

Lundin Petroleum AB



ÅRSREDOVISNING
2003

Innehåll

1. Höjdpunkter 2003 – Utsikter 2004
2. Brev till aktieägarna – VD
4. Ordförandens kommentar
6. Marknadsbeskrivning
8. Global portfölj
10. Verksamheten
22. Samhällsansvar
24. Aktieinformation
26. Styrelse
27. Corporate Governance
28. Ledande befattningshavare och revisorer
29. Nyckeltal
30. Förvaltningsberättelse
37. Resultaträkning
38. Balansräkning
39. Kassaflödesanalys
40. Eget kapital
41. Noter
62. Revisionsberättelse
63. Ersättningar till styrelse och ledande befattningshavare
64. Definitioner
65. Datum för finansiella rapporter



Missionen...

att prospektera efter, bygga ut och utvinna olja och gas på det mest ekonomiskt effektiva samt socialt och miljömässigt ansvarsfulla sättet, till förmån för aktieägare, anställda och värdländer

meeting our objectives...

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.

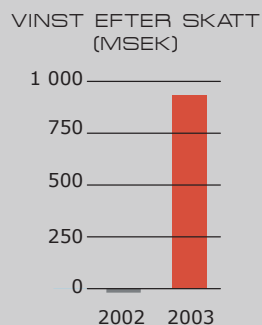
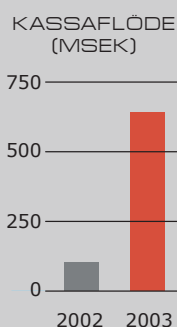
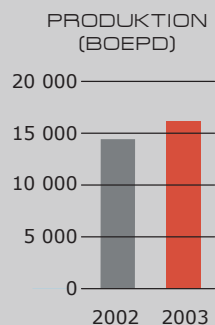
Referenser till "Coparex" avser Lundin International SA (tidigare Coparex International SA)

Visionen...

att skapa ett betydande prospekterings- och produktionsbolag för olja och gas som kontinuerligt skapar ökade värden för sina aktieägare med betydande tillväxt

>>HÖJDPUNKTER 2003

- Produktion om cirka 5,8 miljoner fat oljeekvivalenter
- Genomsnittlig produktion om 16 000 fat oljeekvivalenter per dag
- Ökning av reserver med 29 procent (för samma tillgångar)
- Omsättning om 1 120,5 miljoner SEK
- Genomsnittligt pris per fat oljeekvivalenter om 27,35 USD
- Vinst efter skatt om 930,2 miljoner SEK
- Utspädd vinst per aktie om 3,71 SEK
- Operativt kassaflöde om 634,6 miljoner SEK
- Vinst från försäljningen av Sudan, Block 5A om 720,1 miljoner SEK



>>UTSIKTER 2004

- Förvärv av vissa av DNOs tillgångar i Storbritannien, Norge och Irland genomfört
- Förväntad genomsnittlig produktion om 29 000 boepd som ökar till 40 000 boepd vid årets slut
- **Prospekteringsprogram för 2004**
 - Två på varandra efterföljande borrhningar, SQD-1 och S-1, i Munirblocket, Iran
 - En prospekteringsborrning, Lettelgeest-1, onshore Nederländerna
 - Två prospekteringsborrningar i Indonesien, Blorablocket (Padi-1) och Lematanblocket (Banteng-1)
 - En prospekteringsborrning, Hamsunstrukturen i PL 150, Norge ¹
 - En prospekteringsborrning, South Mimosa-1 i Aquitaine Basin, Frankrike
- **Utbyggnadsprogram**
 - Broomfältet, offshore Storbritannien sätts i produktion under andra halvåret 2004
 - Godkännande av utbyggnadsprojekt för Alvheim, offshore Norge ¹
 - Godkännande av utbyggnadsprojekt för Oudna, offshore Tunisien

¹ Ägandet är beroende av statens godkännande av förvärvet av DNO Norges tillgångar.



PROSPEKTERING



UTBYGGNAD



PRODUKTION

>>BREV TILL AKTIEÄGARNA

Kära aktieägare,

Vi är mycket glada över utvecklingen och tillväxten av vårt bolag under det gångna året. 2003 var ytterligare ett framgångsrikt år för Lundin Petroleum.

Det övergripande målet för ledningen är att skapa värde för våra aktieägare. Vi försöker att göra det genom att förvärva olje- och gasreserver som vi sedan sätter i produktion för att skapa finansiell vinst. Vi är starkt övertygade om att i dagens makroekonomiska klimat av ökande efterfrågan av kolväten kommer de bolag med tillgång till reserver och produktion att vara de mest framgångsrika. Därför kommer vi att utforska alla områden på vår lilla jord för att kunna uppnå detta mål.

Lundin Petroleums höjdpunkter under 2003 var:

- Den framgångsrika integrationen av Coparex tillgångar in i Lundin Petroleum. Denna affär har visat sig vara en mycket god investering för Lundin Petroleums aktieägare. Tillgångarna producerade starkt under 2003 och genererade större delen av de 634 miljonerna SEK i operativt kassaflöde. Dessa tillgångar kommer att fortsätta att producera ett starkt kassaflöde och samtidigt stå för ytterligare utbyggnads- och prospekteringsmöjligheter.
- Försäljningen av licensandelen om 40,375 procent i Block 5A, onshore Sudan till Petronas Carigali för 142,5 miljoner USD kontant. Denna affär resulterade i en vinst efter skatt om 720 miljoner SEK, den totala vinsten efter skatt var 930 miljoner SEK och visar tydligt att värde kan skapas genom framgångsrik prospekteringsborrning. Lundin Petroleum är fortfarande fullt ut engagerade i Sudan genom den 24,5 procentiga licensandelen i Block 5B som vi är övertygade har potential att innehålla betydande reserver.
- Avtalet att förvärva en betydande portfölj av tillgångar i Storbritannien, Norge och Irland från DNO. Förvärvet förväntas fördubbla våra reserver och produktion till 40 000 boepd vid 2004 års slut. Förvärvet ger oss särskild exponering mot utbyggnadsprojektet Broom, offshore Storbritannien och Alvheim, offshore Norge vilka kommer att förse bolaget med kraftig produktionstillväxt under de kommande åren. Vi har även förvärvat prospekteringsstillgångar som redan har levererat positiva resultat – till exempel den nyligen utförda prospekteringsborrningen Hamsun offshore Norge, där vi genom DNO-förvärvet kommer att ha en licensandel om 35 procent, är en betydande olje- och gasfyndighet med närhet till existerande infrastruktur.

Vi är övertygade om att vi har skapat en stark bas från vilken vi kan låta bolaget växa ytterligare och vi är optimistiska inför framtiden. Vi budgeterar en vinst efter skatt för 2004 om 50 miljoner USD och ett operativt kassaflöde om

125 miljoner USD vid ett oljepris om 25 USD/fat olja. Vi förväntar oss en genomsnittlig produktion om 29 000 boepd för året och 40 000 boepd vid årets slut.

I framtiden kommer vi att återinvestera bolagets kassaflöde i utbyggnads- och prospekteringsprojekt såväl som leta efter ytterligare förvärvsmöjligheter. Vår investeringsbudget för 2004 uppgår till 144 miljoner USD av vilka 34 miljoner USD beräknas gå till prospektering.

Om vi granskar våra planer för 2004 i detalj:

Storbritannien

Det största projektet är utbyggnaden av Broomfältet där Lundin Petroleum är operatör. Fältet förväntas sättas i produktion under årets tredje kvartal med en produktion över 20 000 boepd, brutto. Utöver det investerar vi aktivt i ett borrningsprogram s.k. infill, på Thistle och Heatherfälten. Vi tror att ytterligare värde kan skapas från dessa mogna fält genom aktiv reservoarhantering.

Norge

Våra producerande licensandelar i Brage och Njord fortsätter att generera ett tillfredsställande kassaflöde. Dessutom är vi övertygade om att det finns mycket goda möjligheter för prospektering och utbyggnad av befintliga fyndigheter. Vi förväntar oss att utbyggnadsplanen av Alvheim kommer att godkännas under året med en budgeterad produktion över 80 000 fat oljeekvivalenter, brutto, under senare delen av 2006. Prospekteringsframgången vid Hamsun ger ytterligare positiv potential.

Frankrike

Under 2004 kommer vi att fortsätta investera i utbyggnadsborrningar i både Paris Basin och Aquitaine Basin. Vidare kommer prospekteringsborrningen av South Mimosa i Aquitaine Basin att genomföras under andra kvartalet 2004.

Tunisien

Isisfältet fortsätter att producera enligt förväntningarna. En utbyggnadsplan för utbyggnaden av Oudnafältet har lämnats in till de tunisiska myndigheterna. I planen föreslås flytt av Ikdam, FPSO till Oudnafältet med produktionsstart 2006.

Nederländerna

Oaktat det starka bidraget från vår nederländska gasproduktion görs investeringar i ytterligare prospektering. Prospekteringsborrningen Luttelgeest-1 kommer att genomföras under 2004 med potentiella reserver över 1 tcf av utvinningsbar gas. Lundin Petroleums licensandel är 10 procent.

C. Ashley Heppenstall Koncernchef och VD«



Venezuela

Vi söker aktivt att öka våra reserver och vår produktion i Venezuela genom både förvärv och borrhingsaktiviteter. Under tiden producerar Colónblocket enligt nuvarande transportkapacitet.

Indonesien

Vi har ett pågående program med utbyggnads- och prospekteringsborrningar för att öka nuvarande produktion i Salawati-regionen. Dessutom kommer prospekteringsborrningarna av Padi, Blorablocket, på Java samt av Banteng i Lematangblocket, onshore på Södra Sumatra att genomföras under 2004.

Iran

Borrningen i Munirblocket fortsätter. Vi är sporrade av de uppnådda resultaten hittills trots de frustrerande verksamhetsrelaterade förseningarna och är fortsatt entusiastiska över potentialen i borrningen. Vi ingår i en av de första grupperna av utländska investerare på många år som prospekteringsborrar i Iran. Strukturen som vi borrar i har låg teknisk risk, är belägen nära existerande infrastruktur och har potential till betydande fyndigheter.

Blicka framåt

Sammanfattningsvis kommer 2004 att bli ett stort år för Lundin Petroleum. Våra tillgångar genererar kraftig produktionstillväxt som resulterar i ökad vinst och kassaflöde. Vi har utbyggnadsprojekt särskilt i Norge och Tunisien som kommer att generera ny produktion och upprätthålla tillväxten i bolaget.

Samtidigt har vi betydande prospekteringsprogram under 2004 med borrningar i Iran, Norge, Frankrike, Nederländerna och Indonesien.

Lundin Petroleums tillväxt kommer att fortsätta att drivas av tillväxt i reserver och produktion. Trots allt är vi fortsatt positiva avseende oljeprisets framtida styrka. Det politiska klimatet i världen är osäkert och oljeindustrin producerar nästan full kapacitet. Efterfrågan på olja ligger just nu långt över förväntningarna med en stark ekonomisk tillväxt särskilt i Kina och Indien. Samtidigt har OPEC's policy att stödja oljepriset förstärkts av den svaga dollarn. Det gör oss lite nervösa när experterna börjar tala om det vi har förespråkade sedan några år tillbaka. Jag är dock övertygad om att vi går en period med högre oljepriser till mötes och med möjlighet

till en kraftig ökning även från nuvarande nivåer om utbudet på något sätt rubbas. Om vi har rätt kommer Lundin Petroleum gynnas av ett allt högre oljepris.

Jag är mycket stolt över vad vårt bolag har uppnått under så kort tid. Ett särskilt omnämmande skall gå till vår personal runt om i världen som kraftfullt bidragit till att göra det möjligt. Människor är nyckeln till framgång för Lundin Petroleum. Vi arbetar hårt med att få dem att känna sig som en del av bolaget som delar viktiga värderingar, tar ansvar för säkerhet, miljö och samhälle och på samma gång söker skapa värde för våra aktieägare.

Jag vill även framföra mitt stora tack till våra aktieägare för deras fortsatta stöd. Vårt svenska oljebolag har vuxit betydligt över några år – jag är övertygad om att vi kan växa ytterligare och leverera ökat värde till våra aktieägare.

Med vänliga hälsningar

C. ASHLEY HEPPENSTALL
KONCERNCHEF OCH VD

>>FRAMTIDEN



Några ord från ordföranden

En av de vanligaste frågorna vi får är "när kommer världens olja att ta slut?" Svaret på den frågan är givetvis aldrig. Som fallet är med alla råvaror kommer det alltid att finnas olja i marken som är för dyr att utvinna.

Världens bevisade oljereserver i slutet av 2002 uppgick till cirka 1 biljon fat olja. Vid nuvarande produktionsnivå kommer dessa reserver att vara förbrukade inom cirka 35 år. Men självklart tömmer vi inte en tank. Allt eftersom fälten blir äldre sjunker trycket och vattenlinjen stiger. Den årliga minskningen av ett typiskt oljefält i Mellanöstern är cirka 10 procent. Denna minskning kan accelerera om fälten överproduceras. Vissa av de stora oljefälten i Mellanöstern (särskilt i Irak, Iran och möjligen även Saudiarabien) är kända för att lida av denna effekt.

Framtidens "enorma oljefält" kommer troligen att koncentreras i tre regioner: Mellanöstern, Västafrika och Kaspien. Den kanadensiska s.k. tarsanden (sand som innehåller tung olja) har även potential i form av befintliga reserver. Dock är det största problemet med denna resurs att det krävs enorma mängder av naturgas för att utvinna (något som snabbt är på väg att ta slut i Nordamerika). Beträffande Mellanöstern, bortsett från det faktum att man ännu ej helt öppnat upp för utländska investeringar, påverkas exporten negativt av den snabbt ökande nationella efterfrågan. I Iran som är den näst största OPEC producenten talas det till och med om bränsleunderskott. Västafrika och Kaspien håller fortfarande sina löften beträffande stora oljereserver men generellt så har båda regionerna flera svårigheter framför sig. Speciellt Kaspien som kommer att behöva leverera betydande mängder ny olja till marknaden.

Efterfrågan domineras av Nordamerikas konsumtion. USA importerar över 10 miljoner fat olja per dag. Den sammanlagda importen kommer att fortsätta öka allteftersom USAs egen produktion, som nådde sin peak 1970, fortsätter att minska. I Kina däremot är situationen än mer dramatisk sedan de gick förbi Japan som världens näst största konsumerande nation. Det är svårt att föreställa sig att Kina exporterade olja så sent som för 10 år sedan. Kinas konsumtion av olja ökar för närvarande med 10-15 procent per år.



Sammanfattningsvis finns det två viktiga frågor att besvara:

- när kommer den globala oljeproduktionen att börja avta?
- när kommer den totala efterfrågan hinna i kapp den totala kapaciteten av olja?

Färska indikationer pekar på möjligheten att svaret på båda dessa frågor är: "mycket tidigare än förväntat".

Det är möjligt att vi nu kommer in i en instabil period där energipriserna kommer att fluktuera våldsamt då andra former av energikällor utvecklas för att ersätta olja som världens främsta bränsle. Uppenbara kandidater är naturgas, kol och kärnkraft. Dock kommer ingen av dessa bränslen inom den närmaste framtiden att kunna ersätta oljan när det gäller transportindustrin.

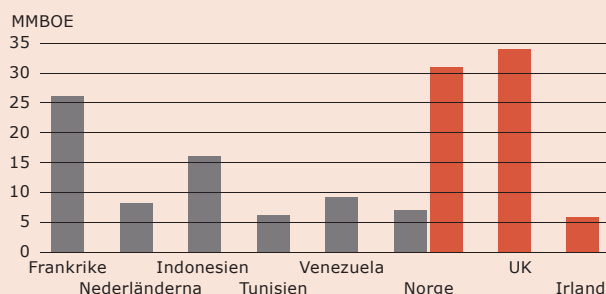
Under större delen av det förra seklet dominerade oljan energiscenen genom sin tillgänglighet, flyttbarhet och rimliga pris. Allteftersom oljepriset stiger mot nya höjder kommer dess dominans att ifrågasättas. Vi är dock övertygade om att efterfrågan på olja kommer att fortsätta att öka så länge som det används som det primära bränslet vid transporter. Därför kommer vår filosofi, att upprätthålla och öka Lundin Petroleum's oljereserver, fortsätta att vara vår främsta drivkraft då vi går in i ett nytt skede då energi kommer att spela en allt större roll i den globala ekonomin.

Lundin Petroleum är väl positionerad för att kunna dra fördel av den kommande utmaningen att möta världens ökande efterfrågan på olja.

Med vänliga hälsningar

IAN H. LUNDIN
ORDFÖRANDE

LUNDIN PETROLEUM
BEVISADE & SANNOLIKA RESERVER 2004

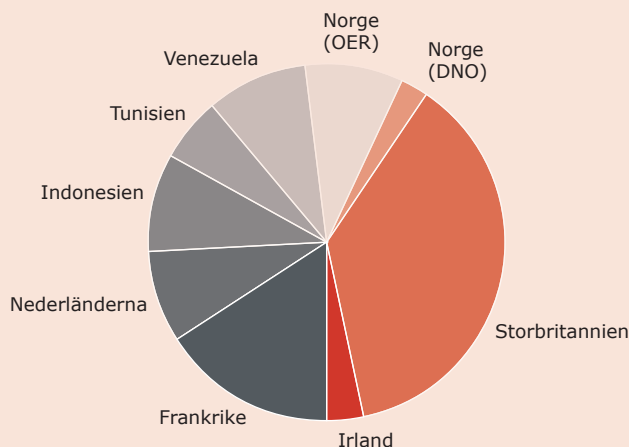


EXISTERANDE RESERVER >> EFTER DNO-FÖRVÄRVET
(per den 1 januari 2004)

72 MMBOE

> 137 MMBOE

LUNDIN PETROLEUM
FÖRVÄNTAD PRODUKTION 2004



29,000 BOEPD

>>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 2002 till 1 048 miljarder bbls, av vilka 65 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. Vid slutet av år 2002 fanns det 156 tusen miljarder m³ bevisade gasreserver i världen, av vilka före detta Sovjetunionen och Mellanöstern vardera hade 36 procent.

Försäljning av råolja och naturgas

Olja transporteras mellan producent och konsument, primärt med hjälp av fartyg, över hela världen, 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 bränslet. 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.

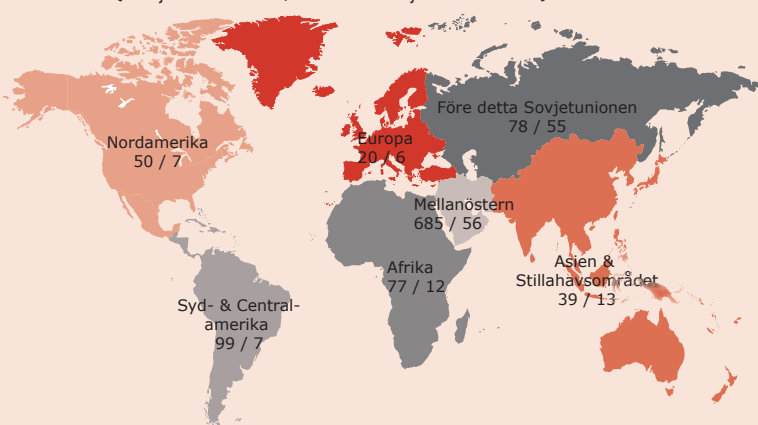
Energikonsumtionen per capita varierar avsevärt mellan olika regioner. Nordamerika har den klart största konsumtionen av olja per capita följt av Europa.

Naturgas konsumeras primärt i geografisk närhet till produktionen, varför Nordamerika, före detta Sovjetunionen och därefter Europa är de största konsumenterna av naturgas.

