	194 746	168 567	-	-
Försäljning av kondensat				
- Nederländerna	10 143	8 348	-	-
- Norge	3 368	3 238	-	-
- Storbritannien	20 007	-	-	-
Försäljning av naturgas				
- Nederländerna	175 729	173 435	-	-
- Irland	23 372	-	-	-
- Indonesien	4 129	909	-	-
- Norge	2 851	3 449	-	-
Serviceintäkter				
- Venezuela	114 797	102 205	-	-
Oljeprishedge	-153 240	-30 488	-	-
Förändring i underuttag	37 627	10 037	-	-
	2 381 632	1 082 136	-	-
Övriga intäkter				
- Storbritannien	74 624	-	-	-
- Frankrike	25 131	8 986	-	-
- Tunisien	7 179	19 631	-	-
- Nederländerna	9 224	8 900	-	-
- Norge	7 074	-	-	-
- Sudan	-	852	-	-
- Övriga	1 049	-	11 547	1 119
	124 281	38 369	11 547	1 119
Totala intäkter	2 505 913	1 120 505	11 547	1 119
Bruttoresultat				
- Storbritannien	447 754	-	-	-
- Frankrike	148 694	120 173	-	-
- Nederländerna	89 081	87 351	-	-
- Irland	8 990	-	-	-
- Tunisien	67 452	83 975	-	-
- Indonesien	62 112	57 580	-	-
- Norge	124 230	97 694	-	-
- Venezuela	64 230	60 964	-	-
- Iran	-132 051	-	-	-
- Sudan	-	852	-	-
- Övriga	-3 885	-2 392	11 547	1 119
	876 607	506 197	11 547	1 119

Försäljning och köp mellan koncernbolag uppgår till 0 TSEK (0 TSEK).

Noter

	2004 SEK	2004 USD	2003 SEK	2003 USD
Genomsnittligt försäljningspris per fat eller boe				
- Storbritannien	306,42	41,75	-	-
- Frankrike	270,83	36,90	223,97	27,71
- Nederländerna	186,64	25,43	201,01	24,87
- Irland	192,59	26,24	-	-
- Tunisien	283,67	38,65	227,28	28,12
- Indonesien	255,34	34,79	222,84	27,57
- Norge	278,31	37,92	231,89	28,69
Genomsnitt	276,48	37,67	221,06	27,35
Genomsnittliga avskrivningar per fat eller boe				
- Storbritannien	44,21	6,02	-	-
- Frankrike	35,65	4,86	38,68	4,79
- Nederländerna	65,01	8,86	66,74	8,26
- Tunisien	21,46	2,92	24,53	3,03
- Indonesien	10,60	1,44	12,04	1,49
- Norge	42,66	5,81	31,47	3,89
- Venezuela	34,67	4,72	21,71	2,69
Genomsnitt	39,05	5,32	33,16	4,10

	2004 SEK	2003 SEK
Totala tillgångar		
Storbritannien	2 667 129	-
Frankrike	1 076 087	1 021 193
Nederländerna	746 330	614 480
Irland	37 872	-
Tunisien	132 277	134 998
Indonesien	171 543	107 815
Norge	709 501	262 636
Venezuela	237 974	276 791
Albanien	4 085	-
Iran	17 030	97 174
Sudan	46 187	42 426
Övriga	51 150	146 710
Koncernen totalt	5 897 165	2 704 223

	2004 SEK	2003 SEK
Totalt Eget kapital och skulder		
Storbritannien	1 585 790	-
Frankrike	293 576	290 178
Nederländerna	892 170	239 054
Irland	13 900	-
Tunisien	33 093	31 777
Indonesien	104 851	52 752
Norge	497 594	170 224
Venezuela	22 627	13 814
Albanien	-	-
Iran	13 057	9 971
Sudan	1 702	52
Övriga	28 499	19 433
Summa skulder	3 486 859	827 255
Eget kapital	2 407 375	1 856 932
Minoritetsägares andel	2 931	20 036
	5 897 165	2 704 223

Not 2 - PRODUKTIONSKOSTNADER (TSEK)

I produktionskostnader ingår:	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Utvinningskostnader	910 141	320 141	–	–
Tariff- och transportkostnader	118 702	83 057	–	–
Royalty och direkt skatt	28 045	25 955	–	–
Förändring i balans för överuttag	50 500	28 709	–	–
Lagerförändring – olja	5 962	-38 963	–	–
Lagerförändring – borrutrustning och förbrukningsmaterial	-1 232	1 012	–	–
	1 112 118	419 911	–	–

Not 3 - NEDSKRIVNING AV OLJE- OCH GASTILLGÅNGAR (TSEK)

Olje- och gastillgångar har nedskrivits enligt följande:	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Iran	132 051	–	–	–
Övriga – utvärdering av projekt	3 885	2 395	–	–
	135 936	2 395	–	–

Not 4 – ADMINISTRATIONSKOSTNADER INKLUSIVE AVSKRIVNINGAR (TSEK)

Ersättningar till koncernens revisorer omfattar:	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Revisionsarvoden				
- PricewaterhouseCoopers	5 152	3 978	1 114	1 813
- Deloitte & Touche	–	1 989	–	–
- Övriga	741	190	–	–
	5 893	6 157	1 114	1 813
Övriga				
- PricewaterhouseCoopers	879	1 075	206	381
- KPMG	9	228	–	–
- Övriga	1 418	218	–	–
	2 306	1 521	206	381
Totalt	8 199	7 678	1 320	2 194

Not 5 - FINANSIELLA INTÄKTER OCH KOSTNADER NETTO (TSEK)

I ränteintäkter och liknande resultatposter ingår:	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Ränteintäkter	11 468	11 374	30 005	27 322
Erhållen utdelning	10 899	11 040	–	–
Valutakurseffekter, netto	36 125	11 361	523	–
Vinst vid avyttring av dotterbolag	–	–	–	12 899
Övriga finansiella intäkter	–	1 047	267	–
	58 492	34 822	30 795	40 221

I moderbolagets ränteintäkter inkluderas ett belopp om 29 944 TSEK (2003– 26 716 TSEK) erhållet från koncernbolag.

Vinst vid avyttring av dotterbolag under 2003 om 12 899 TSEK uppstod vid försäljning av ett direktägt dotterbolag till ett indirekt ägt dotterbolag som en del av en omstrukturering inom koncernen till följd av förvärvet av Lundin International SA (tidigare Coparex International SA).

Noter

Not 6 – RÄNTEKOSTNADER OCH LIKANDE RESULTATPOSTER (TSEK)

I räntekostnader och liknande resultatposter ingår:	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Räntekostnader	53 092	44 208	–	252
Potentiell kostnad för ränteswap	-17 171	18 574	–	–
Nuvärdejustering av återställningskostnader	14 503	5 255	–	–
Valutakursförluster, netto	–	–	–	120 329
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	7 224	15 915	–	–
Övriga	2 385	1 396	–	–
	60 033	85 348	–	120 581

Not 7 – SKATTER (TSEK)

Skattekostnaden består av:	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Bolagsskatt – faktisk				
- Frankrike	-5 393	848	–	–
- Nederländerna	78 883	-13 631	–	–
- Indonesien	-7 513	-11 907	–	–
- Norge	-5 821	–	–	–
- Venezuela	-12 778	-19 860	–	–
- Schweiz	-1 292	-1 108	–	–
	46 086	-45 658	–	–
Bolagsskatt - uppskjuten				
- Storbritannien	-147 645	–	–	–
- Frankrike	23 935	9 834	–	–
- Nederländerna	-71 944	2 394	–	–
- Indonesien	-25 144	-2 126	–	–
- Norge	-77 299	-29 501	–	–
- Venezuela	-391	-411	–	–
	-298 488	-19 810	–	–
Totala skattekostnader	-252 402	-65 468	–	–
Petroleumskatt - faktisk				
- Storbritannien	59 572	–	–	–
- Nederländerna	3 367	-20 335	–	–
	62 939	-20 335	–	–
Petroleumskatt – uppskjuten				
- Storbritannien	-59 122	–	–	–
- Nederländerna	4 050	5 922	–	–
	-55 072	5 922	–	–
Total petroleumskatt	7 867	-14 413	–	–
Totala skattekostnader	-244 535	-79 881	–	–

Skatt på koncernens vinst före skatt skiljer sig från det teoretiska belopp som skulle uppkomma om svensk skattesats tillämpas:

	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Vinst före skatt	871 701	1 017 983	-17 961	-150 147
Skatt enligt gällande skattesats (28%)	-244 076	-285 035	5 029	42 041
Effekt av utländska skattesatser	-159 738	-100 854	–	–
Skatteeffekter av ej avdragsgilla kostnader	4 971	-6 497	–	–
Skatteeffekt på aktiverade kostnader	–	46 586	–	–
Skatteeffekt på avdrag för petroleumskatt	3 798	6 992	–	–
Skatteeffekt av ej skattepliktiga intäkter	62 180	289 287	–	3 612
Utnyttjande av skattemässiga underskott från tidigare år	82 379	29 706	–	–
Skatteeffekt avseende årets skattemässiga underskott	-7 991	-45 653	-5 029	-45 653
Justering av föregående års uppskjutna skatter	-4 726	–	–	–
Justering av föregående års skatter	10 801	–	–	–
	-252 402	-65 468	–	–

	Koncernen 2004	Koncernen 2003
Skatteskulder		
Bolagsskatt		
Storbritannien	-	-
Frankrike	1 867	37
Nederländerna	1 934	-31 881
Indonesien	-	2 108
Venezuela	15 146	11 071
Summa bolagsskatteskuld	18 947	-18 665
Petroleumskatt		
Nederländerna	16 403	47 994
Summa petroleumskatteskuld	16 403	47 994
Summa skatteskuld	35 350	29 329

	2004	2003
Avsättning för uppskjuten skatt		
Avsättning för uppskjuten bolagsskatt		
Storbritannien	683 659	-
Frankrike	89 775	86 196
Nederländerna	141 472	141 352
Indonesien	37 302	3 164
Norge	157 290	-
Venezuela	-3 447	-3 849
Summa avsättning för uppskjuten bolagsskatt	1 106 051	226 863
Avsättning för uppskjuten petroleumskatt		
Storbritannien	53 835	-
Nederländerna	11 004	15 104
Summa avsättning för uppskjuten petroleumskatt	64 839	15 104
Summa uppskjuten skatteavsättning	1 170 890	241 967

Den uppskjutna skatteskulden uppstår på beloppet som överstiger bokfört värde i jämförelse med skattevärdet av olje- och gastillgångar.

