

A photograph of an offshore oil rig at night. The rig is illuminated with warm orange and yellow lights, creating a strong contrast against the dark blue twilight sky. The rig's complex steel structure, including a tall derrick and various platforms, is silhouetted against the sky. The water in the foreground is dark blue with shimmering reflections of the rig's lights. The overall scene conveys a sense of industrial activity in a remote, dark environment.

LUNDIN PETROLEUM
ÅRSREDOVISNING 2012

BYGGER
VÄRDE

LUNDIN PETROLEUM

Bygger värde	1
Höjdpunkter	3
Affärsmodell	4
VD har ordet – C. Ashley Heppenstall	7
Ordföranden har ordet – Ian H. Lundin	11
Reserver, resurser och produktion	12
Oljemarknaden – översikt	19
Ekonomisk värdering av ett prospekterings- och produktionsbolag	20

VERKSAMHETEN

Verksamhetsområden	22
– Norge	24
– Sydostasien	34
– Kontinentala Europa	37
– Övriga områden	39

STYRNING

Samhällsansvar – Corporate Responsibility	40
Bolagsstyrningsrapport 2012	48
– Styrelsen	52
– Bolagsledning	58
– Ersättningar	59
– Intern kontroll och riskhantering i den finansiella rapporteringen	62
– Styrelsen – översiktstabell	64
– Investeringskommittén/den verkställande ledningen – översiktstabell	66
Lundin Petroleum's aktie och aktieägare	68
Risker och riskhantering	70

FINANSIELLA RAPPORTER

Innehåll finansiella rapporter	72
Förvaltningsberättelse	73
Koncernens finansiella rapporter	82
Redovisningsprinciper	87
Noter till koncernens finansiella rapporter	92
Moderbolagets årsredovisning	105
Moderbolagets finansiella rapporter	105
Noter till moderbolagets finansiella rapporter	109
Styrelsens försäkran	111
Revisionsberättelse	112

YTTERLIGARE INFORMATION

Finansiell femårsöversikt	113
Nyckeltal	114
Olje- och gasreserver	115
Information till aktieägare	116
Definitioner	117

JOHAN SVERDRUP

Hänvisningar i denna årsredovisning till uppskattade betingade bruttoresurser för Johan Sverdrupfyndigheten om 1 700 till 3 300 MMboe innefattar 800 till 1 800 MMboe i PL501 (Lundin Petroleum licensandel 40%) och 900 till 1 500 MMboe i PL265 (Lundin Petroleum licensandel 10%). Lundin Petroleum's uppskattade betingade resurser per den 31 december 2012 om 922,9 MMboe globalt, 715,5 MMboe i Norge och 640,0 MMboe i Johan Sverdrupfyndigheten inkluderar Lundin Petroleum's andel, i enlighet med dess licensandel, om 520,0 MMboe i PL501 och 120,0 MMboe i PL265, som representerar mittpunkten av intervallet för de uppskattade betingade resurserna för Johan Sverdrupfyndigheten. De betingade resurserestimaten i PL501 har sammanställts av Lundin Petroleum, som operatör för PL501, och har reviderats av Gaffney, Cline & Associates för Lundin Petroleum's räkning per den 31 december 2011. De betingade resurserestimaten i PL265 har sammanställts av Statoil, som operatör för PL265, och har inte reviderats för Lundin Petroleum's räkning. Se Reserver, resurser och produktion på sidorna 12 till 17.

LUNDIN PETROLEUM

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

RESERVER

Om inte annat anges avser alla reservestimat i denna årsredovisning "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P-reserver". Se Reserver, resurser och produktion på sidorna 12 till 17.



BYGGER VÄRDE

UNDER DET SENASTE DECENNIET HAR LUNDIN PETROLEUM ANTAGIT EN FRAMGÅNGSRIK PROSPEKTERINGSDRIVEN ORGANISK TILLVÄXTSTRATEGI. TILL FÖLJD AV UTVÄRDERING OCH UTBYGGNADSPROGRAM FÖRVANDLAS PROSPEKTERINGSFYNDIGHETER TILL RESERVER OCH PRODUKTION SOM SEDAN OPTIMERAS UNDER SIN LIVSTID GENOM ANVÄNDANDET AV SENASTE TEKNIK OCH ERFARENHET FRÅN MYCKET SKICKLIGA MEDARBETARE. STRATEGIN HAR VARIT FRAMGÅNGSRIK I VÅR FRANSKA, MALAYSISKA OCH I SYNNERHET I VÅR NORSKA VERKSAMHET, DÄR VI BEFINNER OSS I PROCESSEN FÖR ATT BYGGA UT FYNDIGHETERNA BRYNHILD, BØYLA, EDVARD GRIEG OCH GIGANTEN JOHAN SVERDRUP.

DETTA ÄR INTE PÅ NÅGOT SÄTT SLUTET AV VÅR ORGANISKA TILLVÄXTFAS. VI TROR ATT VI HAR TILLGÅNGARNA, TEJNIKEN OCH EXPERTISEN ATT GÖRA YTTERLIGARE VÄSENTLIGA FYNDIGHETER. UNDER DE KOMMANDE ÅREN PLANERAR VI ATT BORRA MELLAN 10 OCH 15 PROSPEKTERINGSBORRNINGAR PER ÅR.

PROSPEKTERA
BYGGA UT
PRODUCERA



FOKUS PÅ UTVÄRDERING AV JOHAN SVERDRUP

OPERATIVA HÖJDPUNKTER 2012

- » Omfattande utvärderingsprogram av Johan Sverdrup, offshore Norge med sex framgångsrika borrhningar
- » Geitungenfyndigheten, offshore Norge – Statoils resursestimat om 140–270 MMboe
- » Framgångsrik utvärdering av Bertamfyndigheten, offshore Malaysia
- » Två gasfyndigheter, offshore Malaysia, Berangan och Tembakau
- » Rekordhög produktion om 35 700 boepd
- » Reserver och betingade resurser om >1 miljarder fat

FINANSIELLT RESULTAT 2012

- » Årets resultat uppgick till 103,9 MUSD (155,2)
- » EBITDA uppgick till 1 144,1 MUSD (1 012,1)
- » Operativt kassaflöde uppgick till 831,4 MUSD (676,2)
- » Nettoskulden uppgick vid årets slut till 335 MUSD (133)

INVESTERINGSBUDGET OM 1,7 MILJARDER USD

UTSIKTER 2013

- » Utbyggnadsutgifter om 1 100 MUSD främst offshore Norge
 - Edvard Grieg
 - Brynhild
 - Bøyla
- » Utvärderingsutgifter om 150 MUSD, främst för Johan Sverdrup, offshore Norge
- » Prospekteringsutgifter om 460 MUSD, främst offshore Norge, offshore Malaysia och offshore Indonesien
 - 18 prospekteringsborrhningar med målsättning att nå över 600 MMboe obekräftade prospekteringsresurser, netto

ORGANISKT VÄRDE- SKAPANDE

LUNDIN PETROLEUMS AFFÄRSMODELL ÄR ATT SKAPA AKTIEÄGARVÄRDE GENOM UTVINNING AV KOLVÄTEN. LUNDIN PETROLEUMS STRATEGI FÖR ORGANISK TILLVÄXT OMFATTAR IDENTIFIERING AV VIKTIGA KÄRNOMRÅDEN OCH DÄREFTER ETABLERING AV ETT TEAM AV PROFESSIONELLA, TEKNISKA MEDARBETARE MED ERFARENHET I DESSA OMRÅDEN, SOM ANVÄNDER SENASTE TEKNIK FÖR ATT PROSPEKTERA EFTER OLJA OCH GAS. KOMMERSIELLA FYNDIGHETER KOMMER ATT UTVÄRDERAS OCH NÄR DESSA BEDÖMS VARA EKONOMISKT LÖNSAMMA, PÅBÖRJAS UTBYGGNADSFASEN SOM TILL SLUT LEDER TILL PRODUKTION. KASSAFLÖDE FRÅN PRODUKTION KOMMER ATT ÅTERINVESTERAS I PROSPEKTERINGS- OCH UTBYGGNADSSTADIerna. LUNDIN PETROLEUM ANSER ATT DET ÄR UTVECKLINGEN AV DENNA AFFÄRSMODELL SOM LETT TILL TIDIGARE FRAMGÅNGAR OCH SOM KOMMER ATT FORTSÄTTA ATT SKAPA RESULTAT I FRAMTIDEN.