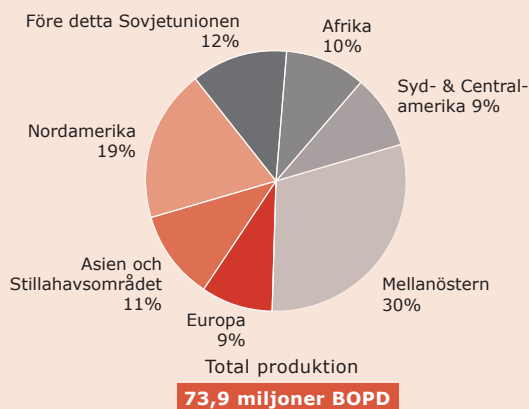
Oljeprisutveckling

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

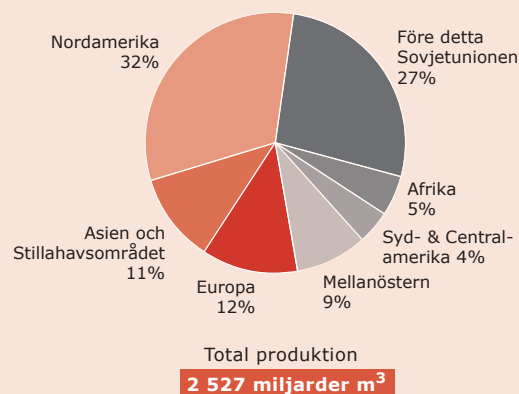
BEVISADE GLOBALA OLJE- OCH GASRESERVER
VID SLUTET AV ÅR 2002
(miljarder fat/tusen miljarder m³)



VÄRLDENS OLJEPRODUKTION ÅR 2003

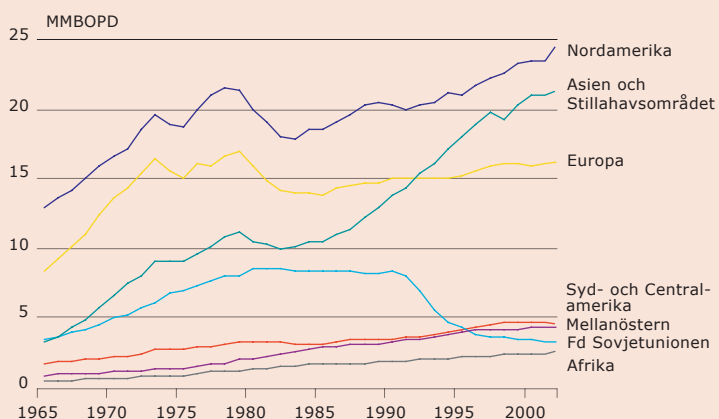


VÄRLDENS GASPRODUKTION ÅR 2002

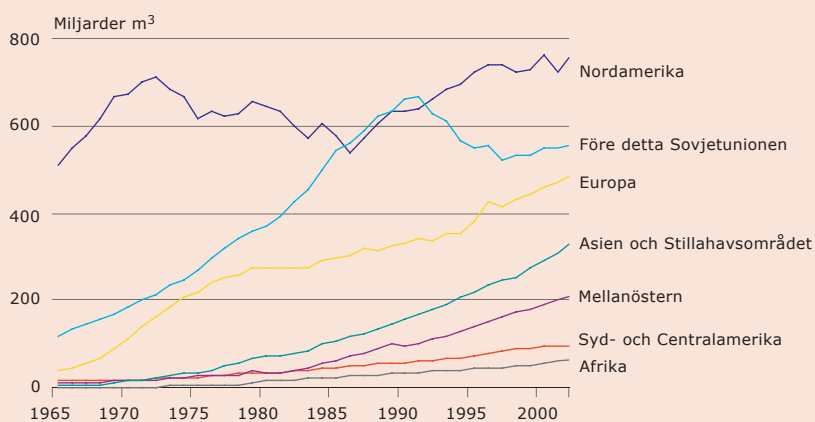


Källa: BP Statistical review of world energy 2003

OLJEKONSUMTION PER REGION



GASKONSUMTION PER REGION



globala produktionsnivåerna. Dessutom påverkas oljepriserna av priset på alternativa bränslen, den globala ekonomin och av väderförhållanden.

OPEC

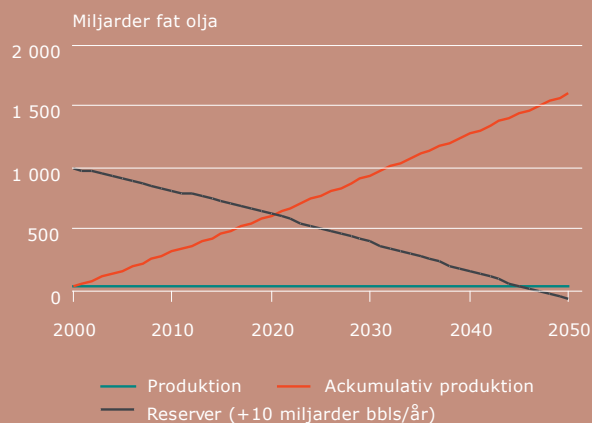
OPEC är en internationell samarbetsorganisation som grundades 1960 och består av elva oljeexporterande utvecklingsländer. Representanter för medlemsländerna träffas minst två gånger om året för att besluta om produktionsnivåer, vilket påverkar den globala tillgången på olja. Tillsammans med några av de stora oljeproducerande länderna som inte är medlemmar i OPEC, men som följer organisationens rekommendationer, har OPEC-länderna stort inflytande över oljepriserna.

OPEC-länderna står för cirka 40 procent av världens totala oljeproduktion och innehar mer än tre fjärdedelar av världens samlade, bevisade råoljereserver.

Har den globala oljeproduktionen nått sin topp?

International Energy Agency (IEA) uppskattar att den globala oljeproduktionen kommer att öka med mindre än en procent per år fram till 2030 och därefter minska med samma takt. Detta innebär att 1 600 miljarder fat kommer att ha producerats från och med nu till 2050. Nuvarande globala reserver uppgår till ca 1 000 miljarder fat. Viktigare att notera är att sedan år 2000 har man gjort årliga fyndigheter om cirka 10 miljarder fat att jämföras med en årlig produktion om 30 miljarder fat. Även om vi antar att man finner lika mycket under kommande decennier kan vi få ett underskott mycket tidigare än förväntat. Det är troligt att den naturliga minskningen kommer att öka allteftersom de enorma fälten når slutet på sin ekonomiska livstid. Flera studier visar att den globala oljeproduktionen kommer att nå sin topp inom en snar framtid och de återstående reserverna kommer då att vara mycket mer värda än idag.

(Källa: Professor Kjell Aleklett, Uppsala Universitet)



>>GLOBAL PORTFÖLJ

PER DEN 31 MARS 2004

STORBRITANNIEN

- 4 produktionslicenser
- 1 prospekteringslicens
- Areal, brutto, (km²) 559
- Genomsnittlig licensandel: 71,5%
- Förväntad produktion, netto, 2004: 10 800 boepd
- Planerade borrningar 2004: 2 vatteninjektorer

IRLAND

- 1 produktionslicens
- 2 prospekteringslicenser
- Areal, brutto, (km²) 1 428
- Genomsnittlig licensandel: 19,8%
- Förväntad produktion 2004: 500 boepd

VENEZUELA

- 1 produktionslicens (Colónblocket)
- Areal, brutto, (km²) 3 247
- Genomsnittlig licensandel: 12,5%
- Reserver, netto: 9,1 mmboe
- Genomsnittlig produktion 2003: 2 380 boepd
Förväntad produktion, netto, 2004: 2 700 boepd
- Utförda borrningar 2003: 2 produktion
- Planerade borrningar 2004: 2 produktion

FRANKRIKE

- 14 produktionslicenser
- 7 prospekteringslicenser
- Areal, brutto, (km²) 2 966
- Genomsnittlig licensandel: 76,3%
- Reserver, netto: 26,0 mmboe
- Genomsnittlig produktion 2003: 4 160 boepd
Förväntad produktion, netto, 2004: 4 700 boepd
- Utförda borrningar 2003:
1 prospektering, 2 produktion
- Planerade borrningar 2004:
1 prospektering, 4 produktion

NORGE*

- 5 produktionslicenser
 - 9 prospekteringslicenser
 - Areal, brutto, (km²) 1 632
 - Genomsnittlig licensandel: 33,6%
 - Reserver, netto (enbart OER): 6,9 mmboe
 - Genomsnittlig produktion 2003: 2 380 boepd
Förväntad produktion, netto, 2004: 3 300 boepd
 - Utförda borrningar 2003: 3 produktion
 - Planerade borrningar 2004:
2 prospektering, 4 produktion
- * Inkluderar DNO-tillgångar

TUNISIEN

- 6 produktionslicenser
- Areal, brutto, (km²) 1 392
- Genomsnittlig licensandel: 48,8%
- Reserver, netto: 6,2 mmboe
- Genomsnittlig produktion 2003: 2 330 boepd
Förväntad produktion, netto, 2004: 1 600 boepd

Notera att 2004 års förväntade produktion antar att förvärvat av DNOs tillgångar i Storbritannien och Irland genomförts den 31 mars 2004 och tillgångarna i Norge den 30 juni 2004.

NEDERLÄNDERNA

- 19 produktionslicenser
- 3 prospekteringslicenser
- Areal, brutto, (km²): 4 625
- Genomsnittlig licensandel: 4,9%
- Reserver, netto: 8,1 m mboe
- Genomsnittlig produktion 2003: 2 390 boepd
Förväntad produktion, netto, 2004: 2 400 boepd
- Utförda borrhningar 2003:
1 prospektering, 2 produktion
- Planerade borrhningar 2004:
1 prospektering, 2 produktion

ALBANIEN

- 1 prospekteringslicens (Block D)
- Areal, brutto, (km²): 1,001
- Licensandel: 66.6%

IRAN

- 1 prospekteringslicens (Munirblocket)
- Areal, brutto, (km²): 2 690
- Licensandel: 30,0%

SUDAN

- 2 prospekteringslicenser (Block 5B och Halaib)
- Areal, brutto, (km²): 30 423
- Licensandel Block 5B: 24,5%
- Licensandel Halaib: 100%

INDONESIEN

- 3 produktionslicenser
- 3 prospekteringslicenser
- Areal, brutto, (km²): 14 728
- Genomsnittlig licensandel: 48,1%
- Reserver, netto: 16,1 m mboe
- Genomsnittlig produktion 2003: 2 470 boepd
Förväntad produktion, netto, 2004: 2 600 boepd
- Utförda borrhningar 2003:
1 prospektering, 8 produktion
- Planerade borrhningar 2004:
2 prospektering, 12 produktion



LÄNDERANSVARIGA

CHRIS BRUIJNZEELS
Frankrike
Nederländerna
Indonesien
Irland

CHRIS WYNN
Venezuela
Norge (DNO)

ALEXANDRE SCHNEITER
Verksamhetsansvarig

ANTOINE FABRE
Iran
Albanien

JOHN GALVIN
Tunisien
Norge (OER)
Storbritannien

Lundin Petroleum's vision är att skapa ett betydande prospekterings- och produktionsbolag för olja och gas och bolaget har idag en balanserad portfölj av tillgångar från tidig prospektering till mogen produktion. Lundin Petroleum söker öka portföljen genom ytterligare strategiska förvärv och intern tillväxt. Denna strategi kan endast bli möjlig med hjälp av ett team av kompetenta, erfarna och entusiastiska personer som kommer att kunna skapa stadig tillväxt och kompetens i en mycket konkurrensutsatt miljö. Vi är övertygade om att människor och laganda är nyckeln till framgång för Lundin Petroleum. För att kunna nå dess långsiktiga mål kommer Lundin Petroleum att fortsätta bygga ett kraftfullt team inom organisationen vilken kommer att förvandla bolagets vision till verklighet.

ALEXANDRE SCHNEITER
VICE VD
VERKSAMHETSANSVARIG

>>VERKSAMHETSRAPPORT



FRANKRIKE

Frankrike är ett av Lundin Petroleums största produktionsområden. Lundin Petroleum är operatör och/eller partner i 21 produktions- och prospekteringslicenser i Paris- och Aquitainebassängerna och i Jura/Bresse området. Anläggningar och infrastruktur finns på plats med överskottskapacitet som möjliggör framtida utbyggnad. Nyligen gjorda horisontella utbyggnadsborrningar och vatteninjicering har visat sig framgångsrika för att bibehålla eller öka produktionsnivåerna.

Genom utvalda borrarprogram, investeringar i nya projekt och fortsatta effektiviseringar av verksamheten beräknas tillgångarna i Frankrike att fortsätta att bidra stort till Lundin Petroleums kassaflöde och lönsamhet under många år framöver.

Paris Basin

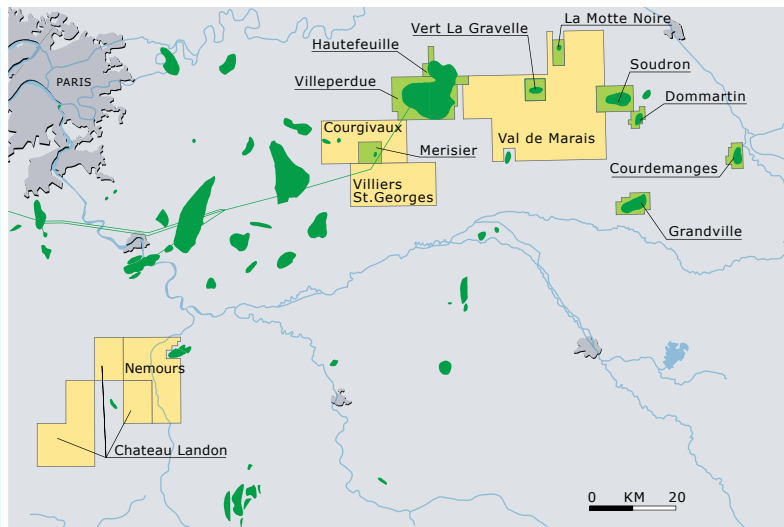
Lundin Petroleum har tio produktionslicenser och är operatör i den centrala delen av Paris Basin. Bevisade och sannolika reserver uppgår till 19 miljoner fat olja, netto, och den förväntade produktionen under 2004 uppgår till 2 900 fat olja per dag, netto, för Lundin Petroleum. Flertalet av dessa fält förväntas producera olja med lönsamhet under de närmaste 20 åren.

Den största produktionstillgången är Villeperduefältet, som dagligen producerar över 1 850 fat olja och svarar för 64 procent av Lundin Petroleums produktion i Paris Basin. Lundin Petroleum är operatör och har en licensandel om 100 procent.

Reservoarhantering är lösningen för att förbättra fältens kapacitet på lång sikt. Produktionen optimeras genom användande av olika former av workover teknik, injicering av vatten och program för utbyggnadsborrningar. Horisontella borrningar och injektorer har visat sig framgångsrika.

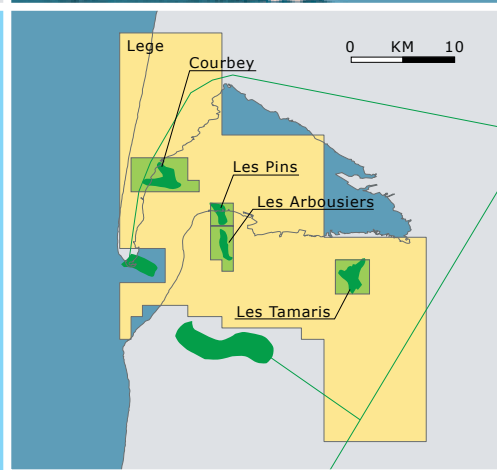
Resterande produktion i Paris Basin kommer från flera mindre fält där produktionen upprätthålls genom aktiva, pågående utbyggnadsprojekt med målet att bibehålla/öka produktionen. Ett exempel är Merisierfältet, där

Förvärvet av Coparex 2002 förvandlade Lundin Petroleum från ett utpräglat prospekteringsbolag till ett integrerat oljebolag med en daglig produktion på över 15 000 fat oljeekvivalenter från tillgångar i Frankrike, Nederländerna, Tunisien, Indonesien och Venezuela. Tidpunkten för när förvärvet undertecknades sammanföll med en kraftig oljeprishöjning. Lundin Petroleum har sedan dess förvärvat 75 procent av ett mindre norskt oljebolag som producerar över 2 500 fat oljeekvivalenter dagligen. Ytterligare förvärv har gjorts i Storbritannien, Norge och Irland vilka förser Lundin Petroleum med en stadig reservbas och en uppskattad produktion om 40 000 fat oljeekvivalenter per dag vid 2004 års slut.



>Paris Basin-licenser

- Lundin produktionsintressen
- Lundin prospekteringsintressen
- Oljefält
- Oljepipeline



>Aquitaine Basin-licenser

borrningarna under 2003 ökade produktiviteten från 34 till 240 fat olja per dag. Fältet kommer att byggas ut ytterligare under 2004 genom två utbyggnadsborrningar.

Lundin Petroleums pipeline från Villeperdue till raffinaderiet i Grandpuits ger extra intäkter genom de avgifter som övriga producenter betalar för att få utnyttja pipelinen.

Lundin Petroleum är operatör för fem prospekteringslicenser med ytterligare prospekteringspotential i förlängningen av samma geologiska struktur som Villeperduefältet.

Aquitaine Basin

Lundin Petroleum har en licensandel om 50 procent i fyra produktionslicenser och en prospekteringslicens i Aquitaine Basin. Operatör är Esso Rep. Fälten Courbey och Les Pins sträcker sig nedanför Bay d'Arcachon och byggs ut via lutande borrhål som borrar från anläggningar onshore. Fälten Les Arbousiers och Tamaris är belägna onshore. En framgångsrik utbyggnadsborrning genomfördes på Les Pinsfältet 2003.

Bevisade och sannolika reserver uppgår till 7 miljoner fat olja och den förväntade produktionen under 2004 uppgår till 1 800 fat olja per dag, netto för Lundin Petroleum.

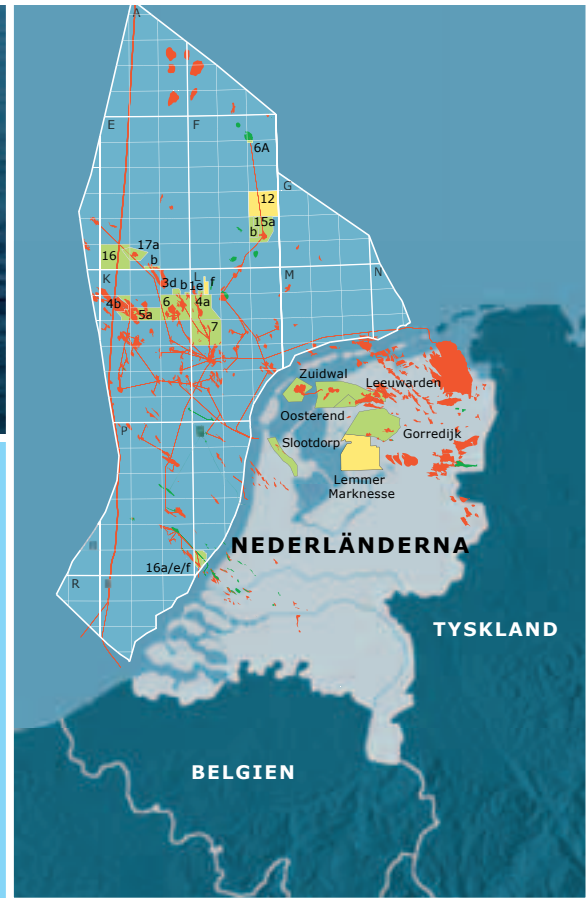
En utbyggnadsborrning, s.k. sidetrack, är planerad i Courbeyfältet under tredje kvartalet av 2004 för att öka den nuvarande produktionen.

Fem strukturer för prospektering har definierats i prospekteringslicensen Lege. Prospekteringsborrningen av South Mimosa planeras till andra kvartalet 2004 med potentiella utvinningsbara reserver om 3,6 miljoner fat oljeekvivalenter.

>>NEDERLÄNDERNA



Foto > vänster: workover-rigg över plattformen K6GT
> höger: plattform L4A



- Lundin produktionsintresse
- Lundin prospekteringsintresse
- Gasfält
- Oljefält
- Gaspipeline
- Oljepipeline

NEDERLÄNDERNA

Nederländerna är en mogen gasprovins med attraktiva finansiella villkor som förser Lundin Petroleum med stabil, långsiktig produktion från tillgångar onshore och offshore. Bevisade och sannolika reserver är 8.1 miljoner fat oljeekvivalenter och den förväntade produktionen för 2004 från 19 gasproducerande licenser är 2 400 fat oljeekvivalenter per dag, netto.

Naturgas är den viktigaste energikällan i Nederländerna där staten spelar en aktiv roll i värdekedjan för naturgas.

Den nederländska staten tillhandahåller en marknad för alla gasfyndigheter genom deras s.k. "marginal gas policy". Som en följd är flera utbyggnads- och prospekteringsprojekt igång för att upprätthålla och öka nuvarande produktion.

Produktion

Produktionen i Nederländerna kommer från licenser där Lundin Petroleum inte är operatör, on- och offshore. Samtliga licenser ligger nära existerande infrastruktur.

Lundin Petroleum har licensandelar i ett antal plattformar onshore, byggnationer under havsytan, borrhningar och behandlingsstationer som innebär ytterligare intäkter genom transport av tredjepartsgas.

Även om flertalet av de producerade fälten är mogna fält överväger man ytterligare utbyggnadsmöjligheter. Under 2003 genomfördes två utbyggnadsborrningar samt två s.k. sidetracks och ytterligare två utbyggnadsborrningar offshore planeras under 2004.

Prospektering

Förutom produktionslicenserna innehar Lundin Petroleum även två prospekteringslicenser offshore och en prospekteringslicens onshore med licensandelar från 1,45 till 10 procent. Under 2003 genomfördes en misslyckad prospekteringsborrning. En prospekteringsborrning, onshore Lemmer Markness-licensen, Luttelgeest-1, planeras till i mitten av 2004 med potentiella utvinningsbara reserver om 1 tcf gas. Lundin Petroleum har en licensandel om 10 procent. Strukturen är nära existerande infrastruktur och om borrhningen blir framgångsrik kan fyndigheterna sättas i produktion på kort tid.