De helägda franska bolagen är konsoliderade skattemässigt från och med 1 januari 2003. Beskattningen av ett franskt bolag kan reduceras helt eller delvis genom att man nyttjar ett annat franskt bolags förluster. Förluster som uppsått i ett bolag före konsolidering kan endast användas mot detta bolags intäkter på obestämd framtid.

Outnyttjade skattemässiga förluster

Koncernen har förlustavdrag i Sverige och Nederländerna, inklusive avdrag för förluster som uppstått under innevarande räkenskapsår om 346,1 MSEK vilka till del ännu ej är fastställda. Dessa skatteförluster har obegränsad löptid. En uppskjuten skattefordran, hänförlig till förlustavdragen för räkenskapsåret 2004, har ej beaktats då moderbolaget under överskådlig framtid inte beräknas ha några skattemässiga intäkter. Detta är konsistent med föregående års bokslut.

Not 8 – MINORITETSÄGARES ANDEL (TSEK)

	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Minoritetsandel				
Ingående balans	20 036	2 525	-	-
Avyttringar/Förvärv (Not 31)	-23 982	9 786	-	-
Minoritetens andel av årets resultat	7 012	7 873	-	-
Omräkningsdifferens	-135	-148	-	-
	2 931	20 036	-	-

Noter

NOT 9 – OLJE- OCH GASTILLGÅNGAR (TSEK)

Enligt "full cost method" för redovisning av olje- och naturgastillgångar aktiveras nedlagda kostnader i kostnadsställen, ett för varje land där verksamhet sker, och avskrivningar görs först när produktion påbörjas. Ett avskrivningsbart kostnadsställe kan innehålla licenser vilka befinner sig i prospekterings- eller utbyggnadsstadiet.

	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Kostnadsställen med produktion	4 272 400	1 696 784	–	–
Kostnadsställen utan produktion	68 476	120 822	–	–
	4 340 876	1 817 606	–	–

2004 Kostnadsställen med produktion	Koncernen								
	Stor- britannien	Frankrike	Neder- länderna	Tunisien	Indonesien	Norge	Venezuela	Irland	Totalt
Aktiverade kostnader									
1 januari	–	850 740	555 507	80 532	52 014	160 038	240 220	–	1 939 051
Förvärvade vid konsolidering	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Genom förvärv av koncern- bolag	1 663 419	–	–	–	–	458 429	–	30 024	2 151 872
Ytterligare nedlagda kostnader produktion/utbyggnad	704 350	126 202	68 994	–	72 565	111 739	12 734	2 622	1 099 206
Avyttringar	–	-858	–	-3 787	-2 801	-190 077	–	–	-197 523
Omklassificeringar	–	16 170	4 928	301	–	19 117	–	–	40 516
Omräkningsdifferens	-174 429	-7 188	-4 481	-491	-14 071	5 275	-19 125	-1 227	-215 737
31 december	2 193 340	985 066	624 948	76 555	107 707	564 521	233 829	31 419	4 817 385
Avskrivningar									
1 januari	–	-80 475	-77 873	-27 242	-11 120	-23 176	-22 381	–	-242 267
Årets avskrivningar	-175 680	-55 665	-61 669	-12 319	-8 903	-38 328	-28 688	–	-381 252
Avyttringar	–	858	–	–	2 801	47 204	–	–	50 863
Omräkningsdifferens	17 160	1 155	1 216	319	1 474	-1 510	7 857	–	27 671
31 december	-158 520	-134 127	-138 326	-39 242	-15 748	-15 810	-43 212	–	-544 985
Netto bokfört värde	2 034 820	850 939	486 622	37 313	91 959	548 711	190 617	31 419	4 272 400

2003 Kostnadsställen med produktion	Koncernen								
	Stor- britannien	Frankrike	Neder- länderna	Tunisien	Indonesien	Norge	Venezuela	Irland	Totalt
Aktiverade kostnader									
1 januari	–	884 538	543 120	67 755	22 828	–	106 184	–	1 624 425
Förvärvade vid konsolidering	–	-102 722	-14 883	8 867	–	–	128 632	–	19 894
Genom förvärv av koncern- bolag	–	–	–	–	–	155 735	–	–	155 735
Ytterligare nedlagda kostnader produktion/utbyggnad	–	87 358	32 802	4 682	39 325	25 989	16 270	–	206 426
Omklassificeringar	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Omräkningsdifferens	–	-18 434	-5 532	-772	-10 139	-21 686	-10 866	–	-67 429
31 december	–	850 740	555 507	80 532	52 014	160 038	240 220	–	1 939 051
Avskrivningar									
1 januari	–	-20 272	-20 142	-6 525	-2 713	–	-4 364	–	-54 016
Årets avskrivningar	–	-60 673	-58 196	-20 875	-8 896	-24 481	-18 881	–	-192 002
Omräkningsdifferens	–	470	465	158	489	1 305	864	–	3 751
31 december	–	-80 475	-77 873	-27 242	-11 120	-23 176	-22 381	–	-242 267
Netto bokfört värde	–	770 265	477 634	53 290	40 894	136 862	217 839	–	1 696 784

2004 Kostnadsställen utan produktion	Koncernen						
	1 januari	Förvärvade vid konsolidering	Ytterligare nedlagda kostnader	Avskrivningar	Försäljningar	Omräkningsdifferens	31 december
Indonesien	19 335	–	13 972	–	–	-4 959	28 348
Albanien	–	–	4 132	–	–	-47	4 085
Iran	79 765	–	51 889	-132 051	–	397	–
Sudan	20 457	–	5 587	–	–	-198	25 846
Övriga	1 265	–	13 037	-3 885	–	-220	10 197
	120 822	–	88 617	-135 936	–	-5 027	68 476
2003 Kostnadsställen utan produktion							
Indonesien	–	–	21 696	–	–	-2 361	19 335
Albanien	802	15 609	4 598	–	-19 598	-1 411	–
Iran	44 765	–	35 546	–	–	-546	79 765
Sudan	372 790	–	13 886	–	-343 282	-22 937	20 457
Övriga	167	–	3 656	-2 395	–	-163	1 265
	418 524	15 609	79 382	-2 395	-362 880	-27 418	120 822

”Genom förvärv av koncernbolag” inkluderar värdet av olje- och gastillgångar som förvärvades genom köpet av aktierna i Lundin Britain Ltd (tidigare DNO Britain Ltd), Lundin Ireland Ltd (tidigare Island Petroleum Developments Ltd) samt vissa norska tillgångar från DNO ASA under 2004. ”Förvärvade vid konsolidering” inkluderar justeringar av värdet hänförligt till olje- och gastillgångar som förvärvades genom köpet av aktierna i Lundin International AS (tidigare Coparex International SA) under 2002.

Ränta

Ingen ränta ingår i aktiverade kostnader för olje- och gastillgångar.

Åtaganden avseende prospekteringskostnader

Koncernen deltar i joint ventures med externa parter i olje- och gasprospekteringsverksamhet. Koncernen är bunden av olika koncessionsavtal att fullfölja vissa prospekteringsprogram. Styrelsen uppskattar att nuvarande åtaganden uppgår till högst 291,7 MSEK varav externa parter som farmat in i områdena, kontraktuellt förbundit sig att bidra med cirka 203,0 MSEK.

Risker och osäkra faktorer

Koncernen står inför ett antal risker och osäkra faktorer vad gäller tillgångar i prospekteringsstadiet, vilka kan komma att inverka negativt på koncernens förmåga att fullfölja prospekterings-, utvärdering och utbyggnadsplaner såväl som dess produktion av olja och gas.