VÅR VISION

Som ett internationellt bolag verksam inom prospektering och produktion av olja och gas över hela världen strävar Lundin Petroleum efter att prospektera och producera olja och gas på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter inklusive aktieägare, anställda, samarbetspartners, myndigheter i värd- och hemländer och lokala samhällen.

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

VÅR STRATEGI

Lundin Petroleum följer följande strategi:

- » Aktivt investera i prospektering för organisk tillväxt av reservbasen. Lundin Petroleum har ett antal borrbara strukturer med stor potential och fortsätter att aktivt söka ny prospekteringsareal i kärnområden.
- » Exploatera existerande tillgångar med en aktiv "subsurface" strategi för att öka slutlig utvinning av kolväten.
- » Förvärva nya kolvätereserver, resurser och prospekteringsareal där möjligheter finns att öka värdet.

LEVERERA VÄRDE GENOM

PROSPEKTERING organisk tillväxt genom borrhningar

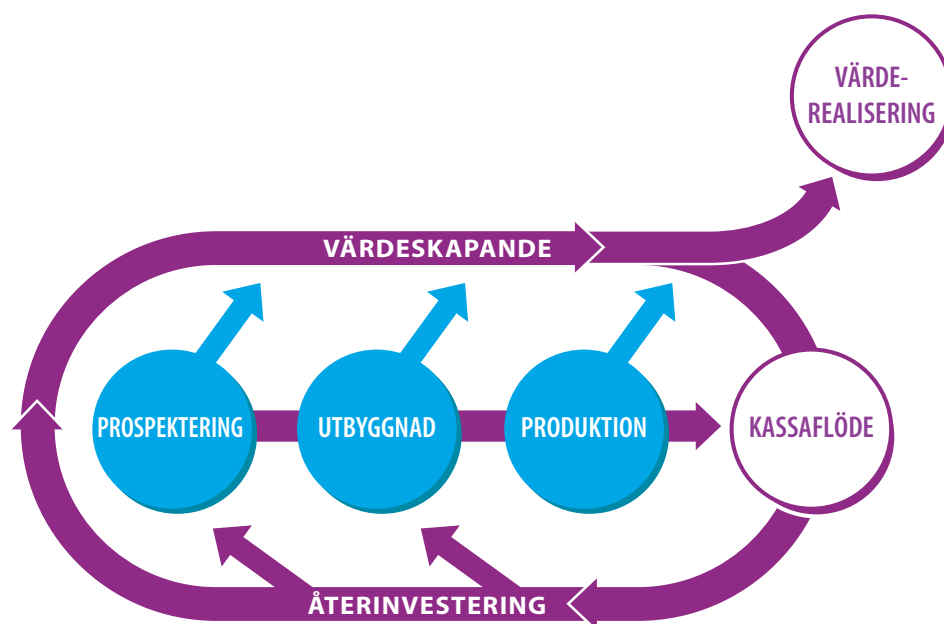
Lundin Petroleum fokuserar på att bygga upp kärnområden för prospektering i utvalda länder, med en tydlig målsättning att växa organiskt. Vår strategi är att förbättra det tekniska kunnandet och därigenom utveckla nya prospekteringsmodeller. Vi uppnår detta genom att använda den senaste tekniken, inklusive insamling och bearbetning av 3D-seismiska data, och genom att skapa team av skickliga och erfarna medarbetare.

RESERVER & PRODUKTION omvandla fyndigheter till kassaflöde

Lundin Petroleum fokuserar på att öka sin reservbas organiskt. Efter prospektering och utvärdering skapas aktieägarvärde genom omvandling av fyndigheter till reserver och produktion. Vår strategi är att fortlöpande optimera reserverna och produktionen under tillgångens hela livstid genom att använda den senaste tekniken och, framför allt, skickliga medarbetare.

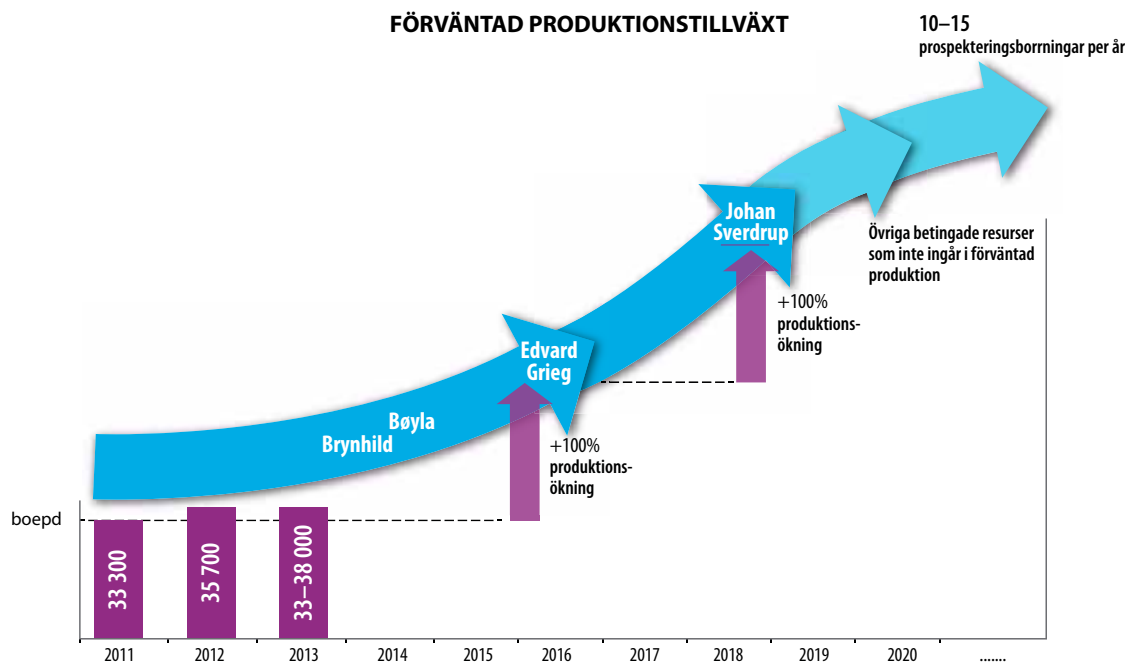
OPPORTUNISTISKT VÄRDESKAPANDE frigöra värde i vår tillgångsportfölj

Lundin Petroleum har som målsättning att skapa aktieägarvärde genom alla stadier i verksamhetscykeln. Samtliga komponenter i tillgångsportföljen granskas löpande för att kontrollera att deras fulla värde avspeglas i Lundin Petroleum's aktiekurs. Om en tillgång bedöms vara undervärderad i förhållande till aktiekursen, kommer Lundin Petroleum att överväga alla tillgängliga alternativ för att avgöra hur det fulla värdet på denna tillgång kan realiseras.



A man with short brown hair, wearing a dark suit, white shirt, and a red striped tie, stands with his arms crossed. He is looking slightly to the right with a subtle smile. The background is a light blue gradient.