NORGE

I januari 2003 förvärvade Lundin Petroleum 75 procent av det norska oljebolaget OER oil AS (OER) som i sin tur senare förvärvade licensandelar i de producerande Brage- (4,4%) och Njord-fälten (2,5%). Förväntad produktion för 2004 är 2 500 fat¹ olja per dag och oljereserver på 6,9 miljoner fat (exklusive förvärvet av DNO). Detta var det första förvärv som gav Lundin Petroleum tillträde till den oljerika norska kontinentalsockeln. Den norska sektorn av Nordsjön har blivit mer tillgänglig för oberoende oljebolag som Lundin Petroleum eftersom de större verksamma bolagen nu går igenom sina tillgångsportföljer och säljer ut icke-kärntillgångar. I november 2003 undertecknade Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva vissa av DNOs tillgångar i Norge. Det norska förvärvet förväntas slutföras under det andra kvartalet 2004 och kommer att addera ytterligare producerande tillgångar, fält under utbyggnad samt prospekteringsareal till Lundin Petroleums norska portfölj.

Detta förvärv kommer att säkra produktionen via en licensandel om 7 procent i det semi-mogna Jotunfältet. Vidare kommer Lundin Petroleum att bli ägare till en licensandel om 15 procent i det betydande utbyggnadsprojektet av Alvheim. Det finns ytterligare 6 prospekteringslicenser som var och en innehar en kolvätefyndighet och inväntar tillfälle för utbyggnad. Fyra av dessa licenser är operativa med licensandelar mellan 50 till 100 procent.

Produktion

Bragefältet är ett moget producerande fält med en förväntad produktion om 1 800 fat olja per dag för 2004. Norsk Hydro är operatör och detta fält har varit i produktion sedan 1993. Produktionen optimeras genom vatteninjicering och för fältets återstående livslängd kommer huvuduppgiften att vara att bestämma platserna för ytterligare utbyggnadsborrningar samt att reducera driftkostnaderna. Ytterligare utbyggnadsborrningar är planerade för 2004.

Njordfältet är ytterligare en mogen produktionstillgång belägen på Haltenbanken på den norska kontinentalsockeln och Norsk Hydro är operatör även här. Lundin Petroleums förväntade produktion under 2004 uppgår till 700 fat olja per dag. Den gas som hittills producerats har återinjicerats för att bibehålla produktionen. För att maximera värdet på gasreserverna är transport- och försäljningsavtal under utarbetande så att värdet på den återstående gasen skall kunna omsättas i pengar. Ytterligare utbyggnadsborrningar är planerade för 2004.

Det producerande Jotunfältet är en horisontell utbyggnadsborrning kopplad tillbaka till en FPSO. Fältet sattes i produktion 1999 och har nu passerat produktionstoppen. Fältet förväntas dock producera cirka 24 000 fat olja per dag under 2004. Den första produktionen från tredje part kommer under 2004 från det närliggande fältet Ringhorn – en trend som förväntas fortsätta.



Foto > plattformen Njord A

Utbyggnaden av Alvheim innefattar ett antal strukturer innehållande olja och gas. Tre av dessa är fyndigheter med framgångsrika utvärderingsborrningar gjorda under 2003. Marathon är operatör och använder den s.k. "fast-track"-metoden. Arbetet med utbyggnadsplanen är väl framskridet och tillstånd för utbyggnaden kommer att ansökas om under 2004. Utbyggnadsborrningarna planeras till början av 2005 och produktionsstart under 2006. Andra fyndigheter i området ger betydande möjligheter till exempel PL 150 licensen med Grieg och den senaste olje- och gasfyndigheten Hamsun (licensandel 35 %).

¹ 100 procent OER

>>TUNISIEN



TUNISIEN

Lundin Petroleum har fyra produktionslicenser onshore och och två offshore Tunisien. Med en daglig produktion om 1 600 fat oljeekvivalenter, netto, bidrar tillgångarna i Tunisien till ett stabilt kassaflöde och ger Lundin Petroleum nya spännande utbyggnadsprojekt och ökad prospekteringspotential.

Produktion

Lundin Petroleum är operatör och äger 40 procent av Isisfältet offshore.

Isisfältets produktion är avtagande och ytterligare borrhningar på fältet är inte troligt. Det är väntat att Isisfältets produktion kommer att upphävas under 2006 när Ikdam FPSO (Flytande Produktions-, Lagrings- och Avlastningsfartyg) flyttas till Oudnafältet. Isisfältet upptäcktes 1974 och sattes i produktion 2001 via en FPSO.

Lundin Petroleum har ingått ett försäljningsavtal (SPA) med Spyker Energy för försäljningen av hela andelen i Compagnie Franco Tunisienne des Petroles (CFTP) onshore som driver oljefältet Sidi El Itayem. Genomförandet av försäljningen är villkorat av tunisiska statens godkännande.

Utbyggnad

Lundin Petroleum har andelar i tre utbyggnadslicenser för de existerande fyndigheterna Oudna, Birsä och Zelfa.

Oudnafältet upptäcktes 1978 genom Oudna-1 och flödade 7 000 fat olja per dag vid test. Fältet har varit föremål för utbyggnadsstudier under 2003 som resulterat i en s.k. Field Development Plan (FDP) som presenterats för den tunisiska



Ikdam

Olja från Isisfältet produceras och lagras på Ikdam FPSO (Flytande Produktions-, Lagrings-, och Avlastningsfartyg). Ikdam konverterades till en FPSO under 2000 genom att tillämpa högsta kvalitets- och säkerhetsstandards. Produktionskapaciteten är maximum 30 000 fat olja per dag och fartyget kan lagra över 600 000 fat olja. Avlastning sker 3 till 4 gånger per år. Det finns cirka 40 personer som arbetar i skift ombord på fartyget.

Ikdam förslås överflyttas till Oudnafältet i tid för produktionsstart.



staten. Utbyggnaden innebär en produktionsborrning och en borring för vatteninjicering kopplad till Ikdam FPSO, med första produktion planerad till 2006. Produktionsborrningen kommer att genomgå en omfattande borrhstest, EWT, för att testa det artificiella lyftsystemet och lösa kvarvarande osäkerheter kring reservoaren. Som en följd av en framgångsrik EWT kommer en vatteninjektor att borraras och ut- och ombyggnad av Ikdam genomföras.

Fälten Birsa och Zelfa är också under utvärdering och förstudier pågår för respektive fält.

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 avtal har Lundin Petroleum och PGS en kommersiell andel om 50 procent vardera i fartyget.



Foto > från Ikdam, flytande produktions-, lagrings- och avlastningsfartyg

>> VENEZUELA



VENEZUELA

Venezuela är ett av världens mest oljerika områden. Lundin Petroleum har en licensandel om 12,5 procent i Colónblocket, beläget i västra kanten av Maracaibo Basin nära Lake Maracaibo där en stor andel av Venezuelas oljereserver har påträffats. Lundin Petroleums bevisade och sannolika reserver uppgår till 9,1 miljoner fat olja, netto, med en förväntad dagsproduktion om 2 700 fat olja, netto, för 2004. Operatör är det argentinska bolaget Tecpetrol.

Delar av produktionen påverkades av de nationella strejkerna i slutet av 2002, men produktionen återgick till normal nivå i början av 2003. Under 2003 har två nya borrhningar på La Palma resulterat i en markant ökning i produktionsnivåerna. Anläggningarna är under utbyggnad för att försäkra leveranserna av 20 000 fat olja per dag, brutto, från blocket kan bibehållas.

Produktion

Olja och gas produceras vid åtta separata fält inom Colónblocket. År 1999 upptäcktes en ny fyndighet, La Palma, som ökade produktionen och reserverna i blocket betydligt. Tillsammans med Rosariofältet och Socuavofältet är La Palma för närvarande det största producerande fältet inom koncessionen.

De producerande fälten, i synnerhet La Palma, har kapacitet för att kunna hålla en produktionsnivå på minst 20 000 fat olja per dag, brutto, vilket är nuvarande kapacitet för existerande pipelines. Under 2003 genomfördes två framgångsrika borrhningar LPT8 och 9 som både sattes i produktion och bidrog vid årets slut med 9 500 fat olja per dag till blockets totala produktion. Studier pågår för att bestämma optimal placering av ytterligare produktionsborrhningar på La Palma under 2004.



Foto > borrhningar

Prospektering

I Colónblocket har ett antal prospekteringsprojekt identifierats där borrhning ännu inte genomförts. Vissa av dessa potentiella strukturer ligger på geologiska nivåer, under existerande fält som producerar från andra fält i blocket. Studier pågår för att fastställa dessa potentiella strukturer och framtida prospekteringsborrhningar i Colónblocket är troliga.



INDONESIEN

Lundin Petroleum har licensandelar (icke operatör) i två producerande olje- och gaslicenser belägna on- och offshore på Västra Papua, Salawati Basin och Salawati Island, samt en, Lematangblocket, onshore Södra Sumatra. Lundin Petroleum har ytterligare licensandelar i tre prospekteringslicenser onshore Java och Papua. Den förväntade produktionen från dessa tre tillgångar under 2004 uppgår till 2 600 fat oljeekvivalenter per dag och bevisade och sannolika reserver till 16,1 miljoner fat.

Produktion

De producerande fälten är belägna på Salawati Island och i Salawati Basin med PetroChina som operatör. På Salawati Island (licensandel 14,409%, plus ytterligare 0,103% villkorat av statens godkännande) kommer huvuddelen av produktionen från fyra fält on- och offshore. I Salawati Basin (licensandel 25,936%) finns sex producerande fält onshore, inklusive Walio och Kasim fälten. För att öka produktionen planeras 12 nya utbyggnadsborrningar under 2004.

Utbyggnad

På Södra Sumatra har Lundin Petroleum en licensandel om 15,88 procent i produktionsdelningskontraktet Lematang Production Sharing Contract med dess betydande gasfyndighet Singa. Bevisade och sannolika certifierade reserver uppgår till 26,5 miljarder kubikfot, bcf, netto, Lundin Petroleum. Efterfrågan på industrigas ökar snabbt i Sumatra och ett "letter of intent" för gasförsäljningen har överenskommit.

Prospektering

Insamlingen av två- och tredimensionell seismik i Salawati Basin och på Salawati Island kommer att visa områdets återstående potential och avgöra var ytterligare prospekteringsborrningar skall utföras. Om dessa leder till nya upptäckter så finns redan produktionsanläggningar och infrastruktur på plats.

Ytterligare prospekteringspotential finns i Blora- och Banyumasblocken. I Blorablocket där Lundin Petroleum har licensandel om 40 procent, har flera projekt med prospekteringspotential redan lokaliserats och strukturen Padi är planerad att borraras under tredje kvartalet 2004. I Banyumasblocket, där Lundin Petroleum har licensandel om 50 procent, har ny seismik samlats in under 2003 över existerande strukturer. Behandling och tolkning planeras under 2004 med möjlig borrning under 2005.

I Lematangblocket (Lundin Petroleum 15,88%) planeras borrningen av Bantengstrukturen under andra kvartalet 2004. Banteng är belägen cirka 17 km från fyndigheten Singa med potentiella utvinningsbara gasreserver över 500 bcf.

Sarebablocket på Papua (Lundin Petroleum 100% licensandel) har hög potential och befinner sig i ett tidigt prospekteringsstadium. Lundin Petroleum kommer att fokusera på att finna ytterligare partners för att reducera den finansiella exponeringen.

>>STORBRIANNIEN

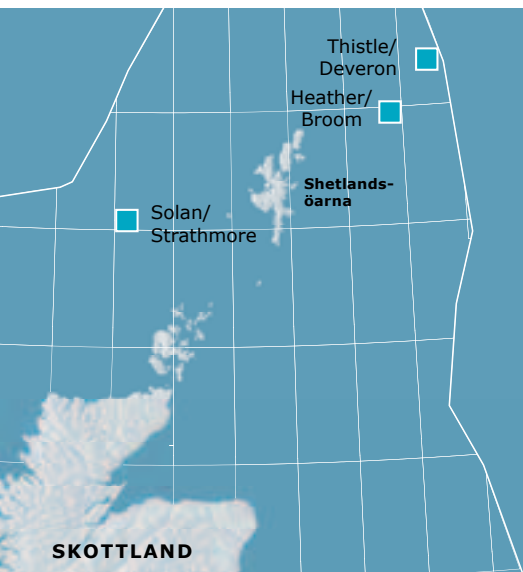


STORBRIANNIEN

Genom förvärvet av DNO Britain i februari 2004 har nu Lundin Petroleum licensandelar i ett antal tillgångar i norra delen av Storbritanniens kontinentalsockel. De huvudsakliga tillgångarna inkluderar två mogna producerande fält, Thistle och Heather samt Broomfältet som befinner sig i det senare skedet av utbyggnaden.

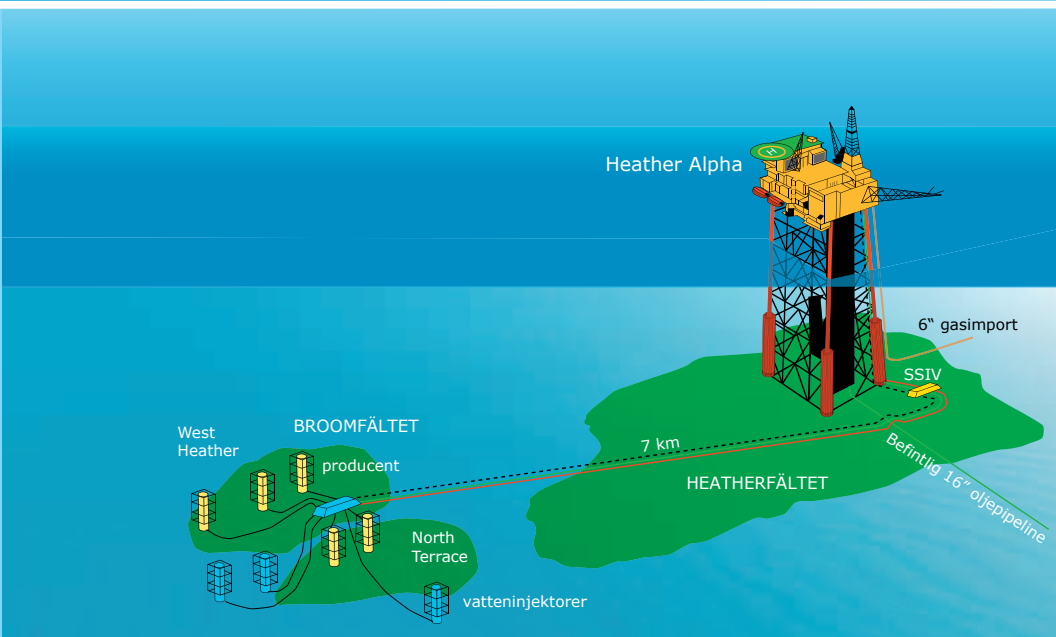
Produktion

Thistle och det närliggande Deveron fältet produceras via plattformen vid Thistle och har varit i produktion sedan slutet på 1970-talet. Den genomsnittliga dagsproduktionen från fälten är 5 000 fat olja vid hög vattennivå. Fälten har producerat över 390 miljoner fat olja och använder artificiell lyft och vatteninjicering för att bibehålla trycket i reservoaren och öka produktionen. Arbetet fokuseras på workovers, underhåll av anläggningar och pågående arbete med att sänka kostnader. Även möjligheter att förlänga fältets ekonomiska livslängd via potentiella utbyggnadsborrningar och förbättringar av processanläggningar utreds. Ansvar för beträffande övergivandet av plattformen och anläggningarna ligger kvar hos den ursprungliga licensinnehavaren.



Nordsjön

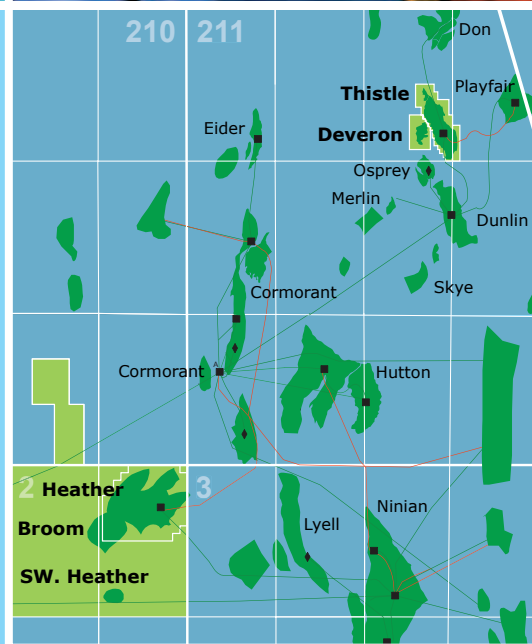
Fyndigheter och utbyggnad av nya reservoarer nära existerande oljefält är ett viktigt stadi i en mogen region med kolväten. Nya fyndigheter i samma region som gamla fält är till fördel för verksamheten på två sätt. Först och främst är ofta det nya fältet för litet för att kunna motivera en utbyggnad och drar därför fördel av närheten till den redan existerande producerande anläggningen. För det andra så ger det nya fältet nytt liv till den existerande infrastrukturen så att det äldre fältet kan producera längre och därigenom bidra med ytterligare utvinningsbara reserver och förskjuter tiden för övergivandet. Heather och Broom är ett bra exempel på denna synergi. Heatherfältet är ett mycket moget fält med cirka 30 år av produktion och som fristående börjar närma sig slutet på sin ekonomiska livslängd. Broomfältet kommer att förlänga dess ekonomiska livslängd och tillhandahålla betydande produktion och egna reserver via en koppling till Heatherplattformen under ytan.



Heatherfältet har varit i produktion sedan 1970-talet och har producerat över 120 miljoner fat olja. Fältet producerar nu dagligen cirka 3 500 fat olja och såsom fristående oljefält börjar fältet närma sig den ekonomiska gränsen för produktion. Heatherplattformen kommer att vara värданläggning för det närliggande utbyggnadsfältet Broom som kommer att kompensera för de operativa kostnaderna via ett tariffavtal och förlänger Heatherfältets ekonomiska livslängd. Nuvarande aktiviteter fokuseras på förbättring av anläggningarna för att hantera Broomfältets produktion, på workovers och ytterligare utbyggnadsborringsmöjligheter. Lundin Petroleum kommer att vara ansvarig för 37,5 procent av övergivandekostnaderna och resterande del tas av den tidigare licensinnehavaren.

Utbyggnad

Broomfältet förväntas att komma i produktion under 2004. Fältet består av två reservoarer, tidigare betecknade West Heather och North Terrace, och är belägna cirka 7 km från plattformen Heather. Utbyggnaden är långt framskriden för West Heather-reservoaren med pågående borrningar för vatteninjicering. Till följd av installeringen av infrastrukturen under vattenytan kommer de tre tidigare gjorda borrningarna att sättas i produktion. Fältet förväntas producera över 20 000 fat olja per dag vid 2004 års slut. Den möjliga utbyggnaden av reservoaren North Terrace kommer att ske i faser för att maximera användandet av anläggningarna på plattformen Heather.



- Lundin produktionsintresse
- Oljefält
- Oljepipeline
- Gaspipeline

>> IRAN & SUDAN



Foto > borrhningen Seh Qanat-1, Munirblocket, Iran



IRAN

Lundin Petroleum har en licensandel om 30 procent i Munirblocket, onshore i Iran. Munirblocket är beläget i det oljerika petroleumsystemet av Zagros Fold Belt i Khuzestan provinsen, i anslutning till och på samma geologiska struktur som ett antal stora producerande oljefält.

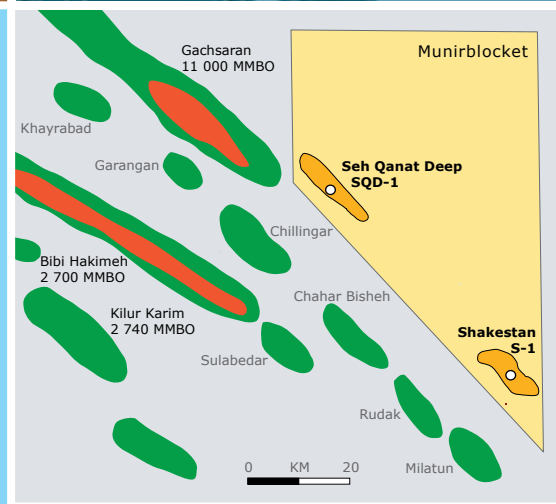
Under de senaste 20 åren har lite prospekteringsarbete förekommit i Iran. Även om Munirblocket är del av ett oljerikt petroleumsystem har mycket lite prospektering förekommit i blocket.

Munirblocket

Under 2002 och början av 2003 har prospekteringsarbetet i huvudsak fokuserats på geofysiska undersökningar såsom ett tvådimensionellt seismikprogram om 534 km. Resultaten från seismik och andra geofysiska undersökningar har integrerats med geologiska och geokemiska data som har möjliggjort identifieringen av två stora borrhbara strukturer för de kommande borrhningarna.