- **Prospektering och produktion.** Olje- och gas prospektering, utbyggnad och produktion innebär såväl hög operativ som finansiell risk som även med en kombination av erfarenhet, kunskap och noggrann utvärdering kan vara svårt att eliminera eller är utanför Bolagets kontroll. Dessutom finns det inga försäkringar om att kommersiella kvantiteter av olja och gas kommer att utvinnas.
- **Gränskonflikter.** Det exakta läget för och jurisdiktionen över områden där koncernen har koncessioner är emellanåt föremål för tvister.
- **Militära oroligheter.** I vissa av de länder där koncernen bedriver prospektering har militära oroligheter nyligen förekommit.
- **Politisk osäkerhet.** Vissa delar av koncernens prospekteringsprogram kräver godkännande eller gynnsamma beslut av regeringsorgan.
- **Miljöförstöring.** Prospektering, utbyggnad och produktion av olja och gas kan innebära allvarlig fara för miljön. Under gällande lagar och regler såväl som prospekterings- och produktionsdelningsavtal, kan Bolaget anses skyldig. Vissa områden kräver beslut från myndigheter innan arbete kan påbörjas i miljö känsliga områden.
- **Skyldigheter och krav under avtal om prospektering och produktion.** Bolaget och dess Joint Venture-partners i olje- och gasprospektering och produktion är gemensamt ansvariga under gällande avtal. Om Joint Venture-partners inte kan möta deras skyldigheter eller krav avslutas avtalet.

Rättstvister

I november 2002 påbörjade Lundin Petroleum ett skiljedomsförfarande mot en av sina partners i Colónblocket, Venezuela i en dispyt om företrädesrätt enligt Colón joint operating agreement. Skiljenämndens beslut togs under 2004 och resulterade i att Lundin Petroleum behåller sin 12,5 procentiga andel i Colónblocket.

Noter

Not 10 – ÖVRIGA MATERIELLA ANLÄGGNINGSTILLGÅNGAR (TSEK)

Övriga materiella anläggningstillgångar omfattar:	2004			2003		
	Fastigheter	Kontorsinventarier och övriga tillgångar	Totalt	Fastigheter	Kontorsinventarier och övriga tillgångar	Totalt
Koncernen						
<i>Aktiverade kostnader</i>						
1 januari	41 614	24 005	65 619	45 843	18 470	64 313
Koncernmässiga förvärv	–	–	–	-6 659	–	-6 659
Genom förvärv av dotterbolag	–	1 617	1 617	–	–	–
Avyttringar	-41 821	–	-41 821	–	–	–
Inköp	–	30 423	30 423	2 855	10 412	13 267
Nedskrivning	–	-2 286	-2 286	–	-830	-830
Valutakursdifferenser	207	-3 489	-3 282	-425	-4 047	-4 472
31 december	–	50 270	50 270	41 614	24 005	65 619
<i>Avskrivning enligt plan</i>						
1 januari	-754	-9 509	-10 263	-761	-6 896	-7 657
Avyttringar	758	–	758	–	–	–
Årets avskrivningar	–	-5 287	-5 287	–	-4 294	-4 294
Nedskrivning	–	1 445	1 445	–	–	–
Valutakursdifferenser	-4	1 082	1 078	7	1 681	1 688
31 december	–	-12 269	-12 269	-754	-9 509	-10 263
Bokfört värde per den 31 december	–	38 001	38 001	40 860	14 496	55 356
Moderbolaget						
<i>Aktiverade kostnader</i>						
1 januari	–	158	158	–	73	73
Ytterligare anskaffningar	–	131	131	–	85	85
Nedskrivning	–	-289	-289	–	–	–
31 december	–	–	–	–	158	158
<i>Avskrivning enligt plan</i>						
1 januari	–	-63	-63	–	-24	-24
Årets avskrivningar	–	-33	-33	–	-39	-39
Nedskrivning	–	96	96	–	–	–
31 december	–	–	–	–	-63	-63
Bokfört värde per den 31 december	–	–	–	–	95	95

Årets avskrivningar avser avskrivningar enligt plan vilka baseras på anskaffningskostnaden och en bedömd ekonomisk livslängd om 10 år för fastigheter, och 3 till 5 år för kontorsinventarier och andra tillgångar. Koncernens sammanlagda avskrivningar ingår i administrationskostnader inklusive avskrivningar.

”Genom förvärv av koncernbolag” inkluderar värdet av kontorsinventarier samt övriga tillgångar förvärvade genom köpet av aktierna i Lundin Britain Ltd (tidigare DNO Britain Ltd) under 2004. ”Förvärvade vid konsolidering” inkluderar justeringar för värden hänfödda till kontorsinventarier och övriga anläggningstillgångar förvärvade genom köpet av aktier i Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) under 2002.

Not 11 – AKTIER I DOTTERBOLAG (TSEK)

	Organisations- nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Nominellt värde per aktie	Bokfört värde 31 December 2004	Bokfört värde 31 December 2003
Koncernen							
Direktägda							
Lundin Energy AB	556619-2299	Stockholm, Sverige	10 000 000	100	SEK 0,01	100	100
Lundin Investment Limited	EC-14476	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00	585	585
Lundin Petroleum B.V.	BV 1216140	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00	183 806	183 806
						184 491	184 491
Indirekt ägda							
Lundin Britain Limited	3628497	London, Storbritannien	24 265 203	100	GBP 1,00		
- Lundin Heather Limited	2748866	London, Storbritannien	9 701 00	100	GBP 1,00		
- Lundin (Heather Oilfield) Limited	1216554	London, Storbritannien	101	100	GBP 1,00		
- Lundin Thistle Limited	4487223	London, Storbritannien	100	100	GBP 1,00		
- Lundin UK Limited	1006812	London, Storbritannien	5 004	100	GBP 1,00		
- Lundin UK Exploration Limited	999917	London, Storbritannien	502 501	100	GBP 1,00		
Lundin Sudan B.V.	BV 1225619	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
- Lundin Sudan Limited	EC 15676	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00		
Lundin Block 5B B.V.	BV 1225618	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
- Lundin Sudan (Block 5B) Limited	EC-30543	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00		
Lundin Norway AS	986 209 409	Oslo, Norge	1 320 000	100	NOK 100,00		
Lundin Oil Services SA	1731/1999	Geneve, Schweiz	1 000	100	CHF 100,00		
Lundin Services B.V.	BV 1229867	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
- Lundin Petroleum Holdings Limited	EC-29120	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00		
- Lundin Sudan (Halaib) Limited	EC-16775	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00		
- Lundin Technical Services Limited	EC-29614	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00		
Lundin New Ventures B.V.	BV 1272860	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Exploration B.V.	BV 1303454	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Holdings SA	Nanterre B442423448	Montmirail, Frankrike	1 853 700	100	EUR 10,00		
- Lundin International SA	Nanterre B572199164	Montmirail, Frankrike	1 660 662	99.83	EUR 15,00		
- Lundin Ile-de-France	Nanterre B319712873	Montmirail, Frankrike	80 941	100	EUR 15,24		
- Lundin Latina de Petroleos SA	N 6 Volume 8-A-Qto	Caracas, Venezuela	8 047 951	100	Bs 1,000		
- Lundin Gascogne SNC	Nanterre B419619077	Montmirail, Frankrike	100	100	EUR 152,45		
- Lundin Netherlands Holding B.V.	BV 87466	Haag, Nederländerna	150	100	EUR 450,00		
- Lundin Netherlands B.V.	BV 86811	Haag, Nederländerna	30 000	100	EUR 450,00		
- Lundin Indonesia B.V.	BV 471132	Haag, Nederländerna	1 065	100	EUR 450,00		
- Lundin Munir B.V.	BV 1225617	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
- Lundin Munir Limited	EC-29955	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00		
- Lundin Ireland Limited	87040C	Douglas, Isle of Man	26 102 000	100	GBP 1,00		
- Lundin Lematang B.V.	BV 547158	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Oil & Gas B.V.	BV 547156	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Blora B.V.	BV 561660	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Sareba B.V.	BV 608284	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin South Sokang B.V.	BV 614572	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Behara B.V.	BV 1102917	Haag, Nederländerna	182	100	EUR 100,00		
- Lundin Banyumas B.V.	BV 1140222	Haag, Nederländerna	182	100	EUR 100,00		
Aktier i dotterbolag						Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
1 januari						184 491	171 008
Aktieägartillskott						-	183 638
Förvärv						-	585
Avyttring av dotterbolag						-	-170 740
31 december						184 491	184 491

Noter

Not 12 – AKTIER OCH ANDELAR (TSEK)

Aktier och andelar omfattar:	Antal aktier	Andel %	Koncernen	
			Bokfört värde 31 december 2004	Bokfört värde 31 december 2003
Intresseföretag				
- Compagnie Franco-Tunisienne Des Petroles	10 000	50,00	-	-
- Ikdam Production SA	1 600	40,00	-	-
Övriga aktier och andelar				
- Noorderlijke Aardgas Transportmij B.V.	11 098 015	1,81	18 383	18 505
- Cofreland B.V.	31	7,75	2 728	2 746
- Aardgas Verkoopmij Leeuwarden	-	7,23	15	15
- L4 Witte Water B.V.	1 519	4,34	-	6
- Witte Water B.V.	3 840	3,84	-	16
- F15A Groep B.V.	254	2,54	-	5
- F15D Groep B.V.	254	2,54	-	4
- K4a/K5b (Groep) B.V.	101 500	2,03	-	4
- Maison de la géologie	2	1,25	27	27
			21 153	21 328

Investeringen i Compagnie Franco-Tunisienne Des Petroles har sålts under 2004. Ikdam Production SA rapporterade för 2004 följande resultat, 151 159 TSEK (-46 202 TSEK) och eget kapital uppgick till -77 343 TSEK per den 31 december 2004 (-106 816 TSEK). Då Lundin Petroleum inte har någon skyldighet att täcka upp negativt eget kapital har investeringen skrivits ned till 0 TSEK (0 TSEK).