**ORGANISK
TILLVÄXT-
STRATEGI
BÄR FRUKT**



Kära aktieägare,

2012 var ännu ett framgångsrikt år för vårt bolag. Vi har överträffat vår förväntade produktion ännu en gång och detta, tillsammans med låga produktionskostnader och betalda skatter har resulterat i ett rekordhøgt operativt kassaflöde om över 830 MUSD för året.

Sedan slutet av 2001 har vi ökat vår aktiekurs med över 50 gånger till ett nuvarande börsvärde som överstiger 8 miljarder USD. Detta har gjorts utan nytt kapitaltillskott förutom aktieoptioner till anställda. Vårt starka operativa kassaflöde tillsammans med en ny tillgänglig bankfacilitet om 2,5 miljarder USD innebär att vi kommer att ha möjlighet att expandera vår verksamhet utan ytterligare utspädning för våra aktieägare. Vi har förmågan att fyrdubbla vår existerande produktion till över 150 000 boepd under de kommande sju åren genom utbyggnad av våra existerande norska fyndigheter Brynhild, Bøyla, Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Denna produktionsökning kommer att ha en betydande positiv inverkan på vårt framtida finansiella resultat. Samtidigt kommer vi att fortsätta att koncentrera oss på att öka vår resursbas genom ett omfattande prospekteringsprogram som främst fokuserar på Norge och Sydostasien.

Finansiellt resultat

För räkenskapsåret 2012 genererade vi ett rekordhøgt operativt kassaflöde om 831,4 MUSD och EBITDA om 1 144,1 MUSD vilket representerar ökningarna om 23 respektive 13 procent vid en jämförelse med föregående år. Vinsten för perioden var 103,9 MUSD och påverkades negativt av icke-kassaflödespåverkande kostnader för prospektering och nedskrivningar av tillgångar, vilka redovisades under fjärde kvartalet. Vår verksamhet består av framgångsrika prospekteringsborrningar, såsom Johan Sverdrup, där tillgångarna fortsätter att värderas i vår balansräkning baserat på historiska kostnader, samt av icke-framgångsrika borrningar där kostnadsföring görs omgående. Vi har ökat antalet borrningar

per år i takt med att vår verksamhet har vuxit, vilket sannolikt kommer att innebära att vår lönsamhet kommer att fortsätta att påverkas negativt till följd av kostnadsföring av icke-framgångsrika borrningar. Värden av vår verksamhet kommer dock att fortsätta att drivas av vår förmåga att finna nya resurser genom vårt prospekteringsprogram – även om detta inte omedelbart kommer att visa sig i bolagets lönsamhet.

Reserver och resurser

Lundin Petroleum's framgång har berott på vår förmåga att öka vår resursbas. Idag har vi nettoresurser, inklusive reserver och betingade resurser om över 1 miljard utvinningsbara fat, av framför allt olja. Våra utvinningsbara reserver vid slutet av år 2012 var 201,5 miljoner fat oljeekvivalenter. Även om förra årets reserversättningsgrad var lägre än tidigare års tror jag att alla håller med om att den kommer att förändras när betingade resurser från Johan Sverdrupfältet i Norge bokas som reserver. Det är ingen tvekan om att Johan Sverdrupfältet är kommersiellt men reserverna kommer inte att bokas innan undertecknad av samordningsavtalet och inlämnandet av fältutbyggnadsplanen, båda planlagda till slutet av 2014.

Utvärderingsprogrammet för Johan Sverdrup pågår och kommer att fortsätta genom 2013 med ytterligare minst fyra utvärderingsborrningar. Johan Sverdrup är den största fyndigheten i Nordsjön sedan mitten av 1980-talet och täcker ett stort område. 15 utvärderingsborrningar, inklusive fyndighetsborrningen har redan genomförts och förberedelserna för en geologisk reservoarmodell för att införliva all insamlad data pågår. Statoil såsom arbetande operatör för utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet har beslutat att skjuta fram offentliggörandet av uppdaterade resurser till senare i år när utvärderingsprogrammet och en konceptuell utbyggnadsplan har slutförts.

VD HAR ORDET

Produktion

Produktionen för 2012 var 35 700 boepd och var återigen i den övre delen av vårt ursprungligen meddelade förväntade produktionsspänn om 32 000 till 38 000 boepd. Starkt resultat från Alvheim- och Volundfälten, offshore Norge kompenserade mer än väl för den lägre än förväntade produktionen från Gaupefältet, offshore Norge och det tidiga produktionsstoppet från Oudnafältet, offshore Tunisien. Jag är nöjd över att vi konsekvent har mött vår förväntade produktion under senare år trots osäkerheter och risker i vår verksamhet.

Under 2013 förväntar vi oss att nettoproduktionen i genomsnitt kommer att vara mellan 33 000 boepd och 38 000 boepd för året och att vi kommer att avsluta året med över 40 000 boepd när Brynhildfältet når platåproduktion.

Vi upprepar vår förväntade produktion om över 70 000 boepd vid slutet av 2015 till följd av Edvard Griegfältets produktionsstart.

Utbyggnad

Samtliga våra utbyggnadsprojekt, Brynhild, Bøyla och Edvard Grieg i Norge fortskrider på ett tillfredsställande sätt.

Vi har utökat vår licensandel i Brynhildfältet till 90 procent. Brynhild är en återkoppling på havsbotten till Shell's Pierce FPSO-anläggning i Storbritannien med en förväntad platåproduktion, brutto, om 12 000 boepd. Maersk Guardianriggen kommer att påbörja de fyra utbyggnadsborrningarna på Brynhild under andra kvartalet 2013. Utbyggnadsprojektet Edvard Grieg fortskrider också tillfredsställande i takt med att vi går vidare i genomförandefasen. Det är mycket uppmuntrande att se de senaste fotografierna av Kværner Verdalen-varvet på den norska västkusten där Edvard Grieg jacketen börjar ta form. Edvard Griegprojektet följer budget och tidsschema för produktionsstart 2015.

Vi står i begrepp att tilldela FEED (Front End Engineering) kontrakt för utbyggnadsprojektet av Bertamfältet, offshore Malaysia och planerar fortfarande att slutligen besluta om fältutbyggnadsinvestering under 2013.

Utvärdering

Fem nya utvärderingsborrningar genomfördes på Johan Sverdrup under 2012 av Lundin Petroleum och Statoil. Varje ny borrning förser oss med viktig information inför utbyggnadsplanering såväl som förståelse för resursernas storlek. Resursuppskattningen är primärt influerad av djupomvandling, reservoarens tjocklek och kvalitet och antaganden om kontakten mellan olja och vatten. Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare minst tre utvärderingsborrningar i PL501 under 2013 och Statoil kommer att genomföra två borrningar i PL265 och en i PL502.

Planen framöver är fortfarande för Statoil som arbetande operatör för Johan Sverdrup, att slutföra en konceptuell utbyggnadsplan i slutet av 2013 samt att lämna in en utbyggnadsplan i slutet av 2014.

Prospektering

Vi är mycket spända på vårt prospekteringsprogram för 2013 som involverar 18 prospekteringsborrningar i Norge, Sydostasien, Frankrike och Nederländerna. Budgeten om över 460 MUSD kommer att vara den största i bolagets historia och kommer framför allt att fokusera på Norge som står för 75 procent av utgifterna.