Strukturerna Seh Qanat och Shakestan är stora s.k. anticline strukturer med flera på varandra staplade kalkstensreservoarer mellan cirka 500 och 2 800 meter. Ett borrhkontrakt har signerats med National Iranian Drilling Company (NIDC) om att borra två strukturer efter varandra. Efter färdigställandet av tillfartsvägen och borrhplatsen påbörjades borrhningen Seh Qanat strukturen under tredje kvartalet 2003. Seh Qanat strukturen har potentiella reserver uppskattade till 1–2 miljarder fat. Strukturen är belägen mindre än 20 km öst om det enorma Gachsaranfältet med reserver över 10 miljarder fat.

Tillfartsvägen och borrhplatsen vid prospekteringsborrningen Shakestan är under konstruktion. Denna struktur har potentiella reserver om 0,5–1 miljard fat. Borrhningarna kommer att pågå under större delen av 2004.



SUDAN

Avtalet för block 5B i vilket Lundin Petroleum har en licensandel om 24,5 procent, undertecknades 2001. Verksamheten i Block 5B drivs gemensamt av Petronas Carigali och Sudapet.

Block 5B är även det beläget i den oljerika Muglad Basin i direkt anslutning till blocken 1, 2, 4 och 5A som innehåller reserver över 1 miljard fat olja och producerar 300 000 fat olja per dag. Block 5B täcker den större delen av den södra delen av Muglad Basin och innehåller ett antal stora geologiska potentiella strukturer som identifierats genom tidigare insamlad seismik av Chevron. Som ett resultat av osäkerheten i området har verksamheten i Block 5B ännu inte påbörjats. Lundin Petroleum är övertygad om att ett fredsavtal i Sudan kommer att agera som katalysator för återupptagandet av borrhningarna i Block 5B som kommer göra det möjligt att testa dessa stora strukturer.

IRLAND & ALBANIEN<<

IRLAND

I november 2003 beslutade Lundin Petroleum att förvärva Island Petroleum Development Ltd, ett dotterbolag till 100 procent ägt av DNO. Förvärvet slutfördes i februari 2004.

Produktion

Lundin Petroleum har en licensandel om 12,5 procent i Seven Heads gasfält. Gasfältet sattes i produktion i december 2003 med en initial produktion under förväntningarna. Det ser ut som de i utbyggnadsplanen uppskattade utvinningsbara gasvolymer var för högt angivna. Studier pågår för närvarande beträffande fältets förväntade produktionskapacitet men Lundin Petroleum förväntar sig att utvinningsbara reserver från Seven Heads gasfältet kommer att nedvärderas kraftigt ifrån utbyggnadsplanerna.

Prospektering

Olja upptäcktes i de djupare delarna av Seven Heads strukturen. Den stora utmaningen för en framgångsrik utbyggnad av denna oljereservoar är det höga innehållet av vax i oljan. Ytterligare studier är planerade för 2004.

Rosscarberylicensen är belägen i norra delen av Seven Heads och två små gasfyndigheter har redan gjorts. Ytterligare strukturer finns i licensområdet.

ALBANIEN

Lundin Petroleum har träffat en överenskommelse med Preussag/OMV där prospekteringsborrningar på Block D kommer att avbrytas tills återstående åtagande har förflyttats till ett nytt område i Albanien vilket är villkorat av diverse statliga godkännanden. Avtalet med Preussag/OMV inkluderade en överenskommelse om kontant ersättning till Lundin Petroleum och en överföring av specifika kostnader i varje nytt projekt som inleds med OMV i Albanien. Parallellt har Block E återlämnats och inget ytterligare arbete förväntas i blocket.

IRLAND

□ Seven Heads/
Rosscarbery

ALBANIEN

□ Block D





Lundin Petroleum's Samhällsansvar

Allteftersom Lundin Petroleum fortsätter att växa, både i storlek och verksamhetsmässigt, så ökar även utmaningarna. Oavsett vilken miljö verksamheten bedrivs i, utförs verksamheten på det mest ekonomiskt effektiva, socialt ansvarsmässiga och miljömässigt mest acceptabla sättet.

Denna målsättning har formulerats i Lundin Petroleum's Uppförandekod¹ vilken även formulerar bolagets värderingar, ansvarsområden och principer efter vilka man verkar. Koden tjänar två syften, genom att dels ange standards för bolagets personals uppförande världen runt såväl som att informera aktieägare, partners och anställda om hur verksamheten bedrivs. För att förstärka inställningen som föreskrivs i koden har Lundin Petroleum även antagit policys gällande arbetsskydd-, och säkerhet, miljö samt den lokala utvecklingen, områden som Bolaget anser är av största betydelse för den dagliga verksamheten.

Under 2003 var Lundin Petroleum's huvudsakliga fokus beträffande arbetsskydd, säkerhet och miljö (HSE) att försäkra att verksamheten har fungerande system

för hantering av dessa frågor. Bolaget utfärdade ett ledningssystem, "Gröna Boken", samt Bolagets mål för HSE som skall följas av Bolagets alla verksamheter.

Gröna Boken bekräftar bolagsledningens engagemang i dessa frågor samt deras ledarskap och ansvar beträffande HSE frågor. Implementeringen av HSE policys och bolagets mål åligger ledningen på lokal nivå. Detta flexibla förhållningssätt har antagits på grund av de varierande fysiska och regelmässiga förhållanden i vilka de olika verksamheterna bedrivs. Varje verksamhet har rapporteringskyldighet för att försäkra att alla verksamheter uppfyller bolagets minimikrav för att uppfylla tillämplig lagstiftning såväl som dess övergripande åtagande att agera så som en ansvarsfull samhällsmedborgare.

ARBETSSKYDD OCH SÄKERHET

Arbetskydd och säkerhet är av största betydelse. I Tunisien bedrivs verksamheten på ett s.k. FPSO (Flytande Produktions-, Lagrings-, och Avlastningsfartyg) där frågor beträffande arbetskydd och säkerhet är av yttersta vikt. Bolagets lokala ledning har adresserat dessa frågor under 2003 genom att beställa både en oberoende säkerhetsgenomgång samt en oberoende revision av säkerhetsförhållandena av verksamheten ombord. En fullständig revision av relevanta manualer för att uppdatera dem i linje med Lundin Petroleums krav har utförts samt utbildning för att öka uppmärksamheten och förstärka kompetensen till berörd personal. Som ett resultat av denna gemensamma ansträngning hade verksamheten i Tunisien 255 olycksfria dagar i rad under 2003.

I de senaste förvärvade verksamheterna i brittiska Nordsjön har en gapanalys av systemen för arbetskydd och säkerhet genomförts för att försäkra att de nya verksamheterna möter Lundin Petroleums krav, vilket analysen kunnat fastställa. Viss expertis utvecklade i de brittiska verksamheterna kan delas med Lundin Petroleums övriga verksamheter runt om i världen.

Samhällsansvar i icke-opererade tillgångar

I områden som Iran, Norge och Venezuela där Lundin Petroleum inte är operatör är det huvudsakliga ansvaret att se till att verksamheten bedrivs enligt dess standards för arbetskydd, säkerhet och miljö. Operatören förväntas att regelbundet rapportera om arbetskydd, säkerhet eller miljöärenden och tillhandahåller detaljer om föreslagna HSE initiativ eller studier och att besvara alla förfrågningar relaterade till HSE från partners.

LOKAL UTVECKLING

Lundin Petroleum har planerade aktiviteter på avlägsna platser i Indonesien. För att försäkra att dessa aktiviteter inte stör utan är till fördel för de lokala kommunerna har bolaget ett program för socialisering. Programmet består i att besöka närliggande kommuner före projekterade aktiviteter påbörjas för att anpassa eller modifiera planerna om nödvändigt. Bolaget ser till att utföra sin uppgifter på ett noggrant sätt och på utsatt tid för att försäkra sig om de lokala kommunernas goda vilja.



MILJÖ

Lundin Petroleum utför systematiska miljöstudier på alla områden för prospektering och utbyggnad för att säkerhetsställa att miljöskyddande åtgärder är på plats då verksamheten börjar. I s.k. mogna områden som i Frankrike, är en av ledningens huvudsakliga uppgifter att försäkra att produktionsplatser som övergivits med godkännande från berörda myndigheter, är fullt återställda innan de säljs/återlämnas till ursprunglig ägare. Detta förutsätter vanligtvis ett besök av berörd personal. Under 2003 såldes ett antal övergivna och återställda platser.

¹ En kopia av Uppförandekoden såväl som andra dokument som refereras i texten återfinns på www.lundin-petroleum.com under titeln Samhällsansvar.



>> AKTIEINFORMATION

Lundin Petroleums aktie

Lundin Petroleums aktie är noterad på Stockholmsbörsens O-lista. Aktiekapitalet uppgick per den 31 december 2003 till 2 515 254,66 SEK fördelat på 251 525 466 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.

Optioner

Lundin Petroleum har ett incitamentsprogram för anställda där optioner ställs ut till anställda efter bolagsstämmans godkännande. Optionerna ställs ut till 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 Bolaget en summa om 42 149 401,00 SEK och antalet aktier kommer att spädas ut med 2,1 procent

	2001 Program	2002 Program	2003 Program
Antal optioner initialt utställda	3 175 000	3 250 000	3 400 000
Teckningskurs	3,37	4,50	10,10
Inlösen från och med	1 maj 2002	31 maj 2003	31 maj 2004
Sista dag för inlösen	1 maj 2004	31 maj 2005	31 maj 2006
Utestående optioner per den 31 december 2003	247 300	1 640 000	3 360 000

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 gasreserver och utbyggnad av fyndigheter för att nå en ökning i produktion, kassaflöde och resultat.

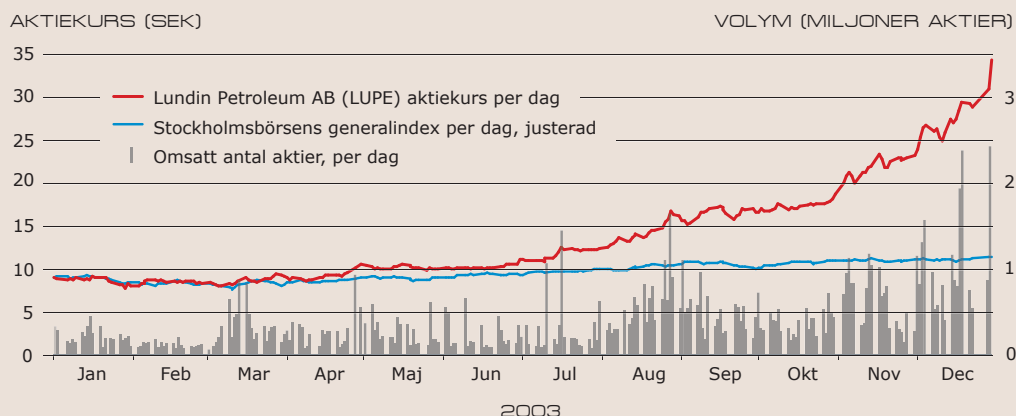
Storleken på eventuell utdelning avgörs av Bolagets finansiella ställning och möjligheterna till tillväxt genom lönsamma investeringar.

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 utdelningspolicyn att finansieringen av pågående projekt och behov av att tillgodose Bolagets omedelbara kapitalbehov prioriteras.

Det senaste förvärvet av vissa av DNOs tillgångar innebär betydande kapitalbehov för Lundin Petroleum, särskilt i Storbritannien och Norge för de kommande åren och det är därför inte troligt att utdelning kommer att betalas under den perioden.



Aktiekapitalets utveckling

Sedan bildandet av bolaget i maj 2000 fram till och med den 31 december 2003 har moderbolagets aktiekapital utvecklats enligt nedanstående tabell:

	Månad och år	Nominellt belopp (SEK)	Förändring av antalet aktier	Totalt antal aktier	Totalt aktiekapital (SEK)	Teckningskurs (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	nov 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
Summa			251 525 466	251 525 466	2 515 254,66	

Aktieägarstruktur

De 10 största aktieägarna baserade på uppgifter från VPC per den 31 mars 2004,

Aktieägare per den 31 mars 2004	Antal aktier	Andel av aktiekapital/röster,%
Lorito Holdings Ltd.	71 435 168	28,4
Landor Participations Inc	15 407 456	6,2
Mourgue d'Algue et Cie	7 344 200	2,9
State Street Bank	4 178 000	1,7
Bertil Gylling	2 345 000	0,9
Pictet & Cie	1 871 685	0,7
Natexis Banque Populaires	1 765 800	0,7
Roburs Småbolagsfond	1 759 000	0,7
Skandia Liv	1 506 000	0,6
Deutsche Bank	1 284 100	0,5
Övriga aktieägare	142 881 257	56,7
Summa	251 777 666	100,0

Fördelning av aktieinnehav

Lundin Petroleums aktieägare var per den 31 mars 2004 fördelade enligt nedanstående tabell baserade på uppgifter från VPC.

Storleksklasser per den 31 mars 2004	Antal aktier	Andel av antal aktier, %	Antal aktieägare	Andel av antal aktieägare, %
1-500	3 540 013	1,4	17 817	54,6
501-1000	4 804 929	1,9	5 519	16,9
1001-10000	25 551 787	10,2	8 088	24,8
10001-50000	20 907 004	8,3	984	3,0
50001-100000	8 563 931	3,4	119	0,3
100001-	188 410 002	74,8	125	0,4
Summa	251 777 666	100	32 652	100,0

>>STYRELSE



På trappan, uppifrån och ned: Lukas H. Lundin, Carl Bildt, Magnus Unger, C. Ashley Heppenstall.
Ned till, från höger till vänster: Kai Hietarinta, William A. Rand, Ian H. Lundin (Adolf H. Lundin saknas på bilden)



Fotografierna tagna under styrelsens besök på FPSO Ikdam, vid Isisfältet offshore Tunisien, december 2003

STYRELSE

Ian H. Lundin, Ordförande, född 1960

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

Aktier i Lundin Petroleum: 0¹

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 885 000

Adolf H. Lundin, Hedersordförande, född 1932

Övriga styrelseuppdrag: Styrelseordförande Vostok Nafta Investment Ltd, styrelseledamot i North Atlantic Natural Resources AB, Atacama Minerals Corp., Champion Resources Inc., South Atlantic Ventures Ltd., Tenke Mining Corp., Valkyries Petroleum Corp.

Civilingenjörsexamen från Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm. MBA från Centre d'Etudes Industrielles, Genève.

Aktier i Lundin Petroleum: 0²

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 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 och Legg Mason Inc.

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

Aktier i Lundin Petroleum: 0.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 0.

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

Övriga styrelseuppdrag: styrelseledamot i Champion Resources Inc och Valkyries Petroleum Corp.
Bachelor of Science-examen i matematik från Durham University, Storbritannien.

Aktier i Lundin Petroleum: 1 143 250.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 1 050 000.

Magnus Unger, Styrelseledamot, född 1942

Övriga styrelseuppdrag: Styrelseordförande i The Odin Group, Mimer International Invest AB och Cal-Konsult AB, styrelseledamot i PayNova AB

Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.

Aktier i Lundin Petroleum: 100 000.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 156 200.

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

Kai Hietarinta, Styrelseledamot, född 1932

Övriga styrelseuppdrag: styrelseledamot i 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.

Aktier i Lundin Petroleum: 0.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 0.

Lukas H. Lundin, Styrelseledamot, född 1958

Övriga styrelseuppdrag: Styrelseordförande i Tanganyika Oil Co. Ltd., Canadian Gold Hunter Ltd., International Uranium Corporation, Tenek Mining Corp. och Valkyries Petroleum Corp. Styrelseledamot i North Atlantic Natural Resources AB, Vostok Nafta Investment Ltd., Atacama Minerals Corp.

Examen från New Mexico Institution of Mining and Technology and Engineering.

Aktier i Lundin Petroleum: 708 478.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 0.

William A. Rand, Styrelseledamot, född 1942

Övriga styrelseuppdrag: South Atlantic Ventures Ltd., International Uranium Corporation, Vostok Nafta Investment Ltd., Tenke Mining Corp, Devon Ventures Corporation and Dome Venture Corporation.

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

Aktier i Lundin Petroleum: 104 185.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 0.

CORPORATE GOVERNANCE

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

Styrelsens sammansättning

Lundin Petroleum's styrelse har under 2003 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:

- Verkställande direktören rapporterar beträffande:
 - Bolagets ställning
 - Pågående potentiella förvärv
 - Ekonomisk rapport
 - Finansiell rapport
 - Rapport från de olika styrelsekommittéerna
- Affärsrelaterade beslut
- Övriga frågor av betydelse för Bolaget

Styrelsen hade åtta möten under 2003 inklusive det konstituerande styrelsemötet.

ERSÄTTNINGSKOMMITTÉ

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

Ersättningskommittén har till uppgift att samla information och 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 agerar i enlighet med Lundin Petroleum's 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), översiktligt granska och lämna rekommendationer till styrelsen i anslutning till halvårs- och årsbokslut, granska revisionsarvoden, säkerställa att Bolagets interna kontrollsystem utvecklas och följs samt ha kontakt med koncernens externa revisorer som del av den årliga revisionsprocessen.

CORPORATE GOVERNANCE 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 dess 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 styrelsemedlemmars och ledande befattningshavares ersättningar se sid 63, Ersättningar till styrelse och ledande befattningshavare.

>>LEDANDE BEFATTNINGSHAVARE & REVISORER



Lundin Petroleum Management

Stående, från vänster till höger:
Jeffrey Fountain, Geoffrey Turbott, Christine
Batruch, Andrew Harber

Sittande, från vänster till höger:
Alexandre Schneider, C. Ashley Heppenstall,
Marco Zanella

LEDANDE BEFATTNINGSHAVARE OCH REVISORER

C. Ashley Heppenstall

Verkställande direktör och koncernchef, se styrelse

Alexandre Schneider

Född 1962

Executive Vice President och COO

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 50 000.

Optioner i Lundin Petroleum: 670 000.

Geoffrey Turbott

Född 1963

Finansdirektör

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 2 000.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 125 000.

Christine Batruch

Född 1959

Direktör Corporate Responsibility

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 2 000.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 134 450.

Andrew Harber

Född 1956

Direktör Corporate Services

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 2 000.

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 125 000.

Jeffery Fountain

Född 1969

Bolagsjurist

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 0

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 45 000

Marco Zanella

Född 1955

Direktör Exploration and New Ventures

Aktieinnehav i Lundin Petroleum: 0

Utestående optioner i Lundin Petroleum: 0

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

Revisorssuppleant

Bo Hjalmarsson

Född 1960

Auktoriserad revisor

Lundin Petroleums revisorssuppleant sedan 2001

PriceWaterhouseCoopers AB, Stockholm

Räkenskapsår per den 31 december	2003	2002
Räntabilitet på eget kapital, % ¹	67	-2
Räntabilitet på sysselsatt kapital, % ²	50	-3
Skuldsättningsgrad, % ³	-	89
Soliditet, % ⁴	69	34
Andel riskbärande kapital, % ⁵	78	44
Räntetäckningsgrad, % ⁶	1 559	-342
Operativt kassaflöde/räntekostnader, ggr ⁷	1 011	822
Direktavkastning ⁸	-	-
Synligt eget kapital SEK per aktie ⁹	7,38	3,70
Operativt kassaflöde SEK per aktie ¹⁰	2,52	0,49
Kassaflöde från årets verksamhet SEK per aktie ¹¹	0,98	1,09
Resultat SEK per aktie ¹²	3,73	-0,07
Resultat SEK per aktie efter full utspädning ¹³	3,71	-0,07
Utdelning per aktie	-	-
Börskurs vid räkenskapsårets utgång (avser moderbolaget), SEK	34,30	9,20
Antal aktier vid årets slut	251 525 466	248 685 016
Vägt genomsnittligt antal aktier för året ¹⁴	249 401 389	232 150 181
Vägt genomsnittligt antal aktier för året efter full utspädning ¹⁴	251 041 951	233 235 711