Not 13 – LÅNGFRISTIGA FORDRINGAR (TSEK)

Långfristiga fordringar omfattar:	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Långfristig fordran på dotterbolag	-	-	615 545	570 372
	-	-	615 545	570 372

Långfristig fordran från dotterbolag avser finansiering av dotterbolagens verksamhet för vilken återbetalning inte förväntas ske enligt en fastställd återbetalningsplan.

Not 14 – SPÄRRADE MEDEL

Spärrade bankmedel representerar ett belopp som placerats som bankdeposition för att täcka en garanti för kommande prospekteringsåtaganden.

Per den 31 december 2004 fanns en bankgaranti utställd till Sudans energi- och gruvminister gällande första periodens åtagande för Block 5B. Det totala prospekteringsåtagandet beräknas uppgå till 33 MUSD av vilka 33,3% är garanterade av sudanesiska parter. De spärrade bankmedlen återspeglar Lundin Petroleums andel om 27,2 procent. Under 2002 har ytterligare en bankgaranti utgivits till Edison som operatör av Munir-koncessionen i Iran som är relaterad till arbetsåtaganden i denna koncession. Beloppet representerar 30% av den garanterade summan. De summor som är avsatta för bankgarantin, och därmed låsta, kan ej dras tillbaka under den tid som bankgarantin är gällande. Bankgarantin i Munir upplöstes i mars 2004 då alla arbetsåtaganden under kontraktet fullföljts.

Under 2003 sattes 16,5 MNOK av som säkerhet av OER oil AS för framtida återställningskostnader för fält offshore Norge. Försäljningen av aktierna i OER oil AS i november 2004 gör att denna summa ej längre ingår.

Not 15 – UPPSKJUTNA FINANSIERINGSKOSTNADER

Denna post är hänförlig till kostnaderna för kreditfaciliteten och skrivs av under lånets löptid. Avskrivningar uppgick till 7 224 TSEK (15 915 TSEK).

Not 16 – UPPSKJUTEN SKATTEFORDRAN

Den uppskjutna skattefordran är främst hänförlig till förlustavdrag i Storbritannien uppgående till 240 661 TSEK (0 TSEK), Norge uppgående till 110 078 TSEK (47 983 TSEK), Frankrike uppgående till 28 235 TSEK (0 TSEK) och Tunisien uppgående till 15 867 TSEK (0 TSEK). En uppskjuten skattefordran, relaterad till ett förlustavdrag, redovisas enbart när det finns en rimlig möjlighet att nyttja den mot framtida vinster.

Not 17 – ÖVRIGA FINANSIELLA TILLGÅNGAR

Denna post relateras till medel i joint venture partners för framtida utgifter till ett belopp om 5 924 TSEK (3 877 TSEK). Per den 31 december 2003 ingick även ett lån till ett associerat/närstående bolag om 3 069 TSEK.

Not 18 – LAGER (TSEK)

Lager omfattar	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Lager av olja och naturgas	53 557	52 727	–	–
Borrutrustning och förbrukningsmaterial	35 011	18 939	–	–
	88 568	71 666	–	–

Not 19 – FÖRUTBETALDA KOSTNADER OCH UPPLUPNA INTÄKTER (TSEK)

Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter består av	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Förutbetalda hyra	400	566	–	402
Upplupna intäkter – Joint Venture	5 179	838	–	–
Förutbetalda försäkringar	2 517	259	–	–
Upplupna intäkter	1 279	–	–	–
Övriga	2 415	1 165	158	70
	11 790	2 828	158	472

Not 20 – KORTFRISTIGA FORDRINGAR (TSEK)

Kortfristiga fordringar omfattar	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Underuttag	35 073	12 883	–	–
Fordran på Joint Ventures	74 055	72 964	–	–
Fordran på koncernbolag	–	–	2 333	10 625
Deposition	–	–	–	–
Bolagsskatt	117 587	69 118	–	–
Momsfordran	18 438	11 284	927	1 139
Övriga	7 585	23 723	34	44
	252 738	189 972	3 294	11 808

Not 21 – AVSÄTTNINGAR – ÅTERSTÄLLNINGSKOSTNADER (TSEK)

Avsättningar omfattar	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
1 januari	110 643	58 411	–	–
Förvärvade vid konsolidering	–	-5 680	–	–
Förvärv av koncernbolag	195 403	54 488	–	–
Nuvärdesjustering (Not 6)	14 503	5 255	–	–
Omklassificeringar	40 516	–	–	–
Avyttringar	-57 531	–	–	–
Omräkningsdifferens	-7 510	-1 831	–	–
31 december	296 024	110 643	–	–

Noter

Not 22 – PENSIONSÄVSÄTTNINGAR

I maj 2002 rekommenderade ersättningskommittén styrelsen, som antog beslutet, att pension skulle utgå till Adolf H. Lundin vid hans avgång som styrelseordförande och hans tillträdande som hedersordförande. Den pension som beslutades om består av månatliga betalningar motsvarande en årlig ersättning om 214 TCHF (1 219 TSEK) som löper på livstid. Vidare bestämdes att om Adolf H. Lundin skulle avlida skall månatliga utbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 138 TCHF (786 TSEK) betalas till hans fru, Eva Lundin. Även detta löper på livstid. Bolaget har rätt att betala denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 2 000 TCHF (11 393 TSEK). Under 2004 med införandet av de svenska rekommendationerna RR29 en avsättning har gjorts resulterande i en minskning i 2004 års balanserade vinstmedel om 15,7 MSEK. Förbindelsen är nuvärdesberäknad och en extern aktuarie har använts för beräkningen. Försäkringsmatematiska vinster och förluster tas över resultaträkningen.

Pensionsavsättningar	Koncernen	Koncernen	Moderbolaget	Moderbolaget
	31 december 2004	31 december 2003	31 december 2004	31 december 2003
1 januari	–	–	–	–
Tillämpning av RR 29	15 737	–	–	–
Gjorda utbetalningar	-1 219	–	–	–
31 december	14 518	–	–	–

Not 23 – ÄVSÄTTNINGAR (TSEK)

Ävsättningar omfattar	Koncernen		
	Upplupna avgångsvederlag	Övriga	Totalt
1 januari 2004	3 874	21 021	24 895
Ytterligare ävsättningar	1 437	-4 786	-3 349
Valutakursdifferenser	-446	-82	-528
31 december 2004	4 865	16 153	21 018

Upplupna avgångsvederlag motsvarar Lundin Petroleums andel av avgångsvederlag i Salawati Joint Venture i Indonesien. Denna ävsättning motsvaras av en deposition gjord av Joint Ventures och inkluderas i finansiella anläggningstillgångar.

Lundin Petroleum har ingått ett 4-årigt avtal om räntesäkring för att minska den finansiella risken. Redovisningsregler gör det nödvändigt att redovisa marknadsvärdet av den potentiella kostnaden för räntesäkringen. En ävsättning har gjorts per den 31 december 2004 om 1,4 MSEK (18,5 MSEK) för att visa den potentiella kostnaden och är bokförd under "Övriga ävsättningar".

Per den 31 december 2004 har ett belopp om 12,7 MSEK (0,0 MSEK) relaterat till skatter på vissa franska tillgångar från tiden före Lundin Petroleums förvärv av Coparexkoncernen.

Not 24 – BANKLÅN (TSEK)

Banklån omfattar	Koncernen	Koncernen	Moderbolaget	Moderbolaget
	31 december 2004	31 december 2003	31 december 2004	31 december 2003
Kortfristiga				
Banklån, återbetalning inom 1 år	–	–	–	–
Långfristiga				
Banklån, återbetalning inom 2–5 år	629 147	–	–	–
Banklån, återbetalning efter 5 år	713 874	–	–	–
	1 343 021	–	–	–

Den 16 augusti 2004 tecknade Lundin Petroleum en sjuårig kreditfacilitet om 385 MUSD. Bolaget har nyttjat 35 MUSD för en "Letter of Credit" för att säkra framtida återställningskostnader till de tidigare ägarna av Heatherfältet, offshore UK, samt ytterligare 271,0 MUSD i kontanta uttag. Återbetalningar om 68,2 MUSD gjordes under fjärde kvartalet 2004. Återbetalningar baseras på en nuvärdesberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöde. Inga låneåterbetalningar är för närvarande aktuella baserade på denna beräkning. Återbetalningarna i tabellen är hänförliga till en förutbestämd återbetalningsplan.

Not 25 – FINANSIELL LEASING (TSEK)

Koncernen har ingen finansiell leasing.

Not 26 – UPPLUPNA KOSTNADER (TSEK)

Upplupna kostnader omfattar	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Upplupen semesterlöneskuld	3 996	3 839	–	48
Upplupna kostnader Joint Venture	61 827	19 048	–	–
Upplupna rörelsekostnader	190 208	28 988	–	–
Upplupna administrationskostnader	1 119	1 970	–	–
Upplupna sociala avgifter	328	1 687	467	227
Upplupna löner	7 121	8 155	1 000	35
Räntehedge	7 018	10 233	–	–
Övriga	16 102	12 519	2 266	2 718
	287 719	86 439	3 733	3 028

Not 27 – ÖVRIGA KORTFRISTIGA SKULDER (TSEK)

Övriga kortfristiga skulder omfattar	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Överuttag	45 562	23 237	–	–
Kortfristig skuld	–	15 550	–	–
Periodisering av förvärvspris (not 26)	37 102	146 465	–	–
Joint Venture skulder	141 992	61 491	–	–
Mervärdesskatteskuld	4 942	4 449	–	–
Skuld avseende sociala avgifter	9 595	3 466	–	–
Övrigt	6 425	7 566	571	312
	245 618	262 224	571	312

Not 28 – STÄLLDA SÄKERHETER

Koncernen har ingått i en löpande kredit om 385 MUSD. Per den 31 december 2004 var 202,8 MUSD utnyttjat. Som säkerhet för krediten ligger vissa aktier i koncernen samt framtida kassaflöden som genereras från de pantsatta företagen.