I Norge kommer vi att koncentrera oss på tre prospekteringssteman:

1. Att finna ytterligare resurser i Utsirahöjdsområdet nära de existerande fyndigheterna Edvard Grieg och Johan Sverdrup
2. Att prospektera i det oexploaterade Barents havsområdet där vi tror att det finns utmärkt potential för ytterligare oljefyndigheter
3. Att finna ett nytt kärnområde

Vi genomför sex prospekteringsborrningar i Utsirahöjdsområdet med stora förväntningar på strukturerna Luno II (PL359), Kopervik (PL625) och Torvastad (PL501), vilka samtliga har potential att resultera i betydande fyndigheter. I Barents hav fortsätter vi att öka vår areal i de pågående licensrundorna och är idag en av de största aktörerna i området. Vårt prospekteringsborrprogram kommer att fortsätta under 2013 med strukturen Gohta i PL492. Vi har förvärvat stora arealer i den norra delen av Norska havet med målsättning en underprospekterad jurahöjd, i vilken vi kommer att genomföra en borrning i en stor struktur under 2013 i PL330. Jag hoppas att detta kommer att resultera i att ett nytt område öppnas upp som innehåller flera potentiella strukturer i både PL330 och i angränsande licenser som vi har säkrat upp.

Vi fortsätter att göra goda framsteg med vårt prospekteringsprogram i Malaysia. Till följd av den framgångsrika utvärderingsborrningen av Bertamfyndigheten i PM307 har vi samlat in 3D-seismik över samma geologiska trend som fyndigheten. Detta resulterade i gasfyndigheten Tembakau med 300 bcf under 2012, även den belägen i PM307. Jag tror att Tembakau, som är en betydande fyndighet nära existerande infrastruktur för gas, har potential att kommersialiseras. Det är tydligt att nyckeln till prospekteringsframgång i Malaysia är tillgång till modern 3D-seismik och vi planerar att fortsätta vår proaktiva prospektering i området under 2013.

Oljemarknaden

Marknaderna har startat 2013 med ökande oljepriser. Det finns en ökande insikt om att världsekonomin sakta är på väg att återhämta sig, vilket kommer att resultera i ökad efterfrågan på olja om detta fortsätter. Kina är den största tillväxtmarknaden för olja och i och med att dess tillväxttakt ser ut att ha nått sin lägsta nivå tror jag att vi kan förvänta oss att detta kommer att ytterligare stödja efterfrågan. Det geopolitiska klimatet är fortsatt ett problem med ökande instabilitet i Nordafrika och få tecken på förbättring i Mellanöstern. Detta kommer att sätta större press på prognosen för oljeutbudet, vilken jag redan tror är överskattad. Okonventionell oljeproduktion i Nordamerika ökar visserligen men jag tror att det ökade utbudet lätt kommer att sugas upp genom ökande efterfrågan från utvecklingsländer och minskande utbud från mogna produktionsområden. Jag tror därför att oljepriset kommer att stå fast.

Medarbetare

Inom oljeindustrin läggs stort ansvar på medarbetare för att fatta rätt beslut, vare sig det gäller att välja rätt plats att borra på eller att utveckla bästa möjliga utbyggnadsplan för att ta en fyndighet till produktion. Alla dessa beslut måste baseras på såväl ingående teknisk kunskap som sunda affärsmässiga insikter.

Inom Lundin Petroleum har vi dessa erfarna medarbetare som är kapabla att fatta sådana beslut. På sidorna 30 till 33 i denna årsredovisning finns ett utdrag från ett anförande jag gjorde på ONS-konferensen, där jag redogör för hur medarbetare har bidragit till bolagets tillväxt, och särskilt då genom upptäckten av det gigantiska Johan Sverdrupfältet, offshore Norge.

Att finna och behålla branscherna yrkesmänniskor är en utmaning vi möter varje dag i vår bransch. Den framgångsrika prospekteringen har lett till utbyggnadsprojekt som krävt nyrekrytering av medarbetare med erfarenhet från utbyggnad. Dessa utbyggnader kommer att övergå i produktion med Lundin Petroleum som operatör och vi bygger nu upp ett operativt team.

Vi tror vi kan belöna våra anställda både genom en konkurrenskraftig ersättningsstruktur, såväl som genom de utmaningar och möjligheter till personlig utveckling som tillgångarna i vår portfölj kan erbjuda.

Lundin Petroleum

Det finns ingen ny information att rapportera beträffande anklagelserna gällande vår historiska verksamhet i Sudan och Etiopien. Vi har och kommer att fortsätta att bistå den svenska åklagaren med vad som krävs när det gäller hans undersökning.

Beträffande vårt fortsatta engagemang för Corporate Social Responsibility har vi ånyo bekräftat vårt engagemang för transparens genom att bli ett stödande bolag av EITI (Extractiv Industries Transparency Initiative). Som ett EITI-stödande bolag kommer Lundin Petroleum att fortsätta att rapportera i enlighet med EITIs krav i Norge och kommer att förespråka transparens särskilt inom olje- och gasbranschen och bidra i kampen mot korruption.

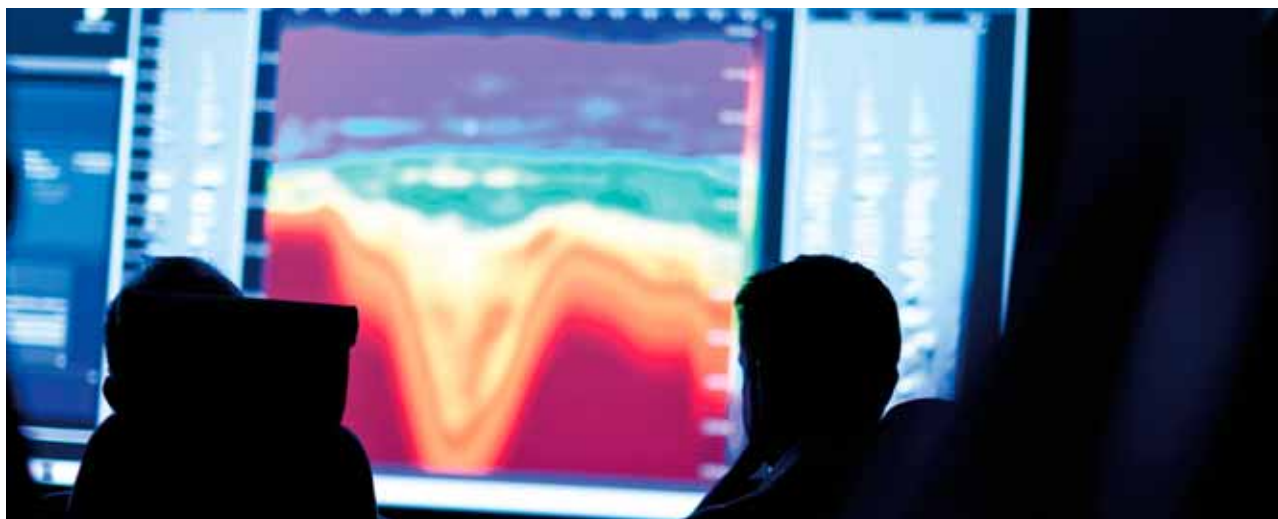
Lundin Petroleum har uppfyllt sitt löfte att skapa aktieägarvärde genom framgångsrik prospektering. Vår utmaning är nu att fortsätta leverera framgångsrik prospektering och att omvandla de fyndigheter vi redan gjort till kassaflöde genom att fullborda våra utbyggnadsprojekt, där vi är operatör.

Med vänliga hälsningar,



C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

MEDARBETARE ÄR AVGÖRANDE



JOHAN SVERDRUP

EN TRANSFORMERANDE UTVECKLING



ORDFÖRANDEN HAR ORDET

Bästa aktieägare,

2012 var ett rekordår för Lundin Petroleum vad gäller produktion och kassaflöde. För att sätta vår årliga produktion om 13 miljoner fat oljeekvivalenter i sitt sammanhang motsvarar det omkring 21,5 procent av Sveriges årliga konsumtion av transportbränslen eller energimängden från tre stora till medelstora kraftverk. De pågående utbyggnadsprojekten i Norge kommer att säkerställa en stadig produktionstillväxt under de kommande åren. När Johan Sverdrup når platåproduktion förväntar jag mig att bolagets produktion har ökat med ungefär 400 procent.