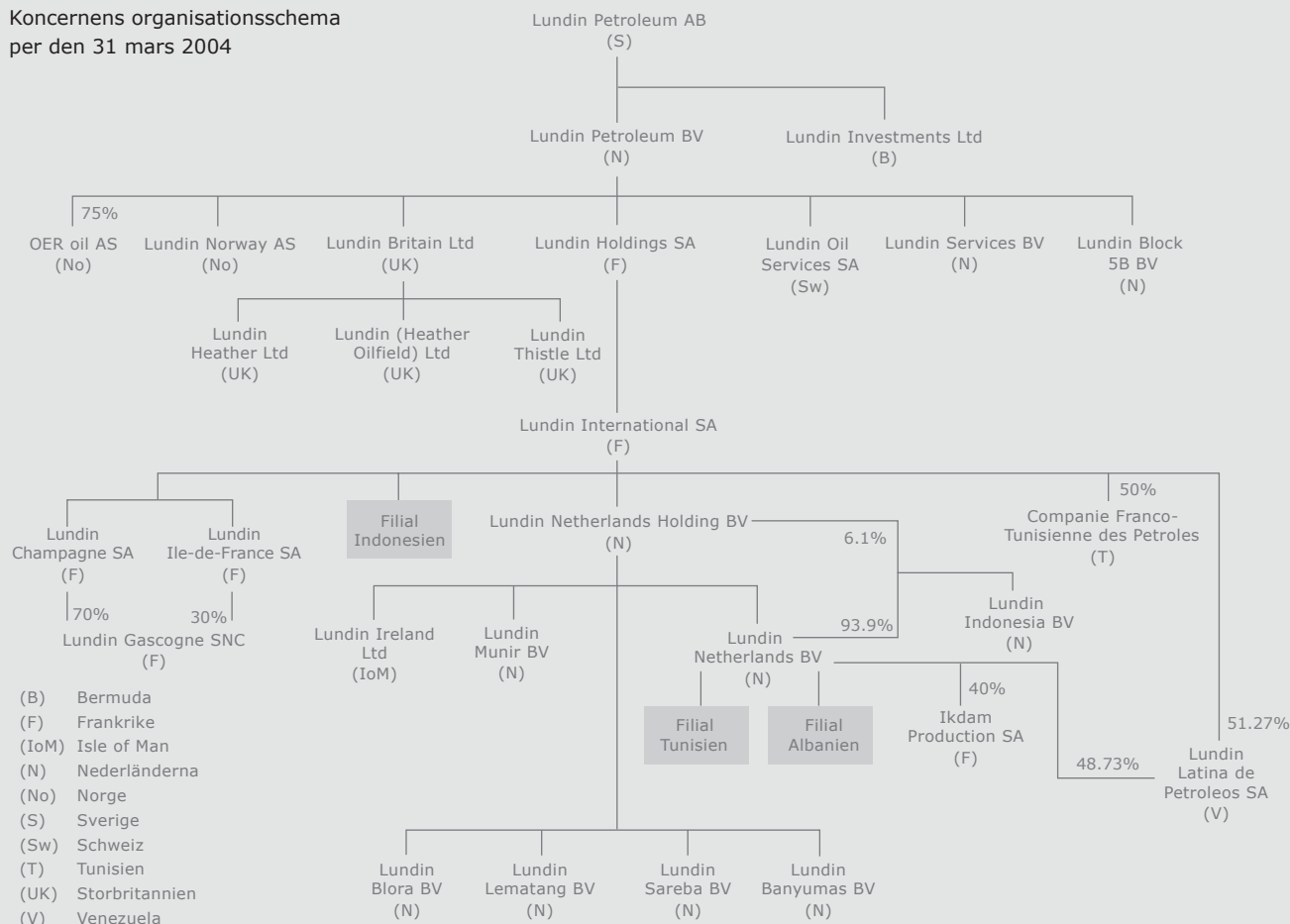
Nyckeltalsdefinitioner

- Räntabilitet på eget kapital definieras som koncernens resultat för perioden dividerat med genomsnittligt eget kapital.
- 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).
- Skuldsättningsgrad definieras som koncernens räntebärande skulder i förhållande till redovisat eget kapital.
- Soliditet definieras som koncernens redovisade egna kapital inklusive minoritetsägares andel i procent av balansomslutningen.
- Andel riskbärande kapital definieras som summan av eget kapital och uppskjutna skatteskulder (inklusive minoritetsägares andel) dividerat med balansomslutningen.
- Räntetäckningsgrad definieras som resultat efter finansnetto plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med räntekostnader.
- Operativt kassaflöde/räntekostnader definieras som koncernens intäkter minus kostnad för såld olja och gas och faktiska skatter dividerat med räntekostnader för året.
- Direktavkastning definieras som utdelning i procent av börskurs vid räkenskapsårets utgång.
- Synligt eget kapital SEK per aktie definieras som koncernens redovisade egna kapital dividerat med antalet aktier vid årets slut.
- Operativt kassaflöde SEK per aktie definieras som koncernens intäkter minus produktionskostnader och faktiska skatter dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.
- Kassaflöde från årets verksamhet SEK per aktie definieras som kassaflöde från årets verksamhet enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.
- Resultat SEK per aktie definieras som koncernens resultat dividerat med vägt genomsnittligt antalet aktier för året.
- 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.
- 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 2004



Not: Koncernens organisationsschema visar endast betydande dotterbolag

Styrelsen och verkställande direktören för Lundin Petroleum AB avger härmed årsredovisning för räkenskapsåret 2003-01-01 – 2003-12-31

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 med E. Öhman J:or Fondkommission AB som sponsor. Den 2 oktober 2003 listades Lundin Petroleum på Stockholmsbörsens O-lista.

Den 19 september 2002 genomförde Lundin Petroleum förvärvet av 95,3 procent av de utestående aktierna i Lundin International SA (tidigare Coparex International SA). Lundin International SA har konsoliderats från och med detta datum.

Den 13 januari 2003 genomförde Lundin Petroleum förvärvet av 75,8 procent av OER oil AS. OER oil AS förvärvade därefter delar av två producerande fält off-shore Norge. Under 2003 förvärvade OER Oil AS 100 procent av OER Energy AS (tidigare Aker Energy AS), ett företag innehållande skattemässiga förlustavdrag.

Den 13 februari 2004 slutfördes förvärvet av DNO ASAs olje- och gastillgångar i Storbritannien och Irland.

Verksamheten

Lundin Petroleum's huvudsakliga verksamhet är prospektering efter, utbyggnad av samt utvinning av olja och naturgas ur olje- och gastillgångar.

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. Per den 31 december 2003 hade Lundin Petroleum undertecknat ett avtal om köp av DNO ASAs tillgångar i Storbritannien och Irland samt en stor del av dess norska tillgångar. Lundin Petroleum innehar nu en portfölj av producerande olje- och gastillgångar i ett antal länder samt exponering mot ytterligare prospekteringsmöjligheter.

Iran

Lundin Petroleum har en licensandel i Munirblocket onshore Iran. Insamlandet av tvådimensionell seismik slutfördes i januari 2003 varefter data analyserades. Denna seismik har identifierat flera prospekt, bland annat två stora förslutna strukturer där två borrhningar skall genomföras efter varandra. Första borrhningen (Seh Qanat-djupstrukturen) påbörjades under november 2003 och pågår för närvarande. De två geologiska strukturerna har potential att innehålla utvinningsbara reserver överstigande en miljard fat.

Sudan

I juni 2003 sålde Bolaget licensandelen i Block 5A, Sudan. Block 5B ligger direkt söder om Block 5A på samma geologiska förlängning som de tidigare fyndigheterna i Muglad Basin. Tekniska studier pågår och flera stora strukturer har identifierats. Fredsförhandlingarna i landet fortsätter och om man når en positiv lösning kan verksamheten i Block 5B starta.

Frankrike

Produktionen i Frankrike har under 2003 varit i linje med förväntningarna.

I Paris Basin slutfördes framgångsrikt en utbyggnadsborrning i Merisierfältet vilket ger ytterligare produktion. Ytterligare utbyggnad av Merisierfältet kommer att innebära utbyggnadsborrningar under 2004.

I Aquitaine Basin borrades Les Pins-5 framgångsrikt och slutfördes under tredje kvartalet 2003. Borrningen har nu kopplats ihop med existerande infrastruktur och en pump har installerats för att öka produktiviteten. En prospekteringsborrning i Mimosastrukturen samt en utbyggnadsborrning i Corbey kommer att borraras under 2004.

Nederländerna

Produktionen under 2003 låg under förväntan då Gasunie köpte mindre volymer än beräknat. Under fjärde kvartalet närmade sig produktionen den budgeterade. Lundin Petroleum har fått indikationer från representanter från staten att det minskande uttagen är temporära och efterfrågan kommer att återställas till vår produktionskapacitet i enlighet med den nederländska statens policy för mindre oljefält där Gasunie köper gas och mindre fält är prioriterade.

Övriga aktiviteter inkluderar utbyggnadsborrningar i syfte att utöka produktionen.

Tunisien

Optimering av Isis fältet fortsätter och produktionen under 2003 var över förväntan. Dock låg produktionen under fjärde kvartalet under budget på grund av mekaniska problem i en av borrhningarna som nu har reparerats.

Utbyggnadsplanen för Oudna, som ligger off-shore Tunisien, färdigställdes under fjärde kvartalet 2003 och skickades till tunisiska staten för godkännande.

Indonesien

Banyumas (Java): Ett nytt 490 km seismikprogram har genomförts under året. Ett flertal strukturer har identifierats.

Blora (Java): Förberedelser inför prospekteringsborrningen PADI-1 pågår. Borrstart förväntas under tredje kvartalet 2004. Strukturen har potentiella reserver över 50 miljoner fat oljeekvivalenter (mmboe).

Lematang (Södra Sumatra): Förhandlingar om ett gasförsäljningsavtal fortsätter vilket kommer att möjliggöra utbyggnaden av gasfyndigheten Singa. Ett Memorandum of Understanding (MOU) och ett Heads of Agreement signerades i december 2003 och utgör en solid bas för förhandlingarna och undertecknandet av ett gasförsäljningsavtal. Parallellt pågår förberedelser för borrhningen av Bantengstrukturen som dock har skjutits upp till andra kvartalet 2004. Bantengstrukturen har potentiella reserver uppskattade till över 500 bcf. Lundin Petroleum har en licensandel om 15,88 procent efter förvärv av ytterligare 0,88 procent under fjärde kvartalet 2003.

Salawtai Island och Basin (Papua): Ett program med 12 utbyggnadsborrningar i Salawati Basin och ytterligare utbyggnadsborrningar i Salawati Island (Matoa fältet) är igång. Tolkning av den nyligen insamlade 3D seismiken (Salawati Island) är nästan slutförd. Insamlandet av ny 3D seismik i Salawati Basin startade under första halvåret 2004. Prospekteringsborrningar på Salawtai Basin och Island är planerade för 2004.

>>FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

Venezuela

Båda utbyggnadsborrningarna La Palma 8 och 9 har nu slutförts och anslutits till existerande anläggningar. Den totala oljeproduktionen, brutto, från Colónblocket är nu uppe i en kapacitet om 20 000 fat olja per dag (bopd). Ytterligare utbyggnadsborrningar vid La Palmafältet kommer att återupptas under det andra halvåret 2004 för att bibehålla produktionskapaciteten.

I november 2002 påbörjade Lundin Petroleum ett skiljedomsförfarande mot en av sina partners i blocket. Se not 9 i noter till årsredovisningen för ytterligare information.

Albanien

Ett avtal har träffats med Preussag/OMV där återstående arbetsåtaganden (villkorat av sedvanliga godkännanden från staten) vid Block D och E kommer att överflyttas till ett nytt område i Albanien. Block E har övergivits.

Norge

Den totala produktionen var i linje med förväntningar för 2003. Lundin Petroleum tillkännagav förvärvet av Aker Energy AS genom det till 75 procent ägda dotterbolaget OER. Aker Energy äger licensandelar i norska outbyggda fyndigheter samt en uppskjuten skattefordran. Förvärvet genomfördes innan årets slut efter godkännande från staten. Aker Energy AS har namnändrats till OER energy AS.

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 och vice verkställande direktören ingår i styrelsen. Under året hölls åtta 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 egna 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 23 maj 2003 omvaldes alla ledamöter förutom Alexandre Schneiter som avböjde omval. Under 2003 har Ian H. Lundin avslutat sin aktiva roll i ledningen. Inga ytterligare förändringar i ledningen har skett under 2003. Per den 1 januari 2004 utnämndes Jeffrey Fountain till "Vice President Legal". I mars 2004 anställdes Marco Zanella och utsågs till direktör, Exploration and New Ventures.

Årsredovisning

Lundin Petroleums årsredovisning och förvaltningsberättelse representerar året fram till den 31 december 2003. Lundin Petroleum förvärvade Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) och dotterbolag den 19 september 2002. Årsredovisningen och förvaltningsberättelsen inkluderar enbart de förvärvade bolagen och deras resultat från detta datum och därför gäller jämförelsesiffrorna för dessa bolag endast en period om 103 dagar.

RÖRELSENS RESULTAT

(Siffror inom parentes representerar siffror för de perioder föregående år som beskrivits i föregående stycke)

Koncernen

Lundin Petroleum rapporterar en vinst efter skatt om 930,2 MSEK (-16,6 MSEK) för räkenskapsåret 2003 och ett operativt kassaflöde om 634,6 MSEK (115,1 MSEK).

Försäljning av olja och gas för räkenskapsåret 2003 uppgick till 1 082,1 MSEK (284,9 MSEK). Produktionen under räkenskapsåret 2003 uppgick till 5 790 546 fat oljeekvivalenter (boe) vilket innebär 16 062 boe per dag. Genomsnittspriset per boe för räkenskapsåret 2003 uppgick till 27,35 USD.

Försäljning och produktion för räkenskapsåret 2003 omfattar nedanstående:

Försäljning	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån	1 jan 2002– 31 dec 2002 12 mån
Genomsnittligt pris per fat i USD		
Frankrike		
- Kvantitet i boe	1 436 709	448 953
- Genomsnittligt pris per boe	27,71	25,93
Tunisien		
- Kvantitet i boe	723 976	155 746
- Genomsnittligt pris per boe	28,12	26,54
Indonesien		
- Kvantitet i boe	727 139	272 768
- Genomsnittligt pris per boe	27,57	27,23
Nederländerna		
- Kvantitet i boe	864 687	305 545
- Genomsnittligt pris per boe	24,87	19,93
Norge		
- Kvantitet i boe	690 466	-
- Genomsnittligt pris per boe	28,69	-
Totalt		
- Kvantitet i boe	4 442 977	1 183 012
- Genomsnittligt pris per boe	27,35	24,76

Intäkter från Venezuela är ej medtagen i ovanstående tabell på grund av att oljan inte säljs utan intäkterna härrör från erhållna operatörsavgifter baserade på produktion från Colónblocket. Sådana operatörsavgifter under räkenskapsåret 2003 uppgick till 102,2 MSEK (21,7 MSEK). Produktion för räkenskapsåret 2003 uppgick till 817 859 boe (185 021 boe). En ytterligare del av operatörsavgiften är ränta för en ännu ej kostnadsförd investering som under räkenskapsåret 2003 uppgick till 3,7 MSEK (1,7 MSEK). Denna del är upptagen i resultaträkningen under posten "ränteintäkter".

Lundin Petroleum hade för 2003 en oljehedge om USD 24,23 för 2 250 fat. Det genomsnittliga priset för året blev USD 28,95 vilket innebär en förlust före skatt om 30,5 MSEK.

Övriga rörelseintäkter för räkenskapsåret 2003 uppgick till 38,4 MSEK (10,9 MSEK). I detta ingår serviceintäkter för operatörsskapet för joint venture samarbete i Sudan uppgående till 0,8 MSEK (2,0 MSEK) samt återvinning av tidigare prospekteringskostnader i Tunisien om 19,6 MSEK (1,3 MSEK). Övriga intäkter inkluderar dessutom tariffintäkter samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Försäljning och produktion för räkenskapsåret 2003 omfattar nedanstående:

	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån	1 jan 2002– 31 dec 2002 12 mån
Produktion		
Frankrike		
- Kvantitet i boe	1 517 749	451 801
- Kvantitet i boepd	4 158	4 386
Tunisien		
- Kvantitet i boe	851 023	265 272
- Kvantitet i boepd	2 332	2 591
Indonesien		
- Kvantitet i boe	902 338	240 707
- Kvantitet i boepd	2 472	2 334
Nederländerna		
- Kvantitet i boe	871 994	305 545
- Kvantitet i boepd	2 389	2 966
Norge		
- Kvantitet i boe	778 012	-
- Kvantitet i boepd	2 329	-
Venezuela		
- Kvantitet i boe	869 430	178 548
- Kvantitet i boepd	2 382	1 733
Totalt		
- Kvantitet i boe	5 790 546	1 441 873
- Kvantitet i boepd	16 062	14 010

Produktionskostnader under räkenskapsåret 2003 uppgick till 419,9 MSEK (149,0 MSEK). Utvinningskostnader uppgick till 320,1 MSEK under året (116,1 MSEK). Tariffkostnader uppgår till 83,1 MSEK under året (5,1 MSEK). Royalty och produktions-skatter är skatter som tas ut i relation till produktionen. Avgifter för royalty och direkta skatter uppgick till 26,0 MSEK (8,2 MSEK) under räkenskapsåret 2003. Förändringar i lager hänförs till förändringarna av lagren av kolväten och produktionsutrustning. Minskningen i lagervolym resulterade i en minskning av produktionskostnader om 9,2 MSEK (-19,7 MSEK) under räkenskapsåret 2003.

>> FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

Produktionskostnader för räkenskapsåret 2003 omfattas av nedanstående:

Produktionskostnader och nedskrivningar i TUSD	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån	1 jan 2002– 31 dec 2002 12 mån
Utvinningskostnader	39 309	12 762
Tariff- och transportkostnader	10 276	559
Royalty och direkta skatter	3 511	897
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	-1 143	2 167
Totala produktionskostnader	51 953	16 385
Nedskrivningar	23 755	5 892
Totalt	75 708	22 277

Kostnad per boe i USD	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 mån	1 jan 2002– 31 dec 2002 12 mån
Utvinningskostnader	6,79	8,85
Tariff- och transportkostnader	1,77	0,39
Royalty och direkta skatter	0,61	0,62
Lagerförändringar och förändringar i överuttag	-0,20	1,50
Totala produktionskostnader	8,97	11,36
Nedskrivningar	4,10	4,09
Total kostnad per boe	13,07	15,45

I juni 2003 sålde Lundin Petroleum sin licensandel i Sudan, Block 5A till Petronas Carigali Overseas Sdn Bhd för 1 184,0 MSEK som resulterade i en vinst om 720,1 MSEK efter valutakursförluster om 100,4 MSEK. Valutakursförlusten avser omvärdering till SEK av USD-lån till det dotterbolag som innehade tillgången Block 5A, Sudan. Lånet avsåg finansiering av prospekteringskostnaderna och återbetalades vid försäljningen av tillgången.

Övriga intäkter för räkenskapsåret 2003 uppgick till 7,2 MSEK (10,2 MSEK) och motsvaras av avgifter och kostnader som Lundin Petroleum återvunnit från tredje part.

Administrationskostnader för räkenskapsåret 2003 uppgick till 148,7 MSEK (76,0 MSEK). Utöver administrationskostnaderna finns omstrukturingskostnader uppkomna under första kvartalet 2003 om 16,3 MSEK särskilt relaterade till kostnader i samband med att personal friställdes då kontoret i Paris lades ned. Till detta belopp tillkommer det belopp om 20,3 MSEK som uppkom under sista kvartalet 2002. Det fanns andra ej återkommande kostnader under

första halvåret 2003 relaterade till förvärvet uppgående till 12,1 MSEK. Dessa kostnader inkluderar personal- och lokalkostnader för Pariskontoret till dess att det stängde i juni 2003 och vissa avgifter relaterade till omstruktureringen av koncernen.

Finansnetto för räkenskapsåret 2003 uppgick till -50,5 MSEK (1,8 MSEK). Ränteintäkter för räkenskapsåret 2003 uppgick till 11,4 MSEK (10,7 MSEK). Räntekostnader för räkenskapsåret 2003 uppgick till 25,6 MSEK (14,0 MSEK). Kostnader för räntesäkring för räkenskapsåret 2003 uppgick till 37,2 MSEK (0,0 MSEK). Vid tiden för förvärvet av Coparex ingick Lundin Petroleum avtal om 4-årig ränteswap för att binda räntan för det lån som togs för att finansiera förvärvet. Till följd av att lånet återbetalades och krediten sades upp vid försäljningen av Block 5A i Sudan blev det nödvändigt att marknadsvärdera ränteswapen och reservera för eventuellt minskat värde. Därför har en kostnad belastat resultatet med 18,6 MSEK per den 31 december 2003.

Upplösning av lånekostnader uppgick till 15,9 MSEK (0,6 MSEK) för räkenskapsåret 2003. Denna upplösning avser avskrivningen av den periodiserade finansieringskostnaden kopplad till bolagets kreditfaciliteter till följd av återbetalning av krediten under andra kvartalet 2003.

Valutakursvinster/-förluster för räkenskapsåret 2003 uppgick till 11,4 MSEK (-0,2 MSEK). Valutakursvinsterna i de första två kvartalen hänförs främst till omvärderingen av USD-lån till EUR, vilket är rapporteringsvaluta i de enheter där lånen är upptagna avräknat förluster vid omvärderingen av tillgodohavanden och fordringar i rapporteringsvalutorna USD till Euro eller SEK. Lån i USD återbetalades i slutet av andra kvartalet vilket resulterade i att det inte finns ytterligare valutakursvinster att kompensera mot valutakursförluster. Valutakursförlusten för tredje och fjärde kvartalet 2003 och för motsvarande period föregående år hänförs främst till omvärderingen av tillgodohavanden i USD som fanns i moderbolaget.

Skattekostnaden för räkenskapsåret 2003 uppgick till 79,9 MSEK (26,4 MSEK). Skattekostnaden består av bolagsskatt om 45,7 MSEK (29,6 MSEK), uppskjuten skattekostnad om 19,8 MSEK (-5,3 MSEK), petroleumskatt uppgående till 20,3 MSEK (2,1 MSEK) och upplösningen av uppskjuten petroleumskatt om 5,9 MSEK (0,0 MSEK). Till följd av förvärvet av OER energy AS (tidigare Aker Energy AS) och påföljande utnyttjande av de förlustavdrag som överfördes från detta bolag, belastades inte resultatet i Norge av bolagsskatt. Den uppskjutna skattekostnaden avser främst utnyttjandet av förlustavdrag som kvittas mot upplösningen av den uppskjutna skatteskulden kopplad till skillnaden mellan bokfört värde och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. En genomgång av uppskattade återställningskostnader har resulterat i en upplösning av den uppskjutna petroleumskatteskulden om 5,9 MSEK (0,0 MSEK).