Det pantsatta belopp om 1 124 388 TSEK per den 31 december 2004 representerar det bokförda värdet, netto, av de pantsatta tillgångarna.

Not 29 – ANSVARSFÖRBINDELSER

Under året har koncernen slutfört förvärvet av 95,3 procent av de utestående aktierna i Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) för en kontant summa om 172,5 MUSD samt en tilläggsköpeskilling om maximalt 27,5 MUSD som är beroende på produktionen från vissa tunisiska tillgångar. Skyldigheten att betala tilläggsköpeskilling beräknas fram till 31 december 2005. Ett belopp uppgående till 37 102 TSEK har bokats som köpeskilling av aktierna baserat på Lundin Petroleums uppskattning av tilläggsköpeskillingen. En ansvarsförbindelse uppstår i den mån den beräknade tilläggsköpeskillingen inte till fullo har tagits upp.

Noter

Not 30 – KASSAFLÖDESANALYS – ÖVRIGA ICKE-KASSAFLÖDESPÅVERKANDE POSTER (TSEK)

	Koncernen 2004	Koncernen 2003	Moderbolaget 2004	Moderbolaget 2003
Uppskjuten skatt	353 560	13 888	–	–
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	14 503	5 255	–	–
	368 063	19 143	–	–

Not 31 – KASSAFLÖDESANALYS – INVESTERINGAR I AKTIER OCH ANDELAR (TSEK)

	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Olje- och gastillgångar	1 734 720	155 735	–	–
Övriga anläggningstillgångar	1 791	–	–	–
Finansiella anläggningstillgångar	269 611	77 709	–	–
Övriga kortfristiga skulder	172 280	–	–	–
Avsättningar	-722 259	-54 465	–	–
Långfristiga skulder	–	–	–	–
Kortfristiga skulder	-221 295	-158 329	–	–
Minoritetsägares andel	–	-9 786	–	–
Aktier i dotterbolag	–	–	–	585
Köpeskilling	1 234 848	10 864	–	585
Kassa i förvärvat bolag	-14 657	–	–	–
	1 220 191	10 864	–	585

2004

De värden som finns i tabellen ovan representerar värden avseende tillgångar och skulder i Lundin Britain Ltd (tidigare DNO Britain Ltd) och Lundin Ireland (tidigare Island Petroleum Development Ltd) dagen för Lundin Petroleums förvärv med anledning av konsolideringen av koncernen Lundin Petroleum ABs räkenskaper.

2003

De värden som återfinns i tabellen representerar värden avseende tillgångar och skulder i OER oil AS dagen för Lundin Petroleums förvärv med anledning av konsolideringen av koncernen Lundin Petroleum ABs räkenskaper.

Not 32 – TRANSAKTIONER MED NÄRSTÅENDE

Koncernen har genomfört transaktioner med närstående parter "på armlängds avstånd" enligt beskrivningen nedan:

Under året betalade koncernen 345 TSEK (2003 – 355 TSEK) till Namdo Management Services Ltd. (Namdo), ett privat bolag ägt av Lukas H. Lundin, styrelseledamot i bolaget, i enlighet med ett serviceavtal. Namdo har cirka 12 anställda och bistod med administration och finansiella tjänster till ett antal publika bolag. Därmed finns ingen anledning att allokeras belopp betalt till Namdo direkt till Lukas H. Lundin.

Koncernen har erhållit 2 412 TSEK (2003 – 1 249 TSEK) från Vostok Nafta Investment Ltd med närstående bolag för kontorslokaler samt utförda redovisningstjänster. Vostok Nafta räknas som närstående bolag då hedersordföranden Adolf H. Lundin äger en större post i bolaget.

Not 33 – GENOMSNITTLIGT ANTAL ANSTÄLLDA, LÖNER, ANDRA ERSÄTTNINGAR OCH SOCIALA KOSTNADER (TSEK)

Medelantal anställda	2004		2003	
	Summa anställda	varav män	Summa anställda	varav män
Moderbolaget				
Sverige	2	–	2	–
Summa moderbolaget	2	–	2	–
Dotterbolag i Sverige	–	–	–	–
Dotterbolag i utlandet				
Storbritannien	149	132	–	–
Frankrike	51	41	57	42
Schweiz	31	20	31	21
Nederländerna	7	5	7	5
Norge	25	20	13	11
Indonesien	16	11	24	18
Tunisien	10	6	9	6
Albanien	1	1	3	2
Summa dotterbolag	290	236	144	105
Summa koncernen	292	236	146	105

För koncernen fanns totalt 19 personer i ledningen och styrelsen (2003: 15 personer och 2002: 16 personer). 1 kvinna fanns med under 2004, 2003 och 2002.

Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	2004		2003	
	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget				
Sverige	4 923	1 687	1 680	552
Summa moderbolaget	4 923	1 687	1 680	552
Dotterbolag i Sverige	–	–	–	–
Dotterbolag i utlandet				
Storbritannien	60 756	13 642	–	–
Frankrike	18 798	9 435	22 925	12 826
Schweiz	39 526	2 556	36 527	2 462
Nederländerna	5 566	651	2 748	128
Norge	25 087	3 241	9 191	1 353
Indonesien	4 792	284	4 068	474
Tunisien	7 828	1 029	6 096	616
Albanien	309	–	2 061	23
Summa dotterbolag	162 662	30 838	83 616	17 882
Summa koncernen	167 585	32 525	85 296	18 434
Varav pensionskostnader	11 321	–	2 561	–

Noter

Löner, andra ersättningar uppdelat per land och styrelsen och övriga anställda	2004		2003	
	Styrelseledamöter och verkställande direktör	Övriga anställda	Styrelseledamöter och verkställande direktör	Övriga anställda
Moderbolaget				
Sverige	4 151	772	1 050	630
Summa moderbolaget	4 151	772	1 050	630
Dotterbolag i Sverige	-	-	-	-
Dotterbolag i utlandet				
Storbritannien	6 826	53 930	-	-
Frankrike	-	18 798	-	22 925
Schweiz	10 806	28 720	9 926	26 601
Nederländerna	3 189	2 377	1 325	1 423
Norge	4 532	20 555	2 364	6 827
Indonesien	1 306	3 486	1 265	2 804
Tunisien	2 794	5 034	2 792	3 303
Albanien	309	-	920	1 141
Summa dotterbolag	29 762	132 900	18 592	65 024
Summa koncernen	33 913	133 672	19 642	65 654

NOT 34 – OLJE- OCH GASRESERVER (EJ REVIDERADE)

Bevisade och sannolika oljereserver	Totalt MBBL	Storbritannien MBBL	Frankrike MBBL	Nederländerna MBBL	Tunisien MBBL	Norge MBBL	Venezuela MBBL	Indonesien MBBL	Irland MBBL	Sudan MBBL
1 januari 2003	102 888	-	23 844	25	3 191	-	8 258	7 370	-	60 200
Förändringar under året										
- förvärv	5 510	-	-	-	-	5 510	-	-	-	-
- försäljningar	-60 200	-	-	-	-	-	-	-	-	-60 200
- revision	9 517	-	3 680	22	90	-	791	4 934	-	-
- ökning av befintliga reserver samt fyndigheter	3 788	-	-	-	3 788	-	-	-	-	-
- produktion	-4 887	-	-1 518	-5	-851	-742	-869	-902	-	-
	-46 272	-	2 162	17	3 027	4 768	-78	4 032	-	-60 200
31 december 2003	56 616	-	26 006	42	6 218	4 768	8 180	11 402	-	-
2004										
Förändringar under året										
- förvärv	85 131	54 283	-	-	-	30 848	-	-	-	-
- försäljningar	-4 509	-	-	-	-397	-4 112	-	-	-	-
- revision	-5 875	-	-3 558	767	-95	-	-2 393	-596	-	-
- ökning av befintliga reserver samt fyndigheter	3 055	-	2 287	-	-	-	-	768	-	-
- produktion	-8 566	-3 974	-1 561	-4	-574	-870	-753	-830	-	-
	69 236	50 309	-2 832	763	-1 066	25 866	-3 146	-658	-	-
31 december 2004	125 852	50 309	23 174	805	5 152	30 634	5 034	10 744	-	-

Bevisade och sannolika olje- och gasreserver	Total MMSCF	Stor- britannien MMSCF	Frankrike MMSCF	Nederlän- derna MMSCF	Tunisien MMSCF	Norge MMSCF	Venezuela MMSCF	Indone- sien MMSCF	Irland MMSCF	Sudan MMSCF
1 januari 2003	84 250	-	-	54 167	-	-	3 543	26 540	-	-
Förändringar under året										
- förvärv	12 787	-	-	-	-	12 787	-	-	-	-
- försäljningar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- revision	2 557	-	-	-548	-	-	2 587	518	-	-
- ökning av befintliga reserver samt fyndigheter	1 644	-	-	-	-	-	-	1 644	-	-
- produktion	-6 065	-	-	-5 151	-	-215	-604	-95	-	-
	10 923	-	-	-5 699	-	12 572	1 983	2 067	-	-
31 december 2003	95 173	-	-	48 468	-	12 572	5 526	28 607	-	-
2004										
Förändringar under året										
- förvärv	68 907	-	-	-	-	34 107	-	-	34 800	-
- försäljningar	-12 429	-	-	-	-	-12 429	-	-	-	-
- revision	-43 854	-	-	-5 214	-	-	-3 089	-1 711	-33 840	-
- ökning av befintliga reserver samt fyndigheter	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- produktion	-7 127	-	-	-5 665	-	-169	-449	-64	-780	-
	5 497	-	-	-10 879	-	21 509	-3 538	-1 775	180	-
31 december 2004	100 670	-	-	37 589	-	34 081	1 988	26 832	180	-

Av de totala bevisade samt sannolika olje- och gasreserverna per den 31 december 2003 är 74 Mbbl olja och 110 mmscf gas hänförliga till minoritetsaktieägare i vissa dotterbolag i koncernen.