Ännu mer imponerande är att över 90 procent av tillväxten kommer att ske i Norge, ett politiskt och skattemässigt stabilt land där vår produkt prissätts på en högre nivå än Dated Brent råolja. Vi ska dock inte glömma att bolagets underliggande värde baseras på antalet fat oljeekvivalenter i form av reserver och resurser i marken. Idag uppgår vårt totala antal redovisade reserver till 202 miljoner boe jämfört med betingade resurser som uppgår till nästan 1 miljard boe. För att betingade resurser ska kunna uppgraderas till reserver måste de gå igenom utredningar i flera steg, från utvärderingsborring till framtagande av en konceptuell utbyggnadsplan och i vissa fall en samordningsprocess. Fyndigheten som är känd som Johan Sverdrup, i PL501 och PL265, den största upptäckten i världen 2010, är nu inne på sitt sista år av utvärderingsborring och en utbyggnadsplan förväntas lämnas in under fjärde kvartalet 2014. Samordningsprocessen fortlöper parallellt med inlämningen av utbyggnadsplanen (Lundin Norway har en licensandel på 40 procent i PL501 och 10 procent i PL265). Vi förväntar oss därför att kunna redovisa Johan Sverdrup i våra reserver 2015. Vi nöjer oss inte med detta; under 2013 kommer Lundin Petroleum att utföra 15 prospekteringsborringar i Norge och Sydostasien. Utöver det pågående prospekteringsprogrammet i Malaysia och Indonesien utvärderar vi en oljefyndighet på block PM308A offshore den Malaysiska halvön. Jag hoppas att detta ska leda till Lundin Petroleums första utbyggnad i den delen av världen.

Sedan förvärvet av tillgångarna i Nordsjön 2003 har Lundin Petroleums tillväxt varit helt organisk (det vill säga utan förvärv eller nyemissioner i finansieringssyfte). Bolagets marknadsvärde har under denna period vuxit exponentiellt. Denna tillväxt, med beaktande av en utdelning till aktieägarna om 750 miljoner USD 2010 genom avyttringen av tillgångarna i Storbritannien, är en oerhört imponerande prestation. Bolaget är tillräckligt finansierat för att genomföra sina omfattande prospekterings- och utbyggnadsprogram, tack vare en kredit på 2,5 miljarder USD från 25 stabila internationella banker och självklart också vårt eget starka kassaflöde. Bara under 2013 förväntas bolaget investera cirka 1,7 miljarder USD i prospektering, utvärdering och utbyggnad. Detta investeringsprogram borde sannolikt frigöra ytterligare värde och säkerställa fortsatt tillväxt.

Jag är mycket stolt över de män och kvinnor på Lundin Petroleum som arbetar dygnet runt, världen över för att leverera energi för att möta världens ständigt ökande behov. De gör detta utan att släppa fokus på den inverkan som vi har på lokalsamhällen och den avgörande vikten av att följa regler och föreskrifter samt industripraxis avseende hälsa, säkerhet och miljö. Lundin Petroleum rankas regelbundet för sina resultat inom ESG (Environmental, Social and Governance) av diverse organisationer såsom MSCI och kom med i STOXXs ESG ledarskap index under 2012. Styrelsen ägnar dessa frågor stor uppmärksamhet då de är av avgörande betydelse för bolagets "raison d'être". Jag vill tacka styrelsen, ledningen och var och en av våra anställda för att Lundin Petroleum tas till nya höjder samtidigt som vi strävar efter hög avkastning för våra aktieägare på ett socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt.

Avslutningsvis ett stort tack till Er, bästa aktieägare, för ert fortsatta stöd och er lojalitet.

Med vänliga hälsningar,



Ian H. Lundin
Styrelseordförande

PROSPEKTERA

Potentiella prospekteringsresurser 2013
över 600 MMboe¹

BYGGA UT

Betingade resurser, slutet av 2012
över 900 MMboe²

Reserver, slutet av 2012
över 200 MMboe

PRODUCERA

Produktionsresultat 2012
35 700 boepd

Förväntad produktion 2013
33 000–38 000 boepd

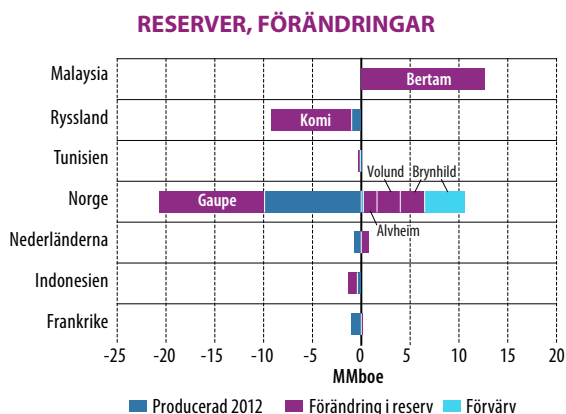
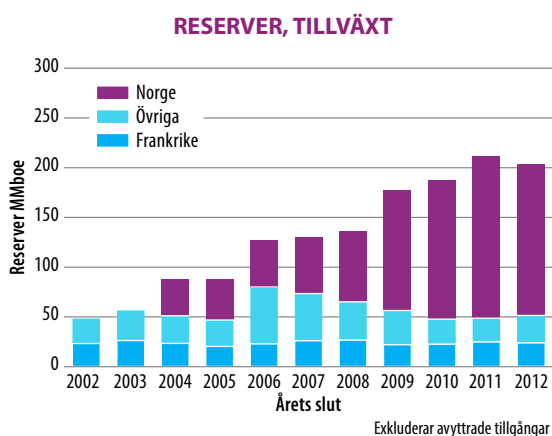
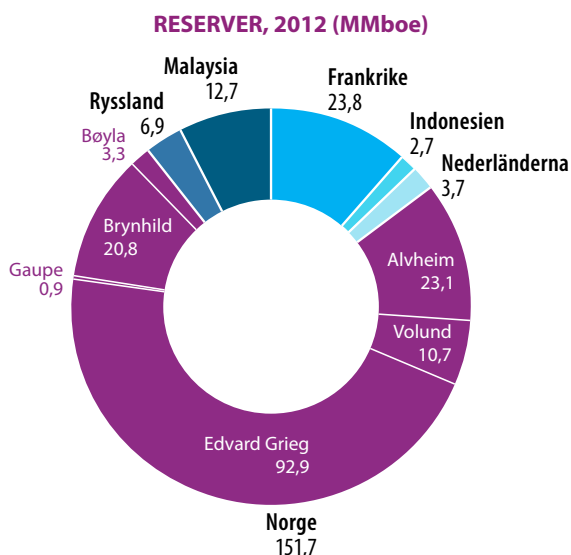
LUNDIN PETROLEUM ÄR VERKSAMT I ETT PROSPEKTERINGS- OCH OLJEPRODUKTIONSBOLAGS HELA LIVSCYKEL. VÄLDEFINIERADE LICENSOMRÅDEN GER POTENTIellt BORRBARA STRUKTURER SOM KLASSIFICERAS SOM PROSPEKTERINGSRESURSER. KOLVÄTEN SOM ÄR FUNNA GENOM PROSPEKTERINGSBORRNING ÄR KLASSIFICERADE SOM BETINGADE RESURSER OCH UTVÄRDERAS FÖR ATT BEDÖMA KOMMERSIALITETEN OCH FRAMTIDA UTBYGGNADSMÖJLIGHETER. NÄR EN FYNDIGHET BEDÖMS VARA KOMMERSIELL OCH DESS FRAMTIDA UTBYGGNAD ÄR SÄKRAD, KLASSIFICERAS KOLVÄTENA SOM RESERVER.

¹ Exkluderar Torvastadstrukturen och föreslagen borrning i PL410 i Norge, prospekteringsborrning i Malaysia samt Guritaborrning i Indonesien.