INVESTERINGAR OCH FINANSIELL STÄLLNING

Anläggningstillgångar

Materiella anläggningstillgångar uppgick per den 31 december 2003 till 1 873,0 MSEK (2 045,6 MSEK). Det bokförda värdet av olje- och gastillgångar uppgick per den 31 december 2003 till 1 817,6 MSEK (1 988,9 MSEK). Koncernen investerade 285,8 MSEK (160,8 MSEK) i olje- och gastillgångar under räkenskapsåret 2003. Investeringar i kostnadsställen med produktion under räkenskapsåret 2003 uppgick till 206,4 MSEK (38,5 MSEK) och 79,4 MSEK (122,3 MSEK) i relation till kostnadsställen utan produktion. Analysen av kostnadsställe per land finns återgivet i detalj i not 9.

Bokfört värde av kontorsutrustning och andra anläggnings-tillgångar uppgick per den 31 december 2003 till 55,4 MSEK (56,7 MSEK).

Under året avslutades den finansiella leasingen av kontoret i Paris och fastigheten förvärvades per den 30 juni 2003.

Finansiella anläggningstillgångar

Finansiella anläggningstillgångar uppgick per den 31 december 2003 till 134,0 MSEK (103,6 MSEK). Inkluderat i finansiella anläggningstillgångar per den 31 december 2003 är ett belopp om 56,6 MSEK (54,2 MSEK) bokfört som spårade medel. Detta belopp innefattar 17,8 MSEK (0,0 MSEK) motsvarande 16,5 MNOK som skall täcka framtida återställningskostnader offshore i Norge samt två belopp om totalt 38,8 MSEK (54,2 MSEK) avseende pantsatta medel för en bankgaranti som skall täcka framtida arbetsåtaganden i Sudan och Iran. Aktier i intressebolag uppgående till 21,3 MSEK (21,5 MSEK) är i huvudsak hänförligt till en investering i ett företag som äger infrastruktur för gas i Nederländerna. Uppskjutna finansieringsavgifter uppgår till 0,0 MSEK (15,9 MSEK) per den 31 december 2003. De periodiserade finansieringskostnaderna hänförliga till lån och en löpande kreditfacilitet amorterades under låneperioden. Eftersom lånet återbetalades under andra kvartalet 2003 kostnadsfördes låneavgiften. En uppskjuten skattefordran om 48,0 MSEK (0,0 MSEK) har redovisats per den 31 december 2003 avseende förlustavdrag förvärvade genom köpet av OER Energy AS. Övriga finansiella anläggningstillgångar uppgick till 8,1 MSEK (11,9 MSEK) hänförliga till ett lån till ett dotterbolag och medel hos joint venture-partners för förut-sedda framtida kostnader.

Kortfristiga fordringar och lager

Kortfristiga fordringar och lager uppgick, per den 31 december 2003, till 395,6 MSEK (345,5 MSEK). Lager, inkluderat kolväten och förbrukningstillgångar för fältarbeten, uppgick till 71,7 MSEK (45,6 MSEK) per den 31 december 2003. Kundfordringar uppgick till 131,2 MSEK (118,1 MSEK) per den 31 december 2003. Fordringar på joint venture partners uppgick till 73,0 MSEK (69,0 MSEK). Övriga kortfristiga fordringar inkluderar skattefordringar om 80,4 MSEK (50,0 MSEK).

Kassa och bank

Kassa och bank uppgick per den 31 december 2003 till 301,6 MSEK (247,8 MSEK). Nivån på kassa och banktillgodohavanden har varit relativt konstant under 2003.

Minoritetsintressen

Minoritetsintressen uppgick per den 31 december 2003 till 20,0 MSEK (2,5 MSEK). Minoritetsintresset per den 31 december 2003 representerar den del av de konsoliderade dotterbolag som Lundin Petroleum inte äger. Lundin Petroleum äger 75,8 procent av OER Oil AS och 99,8 procent av Lundin International S.A.

Avsättningar

Per den 31 december 2003 uppgick avsättningar till 377,6 MSEK (326,1 MSEK). I detta belopp ingår en avsättning för återställningskostnader för oljefält uppgående till 110,6 MSEK (58,4 MSEK) och en avsättning för uppskjuten skatt om 242,0 MSEK (261,7 MSEK). Avsättningar för återställande av oljefält har ökat från den 31 december 2002 till följd av förvärvet av de norska tillgångarna. Lundin Petroleum ingick ett 4-årigt avtal om en ränteswap för att minska den finansiella risken vid stigande räntor. Till följd av att lånet återbetalades och krediten sades upp kräver redovisningsreglerna att den potentiella effekten av en marknadsvärdering av ränteswapen kostnadsförs. En reserv om 18,5 MSEK har därför redovisats per den 31 december 2003 avseende denna potentiella kostnad.

LÅNGFRISTIGA SKULDER

Långfristiga räntebärande skulder uppgick per den 31 december 2003 till 0,1 MSEK (1 067,2 MSEK). Lundin Petroleum ingick 2002 ett sjuårigt avtal avseende en löpande kredit, vilken ger ett låneutrymme på upp till 130 MUSD (1 137 MSEK). Vid förvärvet av Lundin International S.A. utnyttjades 122,7 MUSD (1 072,6 MSEK) av denna kredit. Ett belopp om 2,1 MUSD (18,3 MSEK) återbetalades den 31 december 2002 och krediten återbetalades i sin helhet under juni 2003. Leasingavtalet för fastigheten i Paris sades upp och fastigheten köptes per den 30 juni 2003.

KORTFRISTIGA SKULDER

Kortfristiga skulder uppgick per den 31 december 2003 till 449,6 MSEK (415,5 MSEK). Inkluderat i kortfristiga skulder är övriga kortfristiga skulder till ett belopp om 262,2 MSEK (163,8 MSEK) vari ingår ett belopp uppgående till 146,5 MSEK (109,4 MSEK) avseende skulder i samband med förvärv inklusive en avsättning för utestående åtaganden vid förvärvet av Lundin International SA avseende den del av den ursprungliga köpeskillingen som är beroende av resultaten från vissa tunisiska tillgångar offshore om 52,1 MSEK (109,4 MSEK) och den utestående skillnaden för förvärvet av OER energy AS (tidigare Aker Energy AS) om 86,7 MSEK (0,0 MSEK).

LIKVIDITET

Per den 31 december 2003 uppgick koncernens tillgängliga kassabehållning till 301,6 MSEK (247,8 MSEK). Utöver detta

>>FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

fanns ett belopp uppgående till 56,6 MSEK (54,2 MSEK) som ligger som säkerhet för framtida arbetsåtaganden och återställningskostnader.

Koncernen är förbunden via kontrakt under diverse koncessionsavtal för att slutföra diverse prospekteringsprogram. Ledningen uppskattar det totala värdet av dessa avtal uppgående till cirka 452,5 MSEK varav tredje part, joint venture partners, enligt avtal förbundet sig att betala cirka 323,4 MSEK vilket gör att koncernens andel uppgår till 129,1 MSEK. Av detta belopp uppskattas 24,4 MSEK utföras under 2004.

FINANSIELLA INSTRUMENT

Koncernen har från och med 1 januari 2003 räntesäkrat en del av koncernens dollarlån genom att binda den LIBOR-baserade rörliga räntan för en del av bolagets USD-lån för en period om fyra år. Räntesäkring sker till den fasta LIBOR räntan om 3,49 procent. Lånet i USD har återbetalts under andra kvartalet 2003, räntehedgen kvarstår dock.

Som en del i avtalet med banken har koncernen även prissäkrat en del av oljeproduktionen från Frankrike.

Från 1 januari 2003 till 31 december 2003 har koncernen terminssäkrat 2 250 fat olja (ca 15 procent av koncernens förväntade produktion) till ett Brent-oljepris om 24,23 USD per fat.

Koncernen har även ingått ett oljeterminskontrakt för 2 000 bopd av produktionen under perioden 1 januari 2004 till 31 december 2004 innebärande att koncernen erhåller 18,00 USD per fat om Dated Brent faller under 18,00 USD per fat och vidare erhåller 25,15 USD om Dated Brent överstiger 25,15 USD per fat. Om oljepriset ligger mellan dessa nivåer erhålls marknadspris.

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

Årsredovisningen har sedan 2003 börjat anpassas till International Financial Reporting Standards (IFRS) genom att samtliga rekommendationer från Redovisningsrådet som trätt i kraft har införts. Förberedelser har påbörjats för att fullt ut införa resterande rekommendationer för IFRS 2005. Effekterna av införandet av IFRS bedöms främst avse redovisningen av finansiella instrument.

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

Förlusten för moderbolaget uppgick till 150,1 MSEK (80,9 MSEK) för räkenskapsåret. Förlusten innefattar administrativa kostnader uppgående till -71,3 MSEK (-55,6 MSEK) samt ett finansnetto om -80,4 MSEK (-29,4 MSEK). Finansiella intäkter inkluderade en vinst om 12,9 MSEK som uppkom genom överföringen till marknadsvärde av aktier från Lundin Holdings BV till Lundin Petroleum BV samt ränteintäkter om 27,3 MSEK (10,3 MSEK) hänförliga till lån till dotterbolag. Finansiella kostnader inkluderar ett belopp om 120,3 MSEK (50,3 MSEK) avseende valutakursvinster och förluster, netto. Förlusterna 2003 har i princip uppstått genom omvärdering av lån till dotterbolag för finansiering av dess verksamheter vilken har realiserats under andra kvartalet 2003. Förlusten 2002 har i princip uppstått genom omvärdering av moderbolagets innehav i US dollar. 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 870 305 TSEK. Ingen avsättning till bundna reserver erfordras.

Styrelsen och verkställande direktören föreslår att den ansamlade förlusten i moderbolaget, tillika årets förlust om 150 147 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. Ordinarie bolagsstämma hålls i Stockholm den 19 maj 2004.

Stockholm den 14 april 2004

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

RESULTATRÄKNING<<

KONCERNENS OCH MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Not	Koncernen 2003	Koncernen 2002	Moder- bolaget 2003	Moder- bolaget 2002
Rörelsens intäkter					
Försäljning av olja och gas		1 082 136	284 905	-	-
Övriga rörelseintäkter		38 369	10 939	1 119	3 710
	1	1 120 505	295 844	1 119	3 710
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-419 911	-149 038	-	-
Avskrivning av olje- och gastillgångar	9	-192 002	-53 591	-	-
Nedskrivning av prospekteringskostnader	3,9	-2 395	-	-	-
		-614,308	-202,629	-	-
Bruttoresultat	1	506 197	93 215	1 119	3 710
Vinst från försäljning av Block 5A Sudan		720 098	-	-	-
Övriga rörelseintäkter		7 161	10 247	396	405
Administrationskostnader	4,10	-148 684	-75 970	-71 302	-55 627
Omstruktureringskostnader	23	-16 263	-20 275	-	-
		-157 786	-85 998	-70 906	-55 222
Rörelseresultat		1 068 509	7 217	-69 787	-51 512
Resultat från finansiella investeringar					
Ränteintäkter och övriga finansiella intäkter	5	34 822	19 974	40 221	20 970
Räntekostnader och övriga finansiella kostnader	6	-85 348	-18 158	-120 581	-50 362
		-50 526	1 816	-80 360	-29 392
Resultat före skatt		1 017 983	9 033	-150 147	-80 904
Bolagsskatt	7	-65 468	-24 259	-	-
Petroleumskatt	7	-14 413	-2 103	-	-
		-79 881	-26 362	-	-
Minoritetsägares andel	8	-7 873	765	-	-
Årets resultat		930 229	-16 564	-150 147	-80 904
Resultat per aktie – SEK		3,73	-0,07	-0,60	-0,35
Resultat per aktie efter full utspädning – SEK		3,71	-0,07	-0,60	-0,35

>>BALANSRÄKNING

KONCERNENS OCH MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING PER DEN 31 DECEMBER

TSEK	Not	Koncernen 2003	Koncernen 2002	Moder- bolaget 2003	Moder- bolaget 2002
TILLGÅNGAR					
Materiella anläggningstillgångar					
Olje- och gastillgångar	9	1 817 606	1 988 933	-	-
Övriga materiella anläggningstillgångar	10	55 356	56 656	95	49
		1 872 962	2 045 589	95	49
Finansiella anläggningstillgångar					
Aktier i dotterbolag	11	-	-	184 491	171 008
Aktier och andelar	12	21 328	21 535	-	-
Långfristiga fordringar	13	-	-	570 372	796 301
Spärrade medel	14	56 585	54 176	-	-
Uppskjutna finansieringskostnader		-	15 926	-	-
Uppskjutna skattefordringar	15	47 983	-	-	-
Övriga finansiella anläggningstillgångar	16	8 122	11 949	-	-
		134 018	103 586	754 863	967 309
Omsättningstillgångar					
Lager	17	71 666	45 562	-	-
Kundfordringar		131 188	118 067	75	134
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter		2 828	9 777	472	773
Övriga kortfristiga fordringar	18	189 972	172 074	11 808	955
Kassa och bank		301 589	247 776	112 609	2 081
		697 243	593 256	124 964	3 943
Summa tillgångar		2 704 223	2 742 431	879 922	971 301
EGET KAPITAL OCH SKULDER					
Eget kapital					
<i>Bundet eget kapital</i>					
Aktiekapital		2 515	2 487	2 515	2 487
Bundna reserver/Överkursfond		984 112	930 524	958 297	1 028 792
<i>Fritt eget kapital/Ansamlad förlust</i>					
Balanserad förlust/Fria reserver		-59 924	14 665	-	-
Årets resultat		930 229	-16 564	-150 147	-80 904
		1 856 932	931 112	810 665	950 375
Minoritetsägares andel	8	20 036	2 525	-	-
Avsättningar					
Återställningskostnader	19	110 643	58 411	-	-
Uppskjutna skatt	7	241 967	261 668	-	-
Övriga avsättningar	20	24 895	6 051	-	-
		377 505	326 130	-	-
Långfristiga skulder					
Banklån	21	-	1 054 350	-	-
Finansiell leasing	22	-	12 680	-	-
Övriga långfristiga skulder		118	147	-	-
		118	1 067 177	-	-
Kortfristiga skulder					
Finansiell leasing	22	-	9 186	-	-
Leverantörsskulder		71 640	85 851	3 310	2 166
Skulder till koncernföretag		-	-	62 607	17 077
Skatteskulder	7	29 329	92 530	-	-
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	23	86 439	64 143	3 028	1 556
Övriga kortfristiga skulder	24	262 224	163 777	312	127
		449 632	415 487	69 257	20 926
Summa eget kapital och skulder		2 704 223	2 742 431	879 922	971 301
Ställda säkerheter	25	-	247 779	-	247 779
Ansvarsförbindelser	26	11 669	12 618	11 619	12 618

KASSAFLÖDESANALYS<<

KONCERNENS OCH MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS FÖR RÅKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES 31 DECEMBER

TSEK	Not	Koncernen 2003	Koncernen 2002	Moder- bolaget 2003	Moder- bolaget 2002
Kassaflöde från årets verksamhet					
Årets resultat		930 229	-16 564	-150 147	-80 904
<i>Justeringar för</i>					
Övriga avsättningar		19 705	3 445	-	-
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	3	2 395	-	-	-
Avskrivning enligt plan	9, 10	197 126	57 462	39	24
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	6	15 915	582	-	-
Övriga ej kassaflödepåverkande poster	27	19 143	-3 562	-	-
Orealiserade valutakursvinster		-33 977	48 427	19 485	48 427
Vinst vid försäljning av tillgångar/investeringar		-720 098	-	-12 899	-
Minoritetsintresse	8	7 873	-765	-	-
<i>Förändringar i rörelsekapital</i>					
Ökning/minskning av kortfristiga fordringar		-50 299	133 717	-10 492	677
Minskning/ökning av kortfristiga skulder		-141 354	30 378	20 997	14 525
Summa kassaflöde från/ använt i årets verksamhet		246 658	253 120	-133 017	-17 251
Kassaflöde från/ använt för investeringar					
Investeringar i aktier i dotterbolag	11, 28	-10 864	-1 213 010	-585	-170 908
Försäljning av övriga aktier		-	181 205	-	181 205
Försäljning av tillgångar/investeringar		1 150 802	-	-	-
Försäljning av reversfordran		-	13 640	-	13 640
Förändringar i övriga finansiella anläggningstillgångar		158	-36 016	253 264	-310 726
Investeringar i olje- och gastillgångar	9	-285 808	-160 836	-	-
Investeringar i kontorsinventarier och övriga anläggningstillgångar	10	-13 267	-10 128	-85	-18
Summa kassaflöde från/ använt för investeringar		841 021	-1 225 145	252 594	-286 807
Kassaflöde från/ använt för finansiering					
Minskning/ökning av långfristiga skulder		-21 852	857 092	-	-
Betalda aktiverade finansieringskostnader		-	-17 774	-	-
Återbetalning av långfristiga lån	21	-1 000 957	-20 287	-	-
Nyemission		10 437	160 240	10 437	160,240
Övriga finansieringsaktiviteter		-	-4 102	-	-
Kassaflöde från/ använt för finansiering		-1 012 372	975 169	10 437	160,240
Förändring av kassa och bank		75 307	3 144	130 014	-143 818
Kassa och bank vid årets början		247 776	301 519	2 081	193 683
Valutakursförändring i kassa och bank		-21 494	-56 887	-19 486	-47 784
Kassa och bank vid årets slut		301 589	247 776	112 609	2,081

Kassa och bank avser kontanta medel och kortfristiga depositioner med en förfallotid inom tre månader.

>>EGET KAPITAL

Eget kapital omfattar:

Koncernen 2003	Aktie- kapital	Bundna reserver	Balanserad förlust	Årets resultat	Totalt
Belopp vid årets ingång	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 vid årets utgång	2 515	984 112	-59 924	930 229	1 856 932

Moderbolaget 2003	Aktie- kapital	Överkurs- fond	Balanserade vinstmedel	Årets resultat	Totalt
Belopp vid årets ingång	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 vid årets utgång	2 515	958 297	-	-150 147	810 665

Lundin Petroleums aktiekapital per den 31 december 2003 uppgick till 2 515 254,66 SEK (2002: 2 484 491,66) fördelat på 251 525 466 aktier (2002: 248 499 166) 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.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Årsredovisningen för Lundin Petroleum AB har upprättats enligt Årsredovisningslagen och Redovisningsrådets rekommendationer och uttalanden. Nya redovisningsregler från och med 2003 har tagits i beaktande men har inte haft någon väsentlig effekt på resultat- eller balansräkningar.

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 förvärvet. 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.

Minoritetsintresse i ett dotterbolag avser den del som inte ägs av bolaget. 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.

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

Petroleum skatt 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.

Övriga anläggningstillgångar upptas till anskaffningskostnad med avdrag för ackumulerade planerliga 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.

Valutakurser

Vid upprättande av årsredovisningen har följande valutakurser använts.

	Genomsnittskurs	Balansdagens kurs
Euro / SEK	9,1226	9,0800
USD / SEK	8,0826	7,2236

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 utvinnsbara 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 medlicensnehavare 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.

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.