Not 35 – HÄNDELSER EFTER RÄKENSKAPSÅRETS UTGÅNG

Den 13 januari 2005 undertecknade Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva en andel om 22,5 procent i ett Oil Mining Lease (OML) 113, offshore Nigeria vilket innefattar olje- och gasfyndigheten Aje. Som en del i avtalet kommer Lundin Petroleum att vara teknisk rådgivare till Yinka Folaia Petroleum Company som är operatör i projektet. Efter erhållet godkännande av transaktionen planeras den första utvärderingsborrningen Aje-3 under det andra halvåret 2005. Om borrningen är framgångsrik är det sannolikt att ytterligare en borrning kommer att genomföras, antingen en andra utvärderingsborrning eller en prospekteringsborrning kallad South East Aje.

Den 20 januari har Lundin Petroleum AB, genom sitt helägda dotterbolag Lundin Exploration B.V. och dess partners, tilldelats en prospekteringslicens gällande Donegal Basin utanför Irlands nordvästra kust. Lundin Exploration B.V. kommer att äga 35% och vara operatör. Lundin Petroleum har även beviljat Island Oil and Gas plc en option att förvärva en 5-procentig licensandel som del av köpeskillingen för försäljningen av licensandelen i Seven Heads Gas project och vissa övriga olje- och gaslicenser, offshore Irland. När detta har godkänts kommer Lundin Exploration B.V. att äga 30%. Under licensvillkoren som löper över 15 år är det planerat att ske en prospekteringsborrning under 2006.

Efter årets slut förbands Lundin Petroleum under vissa koncessionsavtal att slutföra vissa prospekteringsprogram utöver de som nämnts i not 9. Den totala summan uppgår till ca 417,2 MSEK och av detta är bolagets del ca 199,3 MSEK. Av detta belopp beräknas 26,5 MSEK spenderas under 2005.

I januari 2005 ingick koncernen en oljehedge för perioden 1 februari 2005 fram till 31 december 2005 uppgående till 5 000 fat per dag till ett pris om 45,00 USD Dated Brent. I mars 2005 ingick koncernen en oljehedge för perioden 8 mars 2005 fram till 31 december 2005 för 5000 fat per dag till ett pris om 51,00 USD Dated Brent.

I mars 2005 ingick koncernen en oljehedge för perioden 1 januari 2006 fram till 31 december 2006 uppgående till 5 000 fat per dag till ett pris om 53,20 USD Dated Brent.

I januari 2005 ingick koncernen ett antal valutaterminskontrakt för att fastställa valutakursen från USD till GBP, Euro, NOK och CHF. Avtalen löper från och med 20 februari 2005 till och med 20 november 2005. Det totalt säkrade beloppet uppgår till 98,3 MUSD varav 66,2 MUSD avser USD/GBP och 17,6 MUSD avser USD/Euro.

Noter

Not 36 – FINANSIELLA RISKER OCH DERIVAT

Som ett internationellt bolag som prospekterar efter och producerar olja och gas med global verksamhet är Lundin Petroleum exponerad mot finansiella risker såsom förändringar i valutakurser, oljepris, räntor såväl som kreditrisker. Bolaget söker kontrollera dessa risker genom sunt ledarskap och användandet av internationellt accepterade finansiella instrument såsom hedge.

Valutarisk: Lundin Petroleums policy beträffande terminssäkring av valutakurser, vid valutaexponering, är att bestämma valutakursen för kostnader i icke-USD valutor mot USD i förväg så att framtida kostnadsnivåer i USD kan förutsägas med viss säkerhet. Bolaget tar hänsyn till nuvarande valutakurser och marknadsförväntningar i jämförelse med historiska kurser och volatilitet vid beslut om terminssäkring.

Oljeprisrisk: Lundin Petroleums policy är att anta en flexibel hållning gentemot terminssäkring av oljepriset baserad på uppskattningar om fördelarna av de specifika omständigheterna beträffande terminskontrakten. Baserad på analyser av omständigheterna/förhållandena kommer Lundin Petroleum att ta hänsyn till fördelarna av att terminssäkra de månatliga försäljningskontrakten för att erhålla kassaflöde. Om man är övertygad om att terminssäkringskontrakten kommer att tillhandhålla ökat kassaflöde kan beslut tas beträffande terminssäkring av oljepriset.

Räntesäkring: Lundin Petroleum kommer kontinuerligt att ta i beräkning fördelarna av räntesäkring beträffande lån. Om räntesäkringen innebär en minskning av ränterisken till ett för bolaget acceptabelt pris kan Lundin Petroleum överväga att säkra räntan.

Kreditrisk: Lundin Petroleum policy är att begränsa kreditrisken genom att begränsa "möjlig kredgivare till de stora bankerna och oljebolagen". Då kreditrisk anses föreligga vid försäljning av olja och gas, är policyn att efterfråga ett "letter of credit" för det totala värdet av försäljningen. Policyn för joint ventures är de gjorda avsättningar för de underliggande gemensamma verksamhetsrelaterade avtalen, för att ta tillbaka licensandelar eller joint venture partners andel av produktionen vid icke gjorda betalningar eller för belopp som förfallit till betalning.

Likviditetsrisk: Lundin Petroleum har ingått en lånefacilitet om 385 MUSD för att säkra vissa återställningskostnader som garanterats genom ett "Letter of Credit" om 35 MUSD och möjlighet till kontanta lån om 350 MUSD. Per den 31 december 2004 var 237,8 MUSD utnyttjat under denna kreditfacilitet. Lundin Petroleum ser över sina likviditetsbehov genom en årlig budgetprocess samt genom löpande kontroll av det aktuella resultatet mot budgeterat resultat. Koncernen är övertygad att framtida kassaflöden och tillgången till kreditfaciliteten är tillräckliga för att tillgodose likviditetsbehovet för koncernens finansiella åtaganden.

Derivat

Valutasäkring: Per den 31 december 2004 hade bolaget inga avtal om valutasäkring.

Terminssäkring av oljepriset: Per den 31 december 2004 hade Bolaget ingått avtal om terminssäkring av oljepriset för kalenderåret 2005 uppgående till 6 000 fat olja per dag till ett pris om 29,00 USD/fat.

Räntesäkring: Koncernen har från och med den 1 januari 2003, räntesäkrat en del av koncernens USD-lån genom att binda den LIBOR-baserade flytande kursen för en del av bolagets USD-lån för en period om fyra år. Räntesäkringen sker till den fasta LIBOR räntan om 3,49 procent. Det hedgade beloppet minskade till 85 MUSD den 2 januari 2005 med ytterligare minskningar av detta belopp varje halvår. Som en följd av ytterligare låneutbetalningar för att finansiera förvärvet av DNO, säkrade koncernen den 11 mars 2004 ett belopp om 40 MUSD till en fast LIBOR ränta om 2,32 procent. Detta löper över 3 år.

Marknadsvärden: Marknadsvärdet för derivat per den 31 december 2004 är följande:

TSEK	Koncernen 31 december 2004	Koncernen 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2004	Moderbolaget 31 december 2003
Oljeterminssäkringsavtal	-162 330	-26 227	-	-
Räntesäkringsavtal	5 230	-18 574	-	-

Terminssäkringsavtalet för oljepriset värderades enligt oljepriset Dated Brent, per den 31 december 2004. Räntesäkringsavtalet med underliggande transaktioner värderas till marknadsvärde och räntesäkringsavtal utan underliggande transaktioner är värderat till nuvärdet av de potentiella kostnaderna under dessa avtal. Per den 31 december 2004 har en avsättning redovisats avseende den sistnämnda med en summa om 1,4 MSEK (18,6 MSEK).

Stockholm den 21 april 2005

Ian H. Lundin
Ordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef & VD

Adolf H. Lundin
Hedersordförande

Carl Bildt

Lukas H. Lundin

Kai Hietarinta

William A. Rand

Magnus Unger

Revisionsberättelse

Revisionsberättelse

Till bolagsstämman i Lundin Petroleum AB

Org nr 556610-8055

Vi har granskat årsredovisningen, koncernredovisningen och bokföringen samt styrelsens och verkställande direktörens förvaltning i Lundin Petroleum AB för år 2004. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för räkenskapshandlingarna och förvaltningen och för att årsredovisningslagen tillämpas vid upprättandet av årsredovisningen och koncernredovisningen. Vårt ansvar är att uttala oss om årsredovisningen, koncernredovisningen och förvaltningen på grundval av vår revision.