² PL501 mittpunkten av tidigare meddelade intervall om 800–1 800 MMboe, brutto och PL265 mittpunkten av Statoils uppskattade intervall för Johan Sverdrup och Geitungenfyndigheten.



RESERVER



SAMMANFATTNING RESERVER

Slutet av 2011	210,7
- Producerad (exklusive avyttringar/förvärv)	-13,1
+ Nya reserver (exklusive avyttringar/förvärv)	-0,2
- Avyttringar/ + Förvärv	+4,1
Slutet av 2012	201,5

Brentpriset på olja 100 USD/bbl + 2% ökning av oljepris och kostnader

I slutet av 2012 hade Lundin Petroleum reserver uppgående till 201,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe). Efter tio år av reservökning (se diagram på denna sida), visade 2012 på en två-procentig ökning av reserver jämfört med 2011, till följd av förvärvet av ytterligare 20 procent av Brynhildfältet i Norge och exklusive 2012 års produktion om 13,1 MMboe.

Grafen Reserver, förändringar på den här sidan visar ett betydande tillskott av reserver från Bertamutbyggnaden i Malaysia, som passerat den konceptuella utbyggnadsfasen och är på väg mot inlämning av fältutbyggnadsplan under 2013. Dessutom har utbyggnadsplanen för Brynhildfältet i Norge omarbetats till att omfatta också en fjärde utbyggnadsborring, med ökade reserver som resultat. Lundin Petroleums två huvudsakliga producerande fält i Norge, Alvheim och Volund, redovisade också en ökning av reserver tack vare goda produktionsresultat och inräknandet av ytterligare en producerande borring på Alvheim som kommer genomföras under 2014.

Dessa ökningarna i reserver komplementerades delvis av kraftig produktion under 2012 liksom av minskade reserver på grund av svaga produktionsresultat från Gaupefältet i Norge och Komifälten i Ryssland.

Av de totala reserverna om 201,5 MMboe är 91 procent oljereserver och 92 procent av de totala reserverna belägna i länder med royalty-skattesystem. Lundin Petroleum redovisar alla sina reserver i fat oljeekvivalenter per sin licensandel. Samtliga reserver är föremål för oberoende revision av ERC-Equipoise Ltd. (ERCE).

BETINGADE RESURSER

Lundin Petroleum har också ett antal upptäckta olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser. Betingade resurser är kända olje- och gasresurser som ännu inte klassificerats som reserver på grund av ett eller flera uppfyllda villkor. Ett kontinuerligt arbete pågår för att uppfylla dessa villkor så att de betingade resurserna ska kunna klassificeras som reserver.

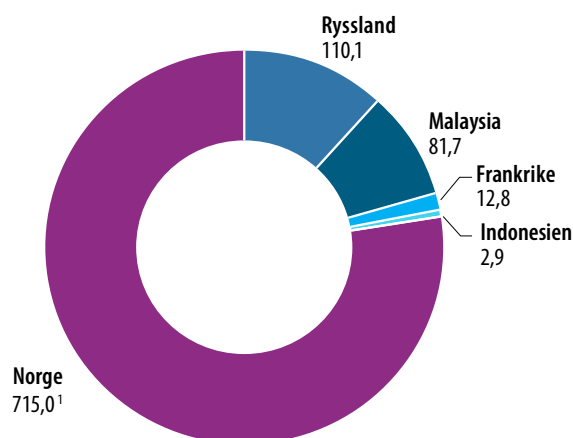
Johan Sverdrupfältet i Norge omfattar nästan två tredjedelar av de 923 MMboe¹ som Lundin Petroleum uppskattar sina betingade resurser till, enligt bästa estimat. Fältet upptäcktes 2010 och inkluderades i bolagets betingade resurser i slutet av 2010. I detta skede var fältets storlek oklar och en utvärderingskampanj påbörjades för att avgränsa fältet och ta fram en konceptuell utbyggnadsplan. Detta arbete resulterade i en omfattande uppdatering av betingade resurser 2011 eftersom resultaten indikerade en mycket större struktur (se graf Utveckling av betingade resurser). Även om det inte råder något tvivel om att Johan Sverdrupfältet kommer att byggas ut och dess betingade resurser omklassificeras till reserver inom en snar framtid, är en omklassificering beroende av att en konceptuell utbyggnadsplan upprättas, liksom att samordningsdiskussionerna (unitisation) faller väl ut.

Efter framgångsrik prospekteringsborring under 2011 och 2012 upptäcktes 82 MMboe betingade gasresurser (netto till Lundin Petroleum) i Sabah, östra Malaysia och på Malaysiska halvön. På Malaysiska halvön existerar en etablerad gasmarknad och infrastruktur finns relativt nära. Gasfyndigheten Tembakau (306 bcf brutto, betingade resurser enligt bästa estimat) är villkorad av en utvärdering och upprättandet av en konceptuell utbyggnadsplan. I Sabah, östra Malaysia är resursen dessutom villkorad av vissa aspekter relaterade till den lokala gasmarknaden.

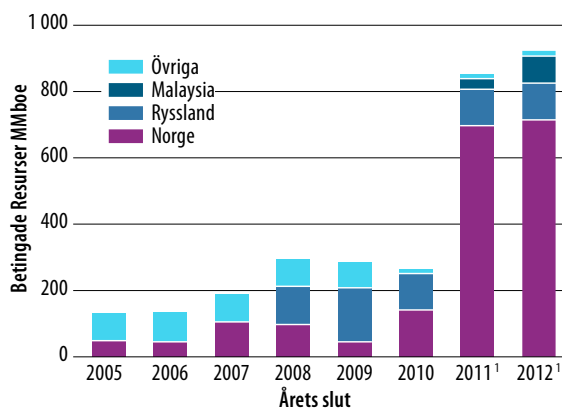
De flesta av uppskattningarna avseende betingade resurser har varit föremål för oberoende revision av ERCE. Betingade resurser, brutto, i PL501-delen av Johan Sverdrup (i.a. 40%) har uppskattats till mellan 800 och 1 800 MMboe, vilket bekräftats i revision utförd av Gaffney Cline and Associates (GCA) i slutet av 2011. Utvärdering pågår fortfarande och ERCE har inte granskat någon uppdatering av estimaten från slutet av 2011. Statoil, som operatör för PL265, har under 2011 uppskattat betingade resurser, brutto, till mellan 900 och 1 500 MMboe i PL265-delen av Johan Sverdrup (i.a. 10%). Statoil har också uppskattat att den 2012 upptäckta fyndigheten Geitungen i PL265 innehåller mellan 140 och 270 miljoner fat utvinningsbar olja, brutto (i.a. 10%). Statoils estimat har inte reviderats av ERCE eller GCA för Lundin Petroleums räkning.

Lundin Petroleum har en betydande portfölj av betingade resurser, vilket ger en stark resursbas för framtida produktionstillväxt.