Optioner

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

NOT 1 – INFORMATION PER GEOGRAFISK MARKNAD (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Rörelsens intäkter				
Försäljning av:				
Olja				
- Frankrike	317 704	104 970	-	-
- Tunisien	168 567	35 962	-	-
- Indonesien	163 132	70 770	-	-
- Norge	161 600	-	-	-
Kondensat				
- Nederländerna	8 348	873	-	-
- Norge	3 238	-	-	-
Gas				
- Nederländerna	173 435	58 679	-	-
- Indonesien	909	335	-	-
- Norge	3 449	-	-	-
Operatörsavgifter				
- Venezuela	102 205	21 667	-	-
Terminssäkring av oljepriset	-30 488	-	-	-
Förändring i underuttag	10 037	-8 351	-	-
	1 082 136	284 905	-	-
Övriga intäkter				
- Frankrike	8 986	7 202	-	-
- Tunisien	19 631	1 716	-	-
- Nederländerna	8 900	-	-	-
- Sudan	852	2 021	-	-
- Övriga	-	-	1 119	3 710
	38 369	10 939	1 119	3 710
Totala intäkter	1 120 505	295 844	1 119	3 710
Bruttoresultat				
- Frankrike	120 173	45 570	-	-
- Nederländerna	87 351	32 872	-	-
- Tunisien	83 975	-7 287	-	-
- Indonesien	57 580	16 150	-	-
- Sudan	852	2 021	-	-
- Norge	97 694	-	-	-
- Venezuela	60 964	2 190	-	-
- Övriga	- 2 392	-301	1 119	3 710
	506 197	93 215	1 119	3 710
Genomsnittliga försäljningspriser och avskrivningskostnader per enhet				
	År avslutat 31 december 2003 SEK	År avslutat 31 december 2002 USD	År avslutat 31 december 2003 SEK	År avslutat 31 december 2002 SEK
Genomsnittligt försäljningspris per fat eller boe				
- Frankrike	223,97	27,71	235,86	25,93
- Nederländerna	201,01	24,87	181,29	19,93
- Tunisien	227,28	28,12	241,41	26,54
- Indonesien	222,84	27,57	247,69	27,23
- Norge	231,89	28,69	-	-
Genomsnitt	221,06	27,35	225,22	24,76
Genomsnittliga avskrivningar per fat eller boe				
- Frankrike	38,68	4,79	44,51	4,89
- Nederländerna	66,74	8,26	65,42	7,19
- Tunisien	24,53	3,03	24,41	2,68
- Indonesien	12,04	1,49	11,17	1,23
- Norge	31,47	3,89	-	-
- Venezuela	21,71	2,69	24,26	2,67
Genomsnitt	33,16	4,10	37,17	4,09

NOT 2 – PRODUKTIONSKOSTNADER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
I produktionskostnader ingår:				
Utvinningskostnader	320 141	116 079	-	-
Tariffkostnader	83 057	5 084	-	-
Direkta produktionsskatter	25 955	8 162	-	-
Förändring i balans för överuttag	28 709	15 379	-	-
Lagerförändring – olja	-38 963	722	-	-
Lagerförändring – borrarutrustning och förbrukningsmaterial	1 012	3 612	-	-
	419 911	149 038	-	-

NOT 3 – NEDSKRIVNING AV OLJE- OCH GASTILLGÅNGAR (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Följande olje- och gastillgångar skrevs ned:				
Övriga – värdering av projekt	2 395	-	-	-
	2 395	-	-	-

NOT 4 – ADMINISTRATIONSKOSTNADER INKLUSIVE AVSKRIVNINGAR (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Ersättningar till koncernens revisorer omfattar:				
Revisionsarvoden				
- PricewaterhouseCoopers	3 978	821	1 813	366
- Deloitte & Touche	1 989	1 410	-	-
- Övriga	190	-	-	-
	6 157	2 231	1 813	366
Övriga				
- PricewaterhouseCoopers	1 075	279	381	250
- KPMG	228	-	-	-
- Övriga	218	-	-	-
	1 521	279	381	250
Totalt	7 678	2 510	2 194	616

NOT 5 – RÄNTEINTÄKTER OCH LIKANDE RESULTATPOSTER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
I ränteintäkter och liknande resultatposter ingår:				
Ränteintäkter	11 374	10 711	27 322	10 285
Erhållen utdelning	11 040	9 079	-	-
Valutakurseffekter, netto	11 361	-	-	-
Vinst vid avyttring av dotterbolag	-	-	12 899	10 685
Övriga finansiella intäkter	1 047	184	-	-
	34 822	19 974	40 221	20 970

NOT 5 forts.

I moderbolagets ränteintäcker inkluderas ett belopp om 26 716 TSEK (2002 – 6 185 TSEK) erhållet från koncernbolag.

Vinst vid avyttring av dotterbolag om 12 899 TSEK (2002 – 10 685 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).

NOT 6 – RÄNTEKOSTNADER OCH LIKANDE RESULTATPOSTER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
I räntekostnader och liknande resultatposter ingår:				
Räntekostnader	44 208	14 013	252	16
Potentiell kostnad för ränteswap	18 574	-	-	-
Nuvärdejustering av återställningskostnader	5 255	1 746	-	-
Valutakursförluster, netto	-	210	120 329	50 346
Periodiserade finansieringskostnader	15 915	582	-	-
Övriga	1 396	1 607	-	-
	85 348	18 158	120 581	50 362

NOT 7 – SKATTER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Skattekostnaden består av:				
Bolagsskatt				
- faktisk				
- Frankrike	-848	15 833	-	-
- Nederländerna	13 631	2 073	-	-
- Indonesien	11 907	7 031	-	-
- Norge	-	-	-	-
- Venezuela	19 860	3 647	-	-
- Schweiz	1 108	984	-	-
	45 658	29 568	-	-
- uppskjuten				
- Frankrike	-9 834	-1 652	-	-
- Nederländerna	-2 394	-4 703	-	-
- Indonesien	2 126	946	-	-
- Norge	29 501	-	-	-
- Venezuela	411	100	-	-
	19 810	-5 309	-	-
	65 468	24 259	-	-
Petroleumskatt				
- faktisk				
- Nederländerna	20 335	2 103	-	-
- uppskjuten	-5 922	-	-	-
	14 413	2 103	-	-
Totala skattekostnader	79 881	26 362	-	-

Skatt på koncernens vinst innan skatt, skiljer sig från det teoretiska belopp som skulle uppkomma, om tillämpning av svensk skattesats som följer:

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Vinst före skatt:				
Resultat	1 017 983	9 033	-150 147	-80 904
Skatt enligt gällande skattesats (28%)	-285 035	-2 529	42 041	22 653
Effekt av utländska skattesatser	-100 854	-10 017	-	-
Skatteeffekter av ej avdragsgilla kostnader	-6 497	-1 547	-	-879
Skatteeffekt på aktiverade kostnader	46 586	13 164	-	-
Skatteeffekt på avdrag för petroleum tax	6 992	736	-	-
Skatteeffekt av ej skattepliktiga intäkter	289 287	-	3 612	2 992
Utnyttjande av skattemässiga underskott från tidigare år	29 706	700	-	-
Skatteeffekt avseende årets skattemässiga underskott	-45 653	-24 766	-45 653	-24 766
Skatt	-65 468	-24 259	-	-

Frankrike:	31 december 2003	31 december 2002
Skatteskulden består av:		
Bolagsskatt	37	25 544
Summa skatteskuld	37	25 544
Den uppskjutna skatteskulden består av:		
Uppskjuten fransk bolagsskatt - Överavskrivningar av olje- och gastillgångar	86 196	84 680
Summa uppskjuten skatt	86 196	84 680

De helägda franska dotterbolagen har konsoliderats skattemässigt i Frankrike från den 1 januari 2003. Skatteskulden i ett franskt bolag kan reduceras helt eller delvis genom kvittning av förluster i ett annat franskt bolag. Förluster som uppkommit i ett bolag före den skattemässiga konsolideringen kan endast behållas och nyttjas i detta bolag på obegränsad tid.

Nederländerna:	31 december 2003	31 december 2002
Skatteskulden består av:		
Bolagsskatt	-31 881	9 655
Petroleums katt	47 994	44 751
Summa skatteskuld	16 113	54 406
Den uppskjutna skatteskulden består av:		
Uppskjuten nederländsk bolagsskatt - Överavskrivningar av olje- och gastillgångar	141 352	132 951
	141 352	132 951
Petroleums katt på överavskrivningar av anläggningstillgångar	15 104	45 292
Summa uppskjuten skatt	156 456	178 243

>>NOTER

	31 december 2003	31 december 2002
Venezuela:		
Skatteskulden består av:		
Bolagsskatt	11 071	8 353
Summa skatteskuld	11 071	8 353
Den uppskjutna skatteskulden består av:		
Uppskjuten bolagsskatt Venezuela		
-Underavskrivningar av olje- och gastillgångar	-3 849	-1 493
Summa uppskjuten skatt	-3 849	- 1 493

	31 december 2003	31 december 2002
Indonesien:		
Skatteskulden består av:		
Bolagsskatt	2 108	4 227
Summa skatteskuld	2 108	4 227
Den uppskjutna skatteskulden består av:		
Uppskjuten indonesisk bolagsskatt		
- Överavskrivningar av olje- och gastillgångar	3 164	238
Summa uppskjuten skatt	3 164	238

Sverige

Koncernen har förlustavdrag, inklusive avdrag för förluster som uppstått under innevarande räkenskapsår om 290,1 MSEK vilka till del ännu ej är fastställda. En uppskjuten skattefordran hänförlig till förlustavdragen har ej beaktats då moderbolaget under överskådlig framtid inte beräknas ha några skattemässiga intäkter.

NOT 8 – MINORITETSÄGARES ANDEL

Minoritetsintresset hänförs till de 0,17 procent av Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) samt 24,2% av OER Oil AS som inte ägdes av Lundin Petroleum per den 31 december 2003.

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Minoritetsandel:				
Ingående balans	2 525	-	-	-
Förvärv (Not 28)	9 786	3 276	-	-
Minoritetens andel av årets resultat	7 873	-765	-	-
Omräkningsdifferens	-148	14	-	-
Utgående balans	20 036	2 525	-	-

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 31 december 2003	Koncernen 31 december 2002	Moderbolaget 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2002
Kostnadsställen med produktion	1 696 784	1 570 409	-	-
Kostnadsställen utan produktion	120 822	418 524	-	-
	1 817 606	1 988 933	-	-

2003

Kostnadsställen med produktion	Koncernen						Totalt
	Frankrike	Nederländerna	Tunisien	Indonesien	Norge	Venezuela	
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 koncernbolag	-	-	-	-	155 735	-	155 735
Ytterligare nedlagda kostnader produktion/utbyggnad	87 358	32 802	4 682	39 325	25 989	16 270	206 426
Omklassiferingar	-	-	-	-	-	-	-
Omräkningsdifferens	-18 434	-5 532	-772	-10 139	-21 686	-10 866	-67 429
31 december 2003	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 2003	-80 475	-77 873	-27 242	-11 120	-23 176	-22 381	-242 267
Netto bokfört värde 31 december	770 265	477 634	53 290	40 894	136 862	217 839	1 696 784

2002

Kostnadsställen med produktion	Koncernen						Totalt
	Frankrike	Nederländerna	Tunisien	Indonesien	Norge	Venezuela	
Aktiverade kostnader							
1 januari	-	-	-	-	-	-	-
Förvärvade vid konsolidering	-	-	-	-	-	-	-
Genom förvärv av koncernföretag	871 829	513 139	73 655	14 112	-	116 152	1 588 887
Ytterligare nedlagda kostnader produktion/utbyggnad	5 740	25 378	3 974	5 824	-	-	40 916
Omklassiferingar	-	-	-	-	-	2 395	2 395
Omräkningsdifferens	6 969	4 603	-9 874	2 892	-	-7 573	-2 983
31 december 2002	884 538	543 120	67 755	22 828	-	106 184	1 624 425
Avskrivningar							
1 januari	-	-	-	-	-	-	-
Årets avskrivningar	-20 112	-19 983	-6 474	-2 692	-	-4 330	-53 591
Omräkningsdifferens	-160	-159	-51	-21	-	-34	-425
31 december 2002	-20 272	-20 142	-6 525	-2 713	-	-4 364	-54 016
Netto bokfört värde 31 december	864 266	522 978	61 230	20 115	-	101 820	1 570 409

2003	1 januari	Förvärvade vid konsolidering	Ytterligare nedlagda kostnader	Nedskrivningar	Försäljningar	Valutakursdifferenser	31 december
Kostnadsställen utan produktion							
Koncernen							
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

2002	1 januari	Förvärvade vid konsolidering	Ytterligare nedlagda kostnader	Nedskrivningar	Försäljningar	Valutakursdifferenser	31 december
Kostnadsställen utan produktion							
Koncernen							
Albanien	-	-	1 119	-	-	-317	802
Iran	9 892	-	40 659	-	-	-5 786	44 765
Sudan	366 289	-	80 352	-	-	-73 851	372 790
Övriga	-	-	185	-	-	-18	167
	376 181	-	122 315	-	-	-79 972	418 524

"Genom förvärv av koncernbolag" inkluderar värdet av olje- och gastillgångar som förvärvades genom köpet av aktierna i OER oil AS under 2003. "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 MSEK 452,5 varav externa parter som farmat in i områdena, kontraktuellt förbundit sig att bidra med cirka MSEK 323,4.

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-, utvärderings- och utbyggnadsplaner såväl som dess produktion av olja och gas.

- **Prospektering och produktion.** Olje- och gasprospektering, 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 utvinna.
- **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 sin partners i Colónblocket, Venezuela. Efter att ha blivit informerade av den föreslagna försäljningen av delar av CMS Oil and Gas (Venezuela) LDC, utnyttjade Lundin

Petroleum sin rätt (enligt Colón joint operating agreement) att förvärva dessa delar. Lundin Petroleumns rättighet ignorerades och delarna såldes till en tredje part. Lundin Petroleum söker beslut från skiljenämnden att bolaget har förstahandsrätt till dessa andelar. Skulle Lundin Petroleum vinna denna tvist innebär det att man erhåller rätten att köpa ytterligare 43,75% i Colónblocket för 45,0 MUSD gällande från den 1 juli 2002. CMC Oil and Gas (Venezuela) LDC motkrav är att Lundin Petroleumns licensandel om 12,5% i Colónblocket borde erbjudas de övriga partners i Colónblocket på samma villkor som Lundin Petroleum har åberopat i samband med förvärvet av aktierna i Lundin Petroleum SA (tidigare Coparex International SA). Skiljenämndens beslut förväntas under 2004.

NOT 10 – ÖVRIGA MATERIELLA ANLÄGGNINGSTILLGÅNGAR (TSEK)

Övriga materiella anläggningstillgångar omfattar:	2003			2002		
	Fastigheter	Kontors- inventarier och övriga tillgångar	Totalt	Fastigheter	Kontors- inventarier och övriga tillgångar	Totalt
Koncernen						
<i>Aktiverade kostnader</i>						
1 januari	45 843	18 470	64 313	-	11 293	11 293
Förvärv vid konsolidering	-6 659	-	-6 659	-	-	-
Genom förvärv av dotterbolag	-	-	-	45 500	-	45 500
Ytterligare anskaffningar	2 855	10 412	13 267	-	10 128	10 128
Nedskrivning	-	-830	-830	-	-60	-60
Valutakursdifferenser	425	-4 047	-4 472	343	-2 891	-2 548
31 december	41 614	24 005	65 619	45 843	18 470	64 313
<i>Avskrivning enligt plan</i>						
1 januari	-761	-6 896	-7 657	-	-5 039	-5 039
Koncernmässiga avskrivningar	-	-	-	-	-	-
Årets avskrivningar	-	-4 294	-4 294	-755	-3 117	-3 872
Utrangeringar	-	-	-	-	50	50
Valutakursdifferenser	7	1 681	1 688	-6	1 210	1 204
31 december	-754	-9 509	-10 263	-761	-6 896	-7 657
Bokfört värde per den 31 december	40 860	14 496	55 356	45 082	11 574	56 656
Moderbolaget						
<i>Aktiverade kostnader</i>						
1 januari	-	73	73	-	55	55
Ytterligare anskaffningar	-	85	85	-	18	18
31 december	-	158	158	-	73	73
<i>Avskrivning enligt plan</i>						
1 januari	-	-24	-24	-	-	-
Årets avskrivningar	-	-39	-39	-	-24	-24
31 december	-	-63	-63	-	-24	-24
Bokfört värde per den 31 December	-	95	95	-	49	49

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.

”Genom förvärv av koncernbolag” inkluderar värdet av kontorsinventarier samt övriga tillgångar förvärvat genom köpet av aktierna i Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) under 2002. Förändring i förvärvsanalys under 2003 har inkluderats i förvärvade vid konsolidering.

NOT 11 – AKTIER I DOTTERBOLAG (TSEK)

	Organisations- nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Nominellt värde per aktie	Moderbolaget Bokfört värde 31 december 2003	Moderbolaget Bokfört värde 31 december 2002
Koncernen							
Direkt ägda							
Lundin Energy AB	556619-2299	Stockholm, Sverige	10 000 000	100	SEK 0,01	100	100
Lundin Investments Limited	EC-14476	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00	585	-
Lundin Petroleum B.V.	BV 1216140	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00	183 806	168
Lundin Holdings B.V.	BV 1207750	Haag, Nederländerna	181	100	EUR 100,00	-	170 740
						184 491	171 008
Indirekt ägda							
Lundin Sudan BV	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 BV	BV 1225618	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00	-	-
- Lundin Sudan (Block 5B) Limited	EC-30543	Hamilton, Bermuda	12 000	100	USD 1,00	-	-
OER oil AS	934 651 758	Oslo, Norge	4 043 126	75,80	NOK 1,00	-	-
- OER energy AS	980 485 625	Oslo, Norge	1 646 002	100	NOK 100,00	-	-
Lundin Norge AS	986 209 409	Oslo, Norge	10 000	100	NOK 100,00	-	-
Lundin Oil Services SA	1731/1999	Geneva, 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 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 Champagne SA	Nanterre B72204300	Montmirail, Frankrike	250 000	100	EUR 15,24	-	-
- Lundin Ile-de-Frankrike SA	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 87.466	Haag, Nederländerna	150	100	EUR 450,00	-	-
- Lundin Netherlands B.V.	BV 86.811	Haag, Nederländerna	30 000	100	EUR 450,00	-	-
- Lundin Indonesia B.V.	BV 471.132	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 Lematang B.V.	BV 547.158	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00	-	-
- Lundin Oil & Gas B.V.	BV 547.156	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00	-	-
- Lundin Blora B.V.	BV 561.660	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00	-	-
- Lundin Sareba B.V.	BV 608.284	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00	-	-
- Lundin South Sokang B.V.	BV 614.572	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	-	-
						184 491	171 008
						184 491	171 008
						Moderbolaget	Moderbolaget
Aktier i dotterbolag						2003	2002
Ingående balans						171 008	485 674
- aktieägartillskott						183 638	-
- förvärv						585	170 908
- återbetalning av aktieägartillskott						-	-485 517
- avyttring av dotterbolag						-170 740	-57
Utgående balans						184 491	171 008

NOT 12 – AKTIER OCH ANDELAR (TSEK)

Aktier och andelar omfattar:	Antal aktier	Andel %	Bokfört värde 31 december 2003	Bokfört värde 31 december 2002
Koncernen				
Intresseföretag				
- Compagnie Franco-Tunisienne Des Petroles	10 000	50,00	-	-
- Ikdam Productions SA	1 600	40,00	-	-
Övriga aktier och andelar				
- Noordelijke Aardgas Transportmij B.V.	11 098 015	1,81	18 505	18 685
- Cofraland B.V.	31	7,75	2 746	2 772
- Aargas Verkoopmij Leeuwarden	-	7,23	15	15
- L4 Witte Water B.V.	1 519	4,34	6	6
- Witte Water B.V.	3 840	3,84	16	16
- F15A Group B.V.	254	2,54	5	5
- F15D Groep B.V.	254	2,54	4	4
- K4a/K5b (Groep) B.V.	101 500	2,03	4	4
- Maison de la géologie	2	1,25	27	28
			21 328	21 535

NOT 13 – LÅNGFRISTIGA FORDRINGAR (TSEK)

Långfristiga fordringar omfattar:	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Långfristig fordran på dotterbolag	-	-	570 372	796 301
	-	-	570 372	796 301

Långfristig fordran på 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 2001 fanns en bankgaranti utställd till Sudans energi- och gruvminister gällande Block 5B. Det totala prospekteringsåtagandet beräknas uppgå till 33 MUSD av vilka 33,3 procent är garanterade av sudanska parter. De spärrade bankmedlen återspeglar Lundin Petroleum's andel om 27,2 procent. Under 2002 har ytterligare en bankgaranti utgivits till Edison som operatör av Munirkoncessionen i Iran som är relaterad till arbetsåtaganden i denna koncession. Beloppet representerar 30 procent av den garanterade summan. Under 2002 farmade Lundin Petroleum ut 10 procent av sin andel av Munirkoncessionen. Bankgarantin reducerades då till 30 procent under mars 2003. Den summa som är avsatt för bankgarantin, och därmed låsta, minskas i proportion till utfört arbete.

Ytterligare 16,5 MNOK är satt som säkerhet för framtida återställningskostnader för fält offshore Norge.

NOT 15 – UPPSKJUTEN SKATTEFORDRAN

Med förvärvet av OER energy AS (tidigare Aker Energy AS) förvärvades en uppskjuten skattefordran för 136 921 TSEK eller 126 880 TNOK. Efter upplösning mot skattemässiga intäkter i Norge, återstår en uppskjuten skattefordran om 47 983 TSEK eller 44 464 TNOK per den 31 december 2003.

>>NOTER

NOT 16 – ÖVRIGA FINANSIELLA TILLGÅNGAR

Denna post avser ett lån till ett intressebolag om 3 069 TSEK (6 409 TSEK) och medel hos joint venture partners för framtida utgifter till ett belopp om 3 877 TSEK (3 493 TSEK).