Revisionen har utförts i enlighet med god revisionssed i Sverige. Det innebär att vi planerat och genomfört revisionen för att i rimlig grad försäkra oss om att årsredovisningen och koncernredovisningen inte innehåller väsentliga felaktigheter. En revision innefattar att granska ett urval av underlagen för belopp och annan information i räkenskapshandlingarna. I en revision ingår också att pröva redovisningsprinciperna och styrelsens och verkställande direktörens tillämpning av dem samt att bedöma de betydelsefulla uppskattningar som styrelsen och verkställande direktören gjort när de upprättat årsredovisningen och koncernredovisningen samt att utvärdera den samlade informationen i årsredovisningen och koncernredovisningen. Som underlag för vårt uttalande om ansvarsfrihet har vi granskat väsentliga beslut, åtgärder och förhållanden i bolaget för att kunna bedöma om någon styrelseledamot eller verkställande direktören är ersättningskyldig mot bolaget. Vi har även granskat om någon styrelseledamot eller verkställande direktören på annat sätt har handlat i strid med aktiebolagslagen, årsredovisningslagen eller bolagsordningen. Vi anser att vår revision ger oss rimlig grund för våra uttalanden nedan.

Årsredovisningen och koncernredovisningen har upprättats enligt årsredovisningslagen och ger därmed en rättvisande bild av bolagets och koncernens resultat och ställning i enlighet med god redovisningssed i Sverige. Förvaltningsberättelsen är förenlig med årsredovisningens och koncernredovisningens övriga delar.

Vi tillstyrker att bolagsstämman fastställer resultaträkningen och balansräkningen för moderbolaget och för koncernen, behandlar förlusten i moderbolaget enligt förslaget i förvaltningsberättelsen och beviljar styrelsens ledamöter och verkställande direktören ansvarsfrihet för räkenskapsåret.

Stockholm den 21 april 2005

Carl-Eric Bohlin
Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand
Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Ersättning till styrelse och ledning

Styrelsen i Lundin Petroleum AB har tillsatt en ersättningskommitté för att administrera företagsledningens löner och ersättningar. Kommittén består av tre styrelseledamöter som träffas minst en gång om året för att få information om samt ta beslut rörande ersättningar till ledningen i enlighet med policier som är godkända av styrelsen.

Den styrande filosofin i denna kommitté för att bestämma ersättning till företagsledningen är att den skall vara konkurrenskraftig och motive-
rande, attrahera och bibehålla kvalificerad personal samt uppmuntra och motivera goda prestationer. Avseende prestation så inkluderar den att uppnå företagets strategiska mål om tillväxt samt öka aktieägarvärde via värdeökning av aktien genom en kostnadseffektiv verksamhet, ökat kassaflöde samt ökade vinster. För att fastställa kompensation för ledningen tar kommittén hänsyn till individuell prestation, ansvarsområden samt ersättningsnivåer i branschen. Kommittén kan rekommendera bonusutbetalningar till ledningen för arbete utfört med speciella projekt eller i speciella omständigheter. Det existerar ingen policy för den garanterade betalningen av den årliga bonusen.

Lön och övriga ersättningar (TSEK)

	Lön	Bonus	Förmåner	Totalt 2004	Totalt 2003	Pension 2004	Pension 2003
Icke-operativa styrelseledamöter			(1)			(2)	
Ian H. Lundin (3)	-	-	-	-	3 117	-	197
Ledande befattningshavare							
C. Ashley Heppenstall	2 834	1 418	326	4 578	3 689	304	289
Övriga befattningshavare (4)	8 368	2 300	327	10 995	6 647	932	609

	Styrelse- arvode	Övrigt	Förmåner	Pensioner	Totalt 2004	Totalt 2003
Icke-operativa styrelseledamöter						
Ian H. Lundin (3)	579	2 923	241	61	3 804	-
Adolf H. Lundin	20	-	-	1 219	1 239	1 258
Magnus Unger	313	591	-	-	904	810
Carl Bildt	293	-	-	-	293	210
Kai Hietarinta	303	-	-	-	303	210
Lukas Lundin	303	-	-	-	303	210
William Rand	313	-	-	-	313	210

(1) Förmåner inkluderar skolvavgifter och sjukförsäkring.

(2) Pensionsbetalningar är betalningar till pensionsförsäkringar om cirka 5 gånger utöver den schweiziska miniminivån.

(3) Ian H Lundin avgick som operativt ansvarig under 2003 och kommer framöver inte att erhålla lön från Bolaget. Övriga ersättningar som betalats under 2004 är hänförligt till speciella projekt som utförts till gagn för bolaget. Nivån på dessa ersättningar är i enlighet med vad som godkändes vid bolagsstämman 2003.

(4) Övriga befattningshavare består av de sex direktörer som var anställda under 2004.

Inga avgångsvederlag finns avtalade för någon av styrelseledamöterna eller ledande befattningshavare.

Bolaget har ett incitamentsprogram för de anställda där teckningsoptioner ges ut till de anställda och ger möjlighet att köpa aktier i Bolaget till ett förutbestämt pris. Lösenpriset för dessa teckningsoptioner är genomsnittspriset eller genomsnittspriset plus en premie de 10 nästkommande handelsdagarna efter bolagsstämman. Teckningsoptionerna är giltiga i tre år och kan inte utnyttjas under det första året av dess löptid.

	Optioner				Utstående optioner 31 december 2004			
	Utgivna 2001	Utgivna 2002	Utgivna 2003	Utgivna 2004	Utgivna 2001	Utgivna 2002	Utgivna 2003	Utgivna 2004
Operativa styrelseledamöter								
C. Ashley Heppenstall	444 500	450 000	600 000	350 000	–	150 000	600 000	350 000
Övriga befattningshavare	488 950	655 000	815 000	555 000	–	45 000	635 000	555 000
Icke-operativa styrelseledamöter (1)								
Ian H. Lundin	635 000	650 000	400 000	–	–	485 000	400 000	–
Magnus Unger	76 200	80 000	–	–	–	–	–	–
		Utgivna 2001	Utgivna 2002	Utgivna 2003	Utgivna 2004			
Lösenpris (SEK)		3,37	4,50	10,10	45,80			
Utnyttjandeperiod		1 maj 2002 – 1 maj 2004	31 maj 2003 – 31 maj 2005	31 maj 2004 – 31 maj 2006	31 maj 2005 – 31 maj 2007			
Värdering per option (2)		0,94	0,98	2,53	7,97			

(1) Icke-operativa styrelseledamöter har erhållit optioner då de tidigare varit anställda som ledande befattningshavare.

(2) Värderingen har beräknats med användandet av Black & Scholesmetoden

I maj 2002 rekommenderade ersättningskommittén styrelsen, som antog beslutet, att pension skulle utgå till Adolf H. Lundin vid hans avgång som styrelseordförande och hans tillträdande som hedersordförande. Den pension som beslutades om består av månatliga betalningar motsvarande en årlig ersättning om 214 TCHF (1 219 TSEK) som löper på livstid. Vidare bestämdes att om Adolf H. Lundin skulle avlida skall månatliga utbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 138 TCHF (786 TSEK) betalas till hans fru, Eva Lundin. Även detta löper på livstid. Bolaget har rätt att betala denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 2 000 TCHF (11 393 TSEK). Per den 31 december 2004 har en avsättning redovisats för dessa betalningar motsvarande ett belopp om 14 518 TSEK (31 december 2003 TSEK 0).

IFRS

Övergång till IFRS

Lundin Petroleum har upprättat sitt årsbokslut i enlighet med svenska redovisningsregler. I juni 2002 antog EU "International Reporting Standards" IFRS för samtliga noterade bolag inom EU med effekt från den 1 januari 2005. Lundin Petroleums finansiella rapporter för 2005 kommer att publiceras i enlighet med IFRS samt ett års jämförelsesiffror i enlighet med IFRS 1. Som ett resultat av detta kommer 1 januari 2004 vara Lundin Petroleums övergångsdatum till IFRS.

Redovisningsreglerna är framtagna av International Accounting Standards Board (IASB) och kallades International Accounting Standards (IAS) innan IFRS trätt i kraft. IAS från den 1 januari 2005 kommer att gälla tills förändringar görs av IASB eller ersätts med en ny IFRS.

Övergång

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

- IFRS 2 – Aktierelaterade ersättningar: Denna standard kommer ej att gälla för bolagets personaloptioner utgivna före 7 november 2002. Optioner under 2004 års program utgivna efter 7 november 2002 och ännu ej lösta före 1 januari 2005 kommer att behandlas i enlighet med den nya IFRS standarden.
- IFRS 3 - Företagsförvärv och samgåenden: Ingen omräkning av förvärv gjorda före 1 januari 2004 kommer att göras.
- IFRS 5 – Anläggningstillgångar till försäljning och avveckling av verksamheter: Denna standard kommer att antas från och med 1 januari 2005.
- IAS 21 – Effekt av förändring i valutakurs: Per datum för övergång till IFRS antas den ackumulerade omräkningsdifferensen vara noll. Uppkommen vinst eller förlust för avyttringar av utländska tillgångar skall exkludera valutakursvinst/förlust som uppkommit före datumet för avyttrandet men inkludera förändringar som uppkommit därefter.
- IAS 39 – Finansiella instrument: Denna standard, antagen av EU, kommer att effektueras från och med den 1 januari 2005 och därför kommer jämförelsesiffror ej att omräknas.