BETINGADE RESURSER, 2012 (MMboe)

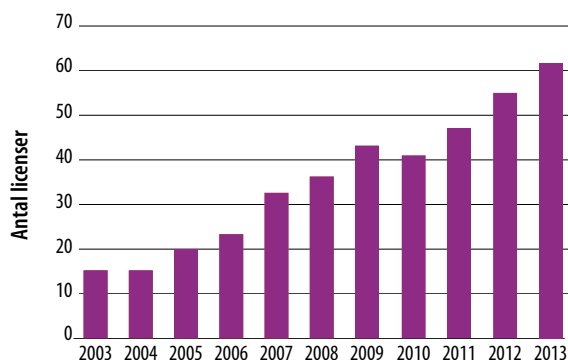


UTVECKLING AV BETINGADE RESURSER

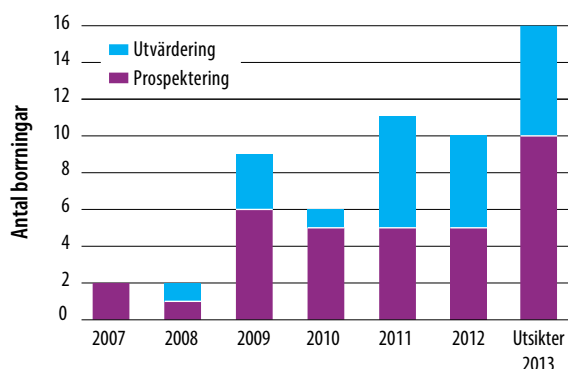


¹ PL501 mittpunkten av tidigare meddelade intervall om 800–1 800 MMboe, brutto och PL265 mittpunkten av Statoils uppskattade intervall för Johan Sverdrup och Geitungenfyndigheten.

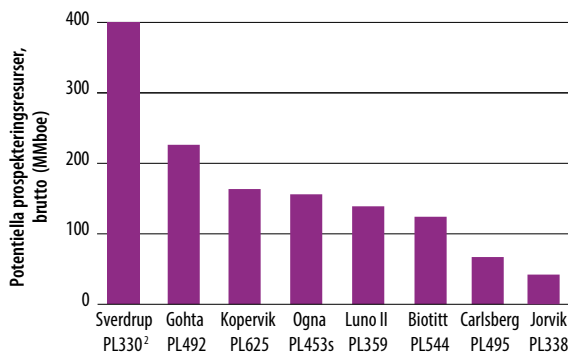
NORGE – ANTAL LICENSER



NORGE – ANTAL BORRNINGAR



NORGE – POTENTIELLA PROSPEKTERINGSRESURSER UNDER 2013¹



¹ Exkluderar Torvastadstrukturen och föreslagen borrhning i PL410 i Norge, prospekteringsborrhning i Malaysia samt Guritaborrhning i Indonesien.

² PL330 resurser är estimat från partner.

PROSPEKTERINGSRESURSER

Lundin Petroleums affärsmodell är att växa organiskt genom prospektering. Detta innebär att identifiera och utveckla möjliga borrhbara strukturer, göra prospekteringsborrhningar, utvärdera fyndigheter, bygga ut och slutligen producera. För att denna strategi ska vara framgångsrik behövs prospekteringsarealer i världsklass och högt kvalificerade medarbetare. Lundin Petroleum har koncentrerat sig på två huvudsakliga prospekteringsområden, Norge och Sydostasien.

I Norge är Lundin Petroleum nu den andra största innehavaren av areal, som operatör, efter Statoil. Diagrammet på denna sida visar en exponentiell ökning av antalet licenser som innehas av Lundin Petroleum i Norge. I 2012 års APA licensrunda tilldelades Lundin Petroleum sju nya licenser.

Sedan Sydostasien etablerades som ett kärnområde 2007 har Lundin Petroleum nu totalt 12 prospekteringslicenser i Malaysia och Indonesien. I Malaysia är Lundin Petroleum den andra största innehavaren av areal efter Petronas.

Under 2013 planerar Lundin Petroleum att genomföra 18 prospekteringsborrhningar (både som operatör och som icke-operatör), med sikte på över 600 MMboe, netto, obekräftade prospekteringsresurser. Tio prospekteringsborrhningar planeras i Norge och fem planeras inom ramen för borrhprogrammet i Malaysia och Indonesien. Tre borrhningar planeras i Frankrike och Nederländerna.

Lundin Petroleum redovisar endast uppskattade prospekteringsresurser för de potentiella strukturer som skall borrh under det kommande året. Ytterligare potentiella strukturer med prospekteringsmöjligheter har dock identifierats i den stora portföljen av prospekteringslicenser och är under utveckling för borrhning under kommande år. I Norge har riggkapacitet redan säkerställts för att genomföra nio till tolv prospekteringsborrhningar per år fram till 2016. I Sydostasien har ny 3D-seismik förvärvat för stora arealer inom våra kärnområden, i syfte att underlätta utvecklingen av ytterligare prospekteringsmöjligheter och borrhkampanjer under de kommande åren.

PRODUKTION

Under 2012 producerade Lundin Petroleum 13,1 MMboe med ett genomsnitt på 35 700 boepd. I början av 2012 uppskattades produktionen till mellan 32 000 och 38 000 boepd och för fjärde året i följd låg produktionen inom det uppskattade intervallet.

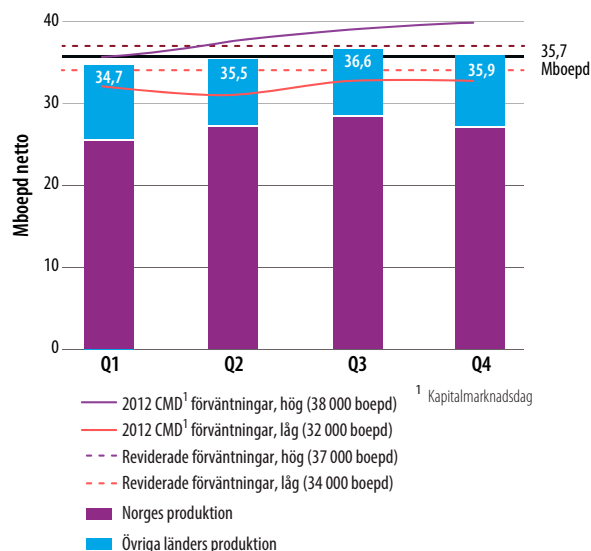
Fortsatt stark produktion på Alvheim- och Volundfälten komparerades delvis av produktionsresultat från Gaupefältet i Norge och Singafältet i Indonesien som inte nådde upp till förväntningarna. Gaupe togs i produktion i slutet av första kvartalet 2012 och har fler förkastningsfickor i strukturen än vad man först förväntat sig, vilket ledde till en avsevärd nedskrivning av reserver. Singafältet drabbades av ett utdraget produktionsstopp i en av de producerande enheterna i väntan på reparation av borrhuvudet. I början av 2012 förlorades också all produktion från Oudnafältet i Tunisien efter att hårt väder förorsakat en bristning i ett av borrhörnen på Ikdam FPSO:n. Reparation bedömdes inte som ekonomiskt försvarbar och Oudnafältet övergavs under 2012.

Lundin Petroleums produktion för 2013 om mellan 33 000 och 38 000 boepd förväntas ligga på liknande nivåer som under 2012. Goda produktionsresultat förväntas från Alvheim- och Volundfälten, efter det att en ny borring på Alvheim slutförts i slutet av 2012 och en ny borring på Volund påbörjats i början av 2013. Produktionen under tredje kvartalet 2013 kommer att påverkas negativt av ett underhållsstopp för Alvheim FPSO:n. Produktionsstart för Brynhildfältet förväntas under fjärde kvartalet 2013. Projektet avancerar för närvarande enligt tidsplan och förväntas öka nettoproduktionen till över 40 000 boepd vid årets slut.

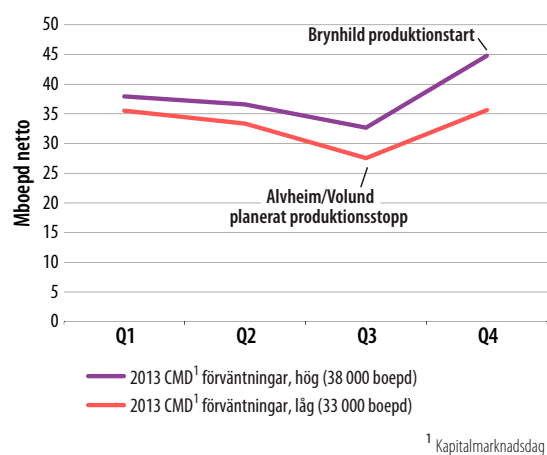
Under 2012 godkändes utbyggnadsplanerna för Bøyla- och Edvard Griegfälten. Produktionsstart förväntas under 2014 respektive 2015, vilket innebär att Lundin Petroleum kommer att ha fördubblat sin produktion vid slutet av 2015. Denna ökning inkluderar inte eventuellt tillskott från den potentiella utbyggnaden av Bertamfältet i Malaysia, där inlämning av en utbyggnadsplan är planerad till 2013, med produktionsstart under 2015 och uppskattad platåproduktion på ca 15 000 boepd, brutto. Lundin Petroleum har en 75-procentig andel i Bertam.