NOT 17 – LAGER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Lager omfattar:				
Lager av olja och naturgas	52 727	12 839	-	-
Borrutrustning och förbrukningsmaterial	18 939	32 723	-	-
	71 666	45 562	-	-

NOT 18 – KORTFRISTIGA FORDRINGAR (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Kortfristiga fordringar omfattar:				
Underuttag	12 883	4 309	-	-
Fordan på joint ventures	72 964	69 031	-	-
Fordran på koncernbolag	-	-	10 625	337
Deposition	-	37 407	-	-
Skattefordran	69 118	42 258	-	-
VAT-fordran	11 284	7 785	1 139	-
Övriga	23 723	11 284	44	618
	189 972	172 074	11 808	955

NOT 19 – AVSÄTTNINGAR – ÅTERSTÄLLNINGSKOSTNADER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Avsättningarna omfattar:				
Återställningskostnader				
Ingående balans	58 411	-	-	-
Koncernmässiga förvärv	-5 680	-	-	-
Genom förvärv av koncernföretag	54 488	56 375	-	-
Nuvärdesjustering (Not 6)	5 255	1 746	-	-
Omräkningsdifferens	-1 831	290	-	-
	110 643	58 411	-	-

NOT 20 – AVSÄTTNINGAR (TSEK)

	Upplupna avgångsvederlag	Övrigt	Totalt
Avsättningar omfattar:			
Ingående balans 1 januari 2003	3 484	2 567	6 051
Ytterligare avsättningar	1 128	18 574	19 702
Valutakursdifferenser	-738	-120	-858
	3 874	21 021	24 895

Upplupna avgångsvederlag motsvarar Lundin Petroleums andel av avgångsvederlag i Salawati Joint Venture i Indonesien. Denna avsättning 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 denna räntesäkring. En avsättning har gjorts per den 31 december 2003 om 18,5 MSEK för att visa den potentiella kostnaden och är bokförd under "Övriga avsättningar".

NOT 21 – BANKLÅN (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Banklån omfattar:				
Kortfristiga:				
Banklån, återbetalning inom 1 år	-	-	-	-
Långfristiga:				
Banklån, återbetalning inom 1-2 år	-	146 531	-	-
Banklån, återbetalning inom 2-5 år	-	629 206	-	-
Banklån, återbetalning efter 5 år	-	278 613	-	-
	-	1 054 350	-	-

Banklån inkluderar ett belopp om 1 054 350 TSEK (120,6 MUSD) per den 31 december 2002 som löper under en kreditfacilitet om 130 MUSD. Detta är säkrat genom pantsatta aktier i vissa bolag inom koncernen. De utstående beloppen löper med en ränta om LIBOR plus 1,75 procent. Under 2003 har hela det utestående beloppet återbetalats.

NOT 22 – FINANSIELL LEASING (TSEK)

Leasade tillgångar inkluderade i kontorsinventarier och andra tillgångar (Not 10), där koncernen är leasetagare genom finansiell leasing, omfattar fastighet.

	Koncernen 31 december 2003	Koncernen 31 december 2002
Fastighet		
Anskaffningsvärde motsvarande kapitaliserad finansiell leasing	-	45 843
Akkumulerade avskrivningar	-	-761
	-	45 082

	Koncernen 31 december 2003	Koncernen 31 december 2002	Moderbolaget 31 december 2003	Moderbolaget 31 december 2002
Finansiell leasing – framtida minimileaseavgifter:				
Kortfristiga:				
Återbetalning inom 1 år	-	9 186	-	-
Långfristiga:				
Återbetalning inom 1-2 år	-	9 187	-	-
Återbetalning inom 2-5 år	-	3 493	-	-
	-	21 866	-	-

NOT 23 – UPPLUPNA KOSTNADER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Upplupna kostnader omfattar:				
Upplupen semesterlöneskuld	3 839	5 299	48	42
Upplupna kostnader joint venture	19 048	1 142	–	–
Upplupna rörelsekostnader	28 988	29 744	–	–
Upplupna administrationskostnader	1 970	3 330	–	–
Upplupna sociala avgifter	1 687	1 058	227	40
Upplupna löner	8 155	419	35	60
Räntehedge	10 233	–	–	–
Upplupna omstruktureringskostnader	–	20 275	–	–
Övriga	12 519	2 876	2 718	1 414
	86 349	64 413	3 028	1 556

2002

Omstruktureringskostnader om 20 275 TSEK består av en upplupna uppsägningskostnader för delar av personalen som ingick i den förvärvade koncernen Lundin International SA (tidigare Coparex International SA).

2003

Under 2003 uppgick uppsägningskostnaderna för stängningen av Pariskontoret till 16 263 TSEK.

NOT 24 – ÖVRIGA KORTFRISTIGA SKULDER (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Övriga kortfristiga skulder omfattar:				
Överuttag	23 237	22 164	–	–
Kortfristig skuld	15 550	–	–	–
Skuld avseende bolagsförvärv (not 26)	146 465	109 362	–	–
Joint venture skulder	61 491	17 587	–	–
VAT	4 449	4 639	–	–
Skuld avseende sociala avgifter	3 466	3 649	–	–
Övrigt	7 566	6 376	312	127
	262 224	163 777	312	127

NOT 25 – STÄLLDA PANTER

Koncernen har ingått i en löpande kredit om 130 MUSD. Per den 31 december 2002 var 120,6 MUSD utnyttjat. Som säkerhet för krediten ligger vissa aktier i koncernen, främst i de bolag som ingick i förvärvet av Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) samt framtida kassaflöden som genereras från de pantsatta tillgångarna. Till följd av återbetalning av lånet upplöstes de pantsatta tillgångarna under 2003.

Det pantsatta belopp om 247 779 TSEK per den 31 december 2002 representerar det bokförda värdet, netto, av de pantsatta tillgångarna.

NOT 26 – 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 52 128 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.

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 (1 385 TSEK) som löper på livstid. Vidare bestämdes att om Adolf H. Lundin skulle avlida skall månatliga utbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 138 TCHF (867 TSEK) betalas till hans fru, Eva Lundin. Även detta löper på livstid. Företaget har rätt att betala denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 2 000 TCHF (12 618 TSEK). Ingen avsättning har gjorts för dessa betalningar i årsredovisningen per den 31 december 2003.

NOT 27 – KASSAFLÖDEANALYS – ÖVRIGA ICKE-KASSAFLÖDESPÅVERKANDE POSTER (TSEK)

	Koncernen 2003	Koncernen 2002	Moderbolaget 2003	Moderbolaget 2002
Uppskjuten skatt	13 888	-5 308	-	-
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	5 255	1 746	-	-
	19 143	-3 562	-	-

NOT 28 – KASSAFLÖDEANALYS – INVESTERINGAR I AKTIER OCH ANDELAR (TSEK)

	Koncernen år avslutat 31 december 2003	Koncernen år avslutat 31 december 2002	Moderbolaget år avslutat 31 december 2003	Moderbolaget år avslutat 31 december 2002
Olje- och gastillgångar:				
Olje- och gastillgångar	155 735	1 588 887	-	-
Övriga anläggningstillgångar	-	45 500	-	-
Finansiella anläggningstillgångar	77 709	25 271	-	-
Övriga kortfristiga skulder	-	1 004 039	-	-
Avsättningar	-54 465	-323 569	-	-
Långfristiga skulder	-	-233 042	-	-
Kortfristiga skulder	-158 329	-232 650	-	-
Minoritetsintressen	-9 786	-3 276	-	-
Aktier i dotterbolag	-	-	585	170 908
Köpeskilling	10 864	1 871 160	585	170 908
Kassa i förvärvat bolag	-	-548 779	-	-
Ännu ej betald köpeskilling	-	-109 371	-	-
Effekt på kassaflöde	10 864	1 213 010	585	170 908

2003

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

2002

De värden som återfinns i tabellen representerar värden avseende tillgångar och skulder i Lundin International SA (tidigare Coparex International SA) och dess konsoliderade dotterbolag på dagen för Lundin Petroleums förvärv med anledning av konsolideringen av koncernen Lundin Petroleum ABs räkenskaper.

NOT 29 – TRANSAKTIONER MED NÄRSTÅENDE

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

Under året betalade koncernen 355 TSEK (2002 – 346 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 allokera belopp betalt till Namdo direkt till Lukas H. Lundin.

Koncernen har erhållit 1 249 TSEK (2001 – 4 924 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.

Under året betalade koncernen 0 TSEK (2001 – 1 148 TSEK) till Lundin S.A., ett privat bolag ägt av Adolf H. Lundin.

NOT 30 – GENOMSNITTLIGT ANTAL ANSTÄLLDA, LÖNER, ANDRA ERSÄTTNINGAR OCH SOCIALA KOSTNADER (TSEK)

Medelantal anställda	2003		2002	
	Summa anställda	varav män	Summa anställda	varav män
Moderbolaget				
Sverige	2	–	3	1
Summa moderbolaget	2	–	3	1
Dotterbolag i Sverige	–	–	–	–
Dotterbolag i utlandet				
Frankrike	57	42	71	52
Schweiz	31	21	22	17
Nederländerna	7	5	3	2
Norge	13	11	–	–
Sudan	–	–	52	48
Indonesien	24	18	22	16
Tunisien	9	6	8	5
Albanien	3	2	1	1
Summa dotterbolag	144	105	179	141
Summa koncernen	146	105	182	142

För koncernen fanns totalt 15 personer i ledningen och styrelsen (2002: 16 personer och 2001: 9 personer). 1 kvinna fanns med under 2003 och 2002, men inte under 2001.

Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	2003		2002	
	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget				
Sverige	1 680	552	1 606	505
Summa moderbolaget	1 680	552	1 606	505
Dotterbolag i Sverige	-	-	-	-
Dotterbolag i utlandet				
Frankrike	22 925	12 826	9 342	4 448
Schweiz	36 527	2 462	34 458	5 360
Nederländerna	2 748	128	427	70
Sudan	-	-	20 678	619
Norge	9 191	1 353	-	-
Indonesien	4 068	474	1 541	75
Tunisien	6 069	616	1 343	165
Albanien	2 061	23	233	7
Summa dotterbolag	83 616	17 882	68 022	10 744
Summa koncernen	85 296	18 434	69 628	11 249
Varav pensionskostnader	2 561	-	2 643	-

Löner och andra ersättningar fördelade per land och mellan styrelseledamöter och verkställande direktör samt övriga anställda	2003		2002	
	Styrelseledamöter och verkställande direktör	Övriga anställda	Styrelseledamöter och verkställande direktör	Övriga anställda
Moderbolaget				
Sverige	1 050	630	1 050	556
Summa moderbolaget	1 050	630	1 050	556
Dotterbolag i Sverige	-	-	-	-
Dotterbolag i utlandet				
Frankrike	-	22 925	-	9 342
Schweiz	9 926	26 601	9 201	25 257
Nederländerna	1 325	1 423	317	110
Sudan	-	-	2 731	17 947
Norge	2 364	6 827	-	-
Indonesien	1 265	2 804	421	1 120
Tunisien	2 792	3 303	175	1 168
Albanien	920	1 141	-	233
Summa dotterbolag	18 592	65 024	12 845	55 177
Summa koncernen	19 642	65 654	13 895	55 733

NOT 31 – OLJE- OCH GASRESERVER (EJ REVIDERADE)

Bevisade och sannolika oljereserver

Olja (MBBL)	Totalt	Frankrike	Nederländerna	Tunisien	Norge	Venezuela	Indonesien	Sudan
1 januari 2002	60 200	-	-	-	-	-	-	60 200
Förändringar under året								
- förvärv	43 876	24 296	32	3 456	-	8 436	7 656	-
- produktion	-1 188	-452	-7	-265	-	-178	-286	-
	42 688	23 844	25	3 191	-	8 258	7 370	-
31 december 2002	102 888	23 844	25	3 191	-	8 258	7 370	60 200
2003								
Förändringar under året								
- förvärv	5 510	-	-	-	5 510	-	-	-
- försäljning	-60 200	-	-	-	-	-	-	-60 200
- revision	9 517	3 680	22	90	-	791	4 934	-
- förlängningar och 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	-

Bevisade och sannolika gasreserver

Gas (MCF)	Totalt	Frankrike	Nederländerna	Tunisien	Norge	Venezuela	Indonesien	Sudan
1 januari 2002	-	-	-	-	-	-	-	-
Förändringar under året								
- förvärv	86 863	-	56 105	-	-	4 121	26 637	-
- produktion	-2 613	-	-1 938	-	-	-578	-97	-
	84 250	-	54 167	-	-	3 543	26 540	-
31 December 2002	84 250	-	54 167	-	-	3 543	26 540	-
2003								
Förändringar under året								
- förvärv	12 787	-	-	-	12 787	-	-	-
- försäljning	-	-	-	-	-	-	-	-
- revision	2 557	-	-548	-	-	2 587	518	-
- förlängningar och 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	-

Av de totala bevisade samt sannolika olje- och gasreserverna per den 31 december 2003 är 1 240 mbbbl olja och 3 179 mmscf gas hänförliga till minoritetsaktieägare i vissa dotterbolag i koncernen.

NOT 32 – HÄNDELSER EFTER RÄKENSKAPSÅRETS UTGÅNG

Den 13 februari 2004 slutfördes förvärvet av DNO ASAs ("DNO") olje- och gastillgångar i Storbritannien och Irland. Förvärvet finansierades dels från interna medel dels från delar av en ny 300 MUSD lånefacilitet. Lånet undertecknades den 12 februari 2004 av Bank of Scotland och BNP Paribas. Förvärvet innefattar dels två producerande fält samt utvecklingsprojekt i offshore Storbritannien dels Seven Heads gasfält offshore Irland. Broom utvecklingsprojekt, som Lundin Petroleum äger 55% av, beräknas börja producera tredje kvartalet 2004 med en bruttoplatåproduktion om 20 000 bopd. Utvecklingskostnader under 2004 beräknas vara 56,9 MUSD. Utöver detta har Lundin Petroleum startat ett 15 MUSD "work-over" program i Thistlefältet för att öka produktionen från detta mogna fält.

I februari 2004 ingick koncernen ett oljehedge avtal för motsvarande 3 000 fat olja per dag för perioden 1 mars 2004 fram till 31 december 2004 till ett pris om 29,20 USD Dated Brent. I mars 2004 ingick koncernen ett oljehedge avtal motsvarande 3 000 fat olja per dag för perioden 1 januari 2005 till och med 31 december 2005 vid ett pris på 28,40 USD Dated Brent.

Koncernen har även ingått ett antal valutasäkringar för 2004 för USD/Euros samt USD/CHF.

NOT 33 – FINANSIELLA RISKER OCH DERIVAT

Som ett internationellt bolag som prospekterar 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 valuta exponering, 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.

Oljepris risk

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 "motparten 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.

Derivat

Valutasäkring

Per den 31 december 2003 hade bolaget inga avtal om valutasäkring.

Terminssäkring av oljepriset

Per den 31 december 2003 hade Bolaget ingått avtal om terminssäkring av oljepriset för 2 000 fat olja per dag av produktionen under perioden 1 januari 2004 till 31 december 2004 innebärande att Bolaget erhåller 18,00 USD per fat om oljepriset för Dated Brent faller under 18,00 och erhåller 25,15 per fat om oljepriset överstiger 25,15 USD per fat. Koncernen erhåller marknadspris om Dated Brent ligger mellan dessa nivåer. Vinster och förluster beträffande överstående avtal gäller vid försäljning.

>>NOTER & REVISIONSBERÄTTELSE

Räntesäkring

Koncernen har ingått avtal om räntesäkring med början 1 januari 2003 för att binda den LIBOR-baserade flytande räntan för en del av bolagets USD-lån för en period om fyra år. Räntesäkringen sker till den fasta LIBOR räntan om 3,49% . Lånen i USD återbetalades under det andra kvartalet 2003 men räntesäkringsavtalet gäller fortfarande.

Marknadsvärden

Marknadsvärdet för derivat per den 31 december 2003 är följande:

TSEK	Koncernen	Moderbolaget
Terminssäkringsavtal	-26 227	-
Räntesäkringsavtal	-18 574	-

Terminssäkringsavtalet för oljepriset värderades enligt oljepriset Dated Brent, per den 31 december 2003. Räntesäkringsavtalet är värderat till nuvärdet av de potentiella kostnaderna under dessa avtal och är redovisade fullt ut i resultaträkningen för räkenskapsåret 2003.

REVISIONSBERÄTTELSE

Till bolagsstämman i Lundin Petroleum AB (publ)

(Org nr 556610-8055)

Vi har granskat årsredovisningen och koncernredovisningen samt bokföringen och styrelsens och verkställande direktörens förvaltning i Lundin Petroleum AB för år 2003. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för räkenskapshandlingarna och förvaltningen. Vårt ansvar är att uttala oss om årsredovisningen, koncernredovisningen och förvaltningen på grundval av vår revision. Revisionen har utförts i enlighet med god revisionsd 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 fel. 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 den samlade informationen i årsredovisningen och koncernredovisningen.

Som underlag till 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 ersättningsskyldig 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 i enlighet med årsredovisningslagen och ger därmed en rättvisande bild av bolagets och koncernens resultat och ställning i enlighet med god redovisningsd i Sverige.

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 14 april 2004

CARL-ERIC BOHLIN
AUKTORISERAD REVISOR
PRICEWATERHOUSECOOPERS AB

KLAS BRAND
AUKTORISERAD REVISOR
PRICEWATERHOUSECOOPERS AB

ERSÄTTNING TILL STYRELSE<< OCH LEDANDE BEFATTNINGSHAVARE

Styrelsen i Lundin Petroleum AB har tillsatt en ersättningskommitté för att administrera företagsledningens löner och ersättningar. Kommittén består av tre styrelseledamöter som träffast 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 motiverande, 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 2003	Totalt 2002	Pension 2003	Pension 2002
Icke-operativa styrelseledamöter			(1)			(2)	
Ian H. Lundin (4)	2 159	269	689	3 117	2 801	197	192
Ledande befattningshavare							
C. Ashley Heppenstall	2 888	360	441	3 689	3 179	289	173
Övriga befattningshavare (3)	5 566	694	378	6 647	6 685	609	560

	Lön	Styrelse- arvode	Pension	Total 2003	Total 2002
Icke operativa styrelseledamöter					
Adolf H. Lundin	-	-	1 258	1 258	1 482
Magnus Unger	600	210	-	810	785
Carl Bildt	-	210	-	210	210
Kai Hietarinta	-	210	-	210	210
Lukas Lundin	-	210	-	210	210
William Rand	-	210	-	210	210

- (1) Förmåner inkluderar skolvigter och sjukförsäkring.
 (2) Pensionsbetalningar är betalningar till pensionsförsäkringar om cirka 5 gånger utöver den schweiziska miniminivån.
 (3) Övriga befattningshavare består av de fyra direktörerna som återfinns på sidan 28. Jeffery Fountain och Marco Zanella utnämndes under 2004.
 (4) Ian H Lundin avgick som operativt ansvarig under 2003 och kommer framöver inte att erhålla lön från Bolaget.

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 för de 10 nästkommande handelsdagarna efter bolagsstämman. Teckningsoptionerna är giltiga i tre år och kan inte utnyttjas under det första året de är utgivna.

	Utgivna 2001	Optioner Utgivna 2002	Utgivna 2003	Utestående optioner 31 december 2003 Utgivna 2001	Utgivna 2002	Utgivna 2003
Operativa styrelseledamöter						
C. Ashley Heppenstall	444 500	450 000	600 000	-	450 000	600 000
Övriga befattningshavare	488 950	655 000	815 000	44 450	195 000	815 000
Icke operativa styrelseledamöter ¹						
Ian H. Lundin	635 000	650 000	400 000	-	485 000	400 000
Magnus Unger	76 200	80 000	-	76 200	80 000	-

	Utgivna 2001	Utgivna 2002	Utgivna 2003
Lösenpris (SEK)		3,37	4,50
Utnyttjandeperiod	1 maj 2002 – 1 maj 2004	31 maj 2003 – 31 maj 2005	31 maj 2004 – 31 maj 2006
Valuation per warrant (SEK) ²		0,94	0,98

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

² Värderingen har kalkylerats 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 (1 385 TSEK) som löper på livstid. Vidare bestämdes att om Adolf H. Lundin skulle avlida skulle månatliga utbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 138 TCHF (867 TSEK) betalas till hans fru, Eva Lundin. Även detta löper på livstid. Företaget har rätt att betala denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 2 000 TCHF (12 618 TSEK). Ingen avsättning har gjorts för dessa betalningar i årsredovisningen per den 31 december 2002.

>>DEFINITIONER

VALUTAFÖRKORTNINGAR

SEK	Svenska kronor
TSEK	Tusental svenska kronor
MSEK	Miljontal svenska kronor
USD	USA dollar
CHF	Schweiz francs
TUSD	Tusental USA dollar
TCHF	Tusental CHF
MUSD	Miljontal USA dollar

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 sannolikshetslära 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- och 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 Petroleum's hemsida, www.lundin-petroleum.com under rubriken "Definitioner".

FINANSIELLA RAPPORTER<<



DATUM FÖR FINANSIELLA RAPPORTER

Bolaget publicerar följande rapporter:

- Rapport för de första tre månaderna januari–mars 2004
Publiceras den 18 maj 2004
- Rapport för de första sex månaderna januari–juni 2004
Publiceras den 17 augusti 2004
- Rapport för de första nio månaderna januari–september 2004
Publiceras den 16 november 2004

Ytterligare information finns på
Lundin Petroleum's hemsida:
www.lundin-petroleum.com



Tryckt i Sverige
Landsten Reklam – Falkenberg Tryckeri AB
Fotografer: Ulf Blomberg och André Longchamp

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