Skillnader mellan svensk GAAP och IFRS

Effekterna av att applicera IFRS på Lundin Petroleums finansiella rapporter är enligt följande:

IFRS 2

Denna behandlar aktierelaterade ersättningar och föreskriver att en kostnad skall belasta resultaträkningen för att visa effekten av utgivna optioner. Teoretiskt värde för 2004 har beräknats med hjälp av Black & Scholes-formeln. Den totala kostnaden om 17,3 MSEK beräknas över inlåsningsperioden om 1 år. Kostnaden för personaloptioner utgivna 2004 har tagits med i den omräknade resultaträkningen för 2004 och uppgår till 10,7 MSEK och för 2005 beräknas kostnaden till 6,6 MSEK.

IFRS 3

Denna standard behandlar företagsförvärv och samgåenden, hantering av övervärden och den uppdelning som skall göras mellan materiella och immateriella anläggningstillgångar och immateriella tillgångar. Ingen förändring är nödvändig i detta fall för Lundin Petroleum.

IAS 1

I enlighet med denna standard skall minoritetsintressen utgöra en egen post i eget kapital inkluderas i resultatet efter skatt i resultaträkningen.

IAS 21

Denna standard behandlar effekten av valutakursförändringar. Effekterna av att byta funktionell valuta i några av dotterbolagen i enlighet med kraven i denna standard påverkar olje- och gastillgångarna i dessa bolag. Effekten på det egna kapitalet per den 1 januari 2004 uppgår till -11,5 MSEK efter att hänsyn tagits till uppskjuten skatt och 3,3 MSEK per den 31 december 2004. Effekten på resultatet efter skatt för räkenskapsåret 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. IAS 36 kräver att bedömning för eventuellt nedskrivningsbehov skall ske fält-för-fält. Förändringen i metod för eventuellt nedskrivningsbehov innebär att prospekteringskostnader inte längre ska aktiveras inom ett land och med stöd av kassaflöden i landet utan i framtiden skall bedömas på egna meriter. Om det inte finns något beslut att fortsätta med ett specifikt prospekteringsprogram skall prospekteringskostnaderna kostnadsföras. Lundin Petroleum har haft prospekteringskostnader i Frankrike och Indonesien som, enligt IFRS, måste kostnadsföras.

IAS 39

Denna standard behandlar redovisning och värdering av finansiella instrument. Denna standard föreskriver att derivatinstrument skall redovisas till marknadsvärde. I enlighet med den regel i IFRS 1 som medger vissa undantag kommer Lundin Petroleum att implementera IAS 39 från och med 1 januari 2005 och inga omräkningar av tidigare perioders resultat göras. Per den 1 januari 2005 hade Lundin Petroleum kassaflödessäkringar i form av olje- och räntesäkringskontrakt. Enligt svenska redovisningsregler har säkringskontrakten behandlats som en post utanför balansräkningen medan IFRS förordar en värdering av dessa kontrakt till marknadsvärde. Effekten på ingående kapital per den 1 januari 2005 är 98,2 MSEK efter uppskjuten skatt.

Sammanfattning av förväntade effekter

I tabellen nedan visas de förväntade effekter på det egna kapitalet och nettoresultatet. Då IFRS kan komma att ändras under 2005 kan även dessa effekter förändras.

Belopp i TSEK	1 jan 2004	31 dec 2004	1 jan 2005
Eget kapital enligt svenska redovisningsregler	1 856 932	2 407 375	2 407 375
IFRS justeringar			
Aktierelaterad ersättning	–	-10 712	-10 712
Effekt av valutakursförändringar	-11 943	3 293	3 293
Minoritetsägares andel	20 036	2 931	2 931
Nedskrivningar av tillgångar	-17 929	-40 298	-40 298
Finansiella instrument	–	–	-155 711
Uppskjutna skatter på IFRS justeringar	2 268	4 807	62 325
Totala justeringar till IFRS	-7 568	-39 979	-138 172
Eget kapital enligt IFRS	1 849 364	2 367 396	2 269 203

Definitioner

VALUTAFÖRKORTNINGAR

SEK	Svenska kronor
TSEK	Tusental svenska kronor
MSEK	Miljontal svenska kronor
USD	USA dollar
TUSD	Tusental USA dollar
MUSD	Miljontal USA dollar
CHF	Schweiz francs
TCHF	Tusental CHF
NOK	Norska kronor
MNOK	Miljontal norska kronor
GBP	Brittiska pund
MGBP	Miljontal brittiska pund

OLJERELATERADE FÖRKORTNINGAR

bbl	Fat (barrel). Ett fat = 159 liter
bbls	Fat (barrels)
bcf	Miljarder kubik fot
boe	Fat oljeekvivalenter. Naturgas omräknad till fat oljeekvivalenter, 6 mcf = 1 boe. Denna omräkningsfaktor är ungefärlig då relationen kan variera.
boepd	Fat oljeekvivalenter per dag
bopd	Fat olja per dag
mbbl	Tusen fat (latin: Mille)
mmbo	Miljoner fat olja
mmboe	Miljoner fat oljeekvivalenter
mmbopd	Miljoner fat oljeekvivalenter per dag
cf	Kubikfot. En kubikfot = 0,028 m ³
mcf	Tusen kubikfot
mcfpd	Tusen kubikfot per dag
mmcf	Miljoner kubikfot

OLJERELATERADE DEFINITIONER

Barrel	Volymmått, fat. Ett fat = 159 liter
Bassäng	En stor sänka i vilken sediment har samlats
Bevisade reserver	Bevisade reserver är reserver som kan uppskattas, genom analys av geologisk- och ingenjördata, vara med skälig tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiska läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande regeringsbestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Skulle deterministiska metoder tillämpas skulle termen tillförlitlighet anses uttrycka en hög grad av tillit att dessa kvantiteter kan utvinnas. Skulle sannolikhetslära tillämpas skulle det vara minst 90% sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är minst lika med de uppskattningar som gjorts.
ESC	Prospekteringserviceavtal.
EPSA	Prospekterings- och produktionsdelningsavtal.
Finansieringsandel	Finansieringsandelen är beroende av åtagandet att även svara för en andel av de initiala kostnaderna för prospektering, utvärdering och utbyggnad för en annan part. Skillnaden mellan finansieringsandelen och licensandelen återbetalas genom erhållande av en andel av den andra partens producerade olja.
FPSO	Flytande produktions-, lagrings- och avlastningsfartyg.
Kolväten	Naturligt förekommande organiskt ämne bestående av väte och kol. Inkluderar råolja, naturgas och naturgaskondensat.
Licens	Ett bolag är garanterad rätten till en koncession och står för kostnaderna för prospektering och utbyggnad mot att man betalar staten licensavgift och royalties för produktion.
Licensandel	Den faktiska ägarandelen i en licens.
Sannolika reserver	Sannolika reserver är icke bevisade reserver som genom analys av geologisk- samt ingenjördata anses mer sannolika att kunna utvinnas än motsatsen. I detta sammanhang anses det vara minst 50% sannolikhet att de utvunna kvantiteterna är minst lika stora som summan av bevisade och sannolika reserver.
Seismik	En metod för geofysisk prospektering genom interaktion mellan ljudvågor och berggrunden.

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleums hemsida, www.lundin-petroleum.com under rubriken "Definitioner".

BOLAGSSTÄMMA 19 MAJ 2005

Ordinarie bolagsstämma i Lundin Petroleum hålls torsdagen den 19 maj 2005, kl 14.00. China teatern (för registrering Berns huvudentré, 1 trappa ned), Berzelii Park, Stockholm.

Deltagande

För att få rätt att delta vid bolagsstämman måste aktieägare

- dels vara införd i den av VPC AB förda aktieboken fredagen den 9 maj 2005,
- dels anmäla sitt deltagande till bolaget senast torsdagen den 13 maj 2005

Anmälan om deltagande kan ske

- per post till adress Lundin Petroleum AB, Hovslagargatan 5, 111 48 Stockholm
- per telefon 08-440 54 50
- via e-mail: bolagsstamma@lundin.ch
- per fax 08-440 54 59.

Vid anmälan bör uppges namn, personnummer/organisationsnummer, adress, telefonnummer samt registrerat aktieinnehav.

Aktieägare som låtit förvaltarregistrera sina aktier måste i god tid före den 9 maj 2005 genom förvaltarens försorg tillfälligt låta inregistrera aktierna i eget namn för att få rätt att delta i bolagsstämman och utöva sin rösträtt.

FINANSIELLA RAPPORTER

Lundin Petroleum publicerar följande rapporter:

- Rapport för de första tre månaderna januari – mars 2005
Publiceras den 18 maj 2005
- Rapport för de första sex månaderna januari – juli 2005
Publiceras den 17 augusti 2005
- Rapport för de första nio månaderna januari – september 2005
Publiceras 16 november 2005

Rapporterna finns tillgängliga på Lundin Petroleums hemsida, www.lundin-petroleum.com direkt efter offentliggörandet och utges på svenska och engelska. Rapporterna skickas ut automatiskt till de aktieägare som har anmält att man vill ha denna information.



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