Det gigantiska Johan Sverdrupfältet, med planerad produktionsstart 2018 har potential att vid platåproduktion fyrdubbla den nuvarande nettoproduktionen. Detta inkluderar inte tillskott från resten av de betingade resurserna, ej heller något tillskott från de 10 till 15 prospekteringsborringar Lundin Petroleum planerar att genomföra varje år.

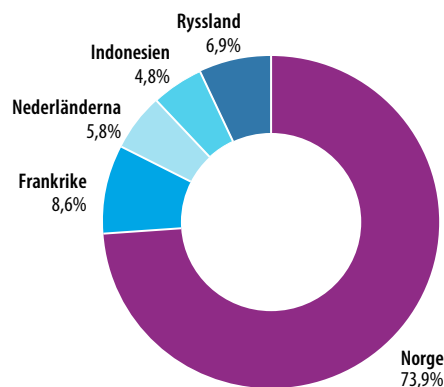
PRODUKTIONSRESULTAT 2012



FÖRVÄNTAD PRODUKTION 2013



FÖRVÄNTAD PRODUKTION PER LAND 2013





Definition Reserver

RESERVER	BEVISADE RESERVER	SANNOLIKA RESERVER
<p>Lundin Petroleum beräknar reserver och resurser enligt 2007 års Petroleum Resource Management Systems (PRMS) riktlinjer från Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Congress (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) och Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) och i enlighet med Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (COGE Handbook) och Canadian National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities. Lundin Petroleums reserver är reviderade av ERC-Equipoise Ltd. (ERCE), ett oberoende revisionsföretag. Reserver definieras som den mängd petroleum som förväntas vara kommersiellt utvinningsbar från kända ansamlingar från en viss tidpunkt och framåt. Uppskattningar av reserver är förknippade med osäkerhet och för att specificera osäkerhetsgraden delas reserverna in i tre kategorier: bevisade, sannolika och möjliga. Lundin Petroleum rapporterar sina reserver som bevisade och sannolika, även förkortat 2P.</p>	<p>Bevisade reserver är sådana kvantiteter av petroleum som kan uppskattas, genom analys av geologiska data och ingenjördata, vara med skälig tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiskt läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande statliga bestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Skulle deterministiska metoder tillämpas skulle termen skälig tillförlitlighet anses uttrycka en hög grad av tillit att dessa kvantiteter kan utvinnas. Skulle sannolikhetslära tillämpas skulle det vara minst 90 procents sannolikhet att kvantiteterna som utvinns är minst lika med eller större än de uppskattningar som gjorts.</p>	<p>Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av geologiska data samt ingenjördata anses mer sannolika att kunna utvinnas än motsatsen. I detta sammanhang, då sannolikhetslära tillämpas, ska det vara minst 50 procents sannolikhet att kvantiteterna som utvinns är minst lika med eller större än summan av uppskattade bevisade och sannolika reserver.</p>

Definition Resurser

BETINGADE RESURSER	PROSPEKTERINGSRESURSER
<p>Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar genom att använda etablerad teknik eller teknik som är under utveckling, men som inte är att anse som kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser. Betingelser kan inkludera faktorer såsom ekonomiska, legala, miljö-, politiska och regulatoriska frågor eller avsaknad av efterfrågan. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de betingade resurserna.</p>	<p>Prospekteringsbara resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från icke-upptäckta ansamlingar genom framtida utbyggnadsprojekt. Det finns en osäkerhet avseende upptäckten och utbyggnaden av prospekteringsbara resurser. Det är inte säkert att någon del av de prospekteringsbara resurserna kommer att upptäckas. Om de upptäcks är det inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de prospekteringsbara resurserna.</p>

OLJE- EFTERFRÅGAN FÖRBLIR HÖG



OLJEMARKNADEN – ÖVERSIKT

Utbud, efterfrågan och priset på olja

Olja är fortfarande det viktigaste energislaget för världens energikonsumtion och förväntas så förbli under årtionden framöver. Bortsett från 2008/2009 har världens efterfrågan på olja sedan 1994 ökat med en genomsnittlig årlig tillväxttakt (Compounded Annual Growth Rate, CAGR) på 1,4 procent varje år fram till 2012. Efterfrågan på olja i världen uppgick 2012 till strax under 90 miljoner fat per dag jämfört med mindre än 70 miljoner fat per dag så nyligen som i mitten på nittiotalet. Den ekonomiska tillväxten utanför OECD fortsätter att driva upp efterfrågan på olja, medan efterfrågan i OECD-länderna försätter att sjunka på grund av trög ekonomisk tillväxt samt förbättrad bränsleeffektivitet. Trenden beträffande oljekonsumtionen i ekonomier utanför OECD är fortfarande relativt låg, men allteftersom dessa ekonomier fortsätter att växa och bli mer industrialiserade kommer denna trend också att öka trots fortsatt förbättrad energieffektivitet. Oljekonsumtionen förväntas öka ytterligare under kommande årtionden. En drivande faktor är efterfrågan från transportsektorn, i synnerhet från tunga fordon. Efterfrågan från personfordon förväntas förbli relativt oförändrad, trots att det totala antalet personfordon i världen antas fördubblas till 1,6 miljarder fordon till 2040.

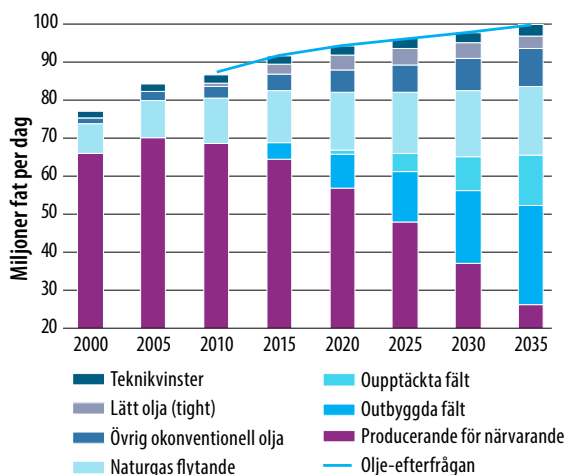
Världens årliga oljekonsumtion uppgår för närvarande till ungefär 32 miljarder fat. För att upprätthålla en konstant reservbas, vilket är nödvändigt för att säkerställa tillräcklig tillgång på olja, behöver världen alltså ersätta 32 miljarder fat olja varje år, antingen genom nya fyndigheter eller genom förbättrad utvinning från existerande fyndigheter. På senare år uppgår den genomsnittliga mängden nyupptäckt olja per år

bara till ungefär en tredjedel av världens årliga oljekonsumtion. Utbudet av olja står inför flera utmaningar. Förutom att den årliga oljekonsumtionen konsekvent överstiger nyupptäckta volymer, sker också en kontinuerlig produktionsminskning från de äldre fälten. Världens oljeutbud kommer i hög utsträckning från äldre oljefält där produktionen nu minskar. Det finns olika uppfattningar om hur snabbt den nuvarande produktionen minskar, men forskare pekar på en minskningshastighet på mer än fem procent per år, vilket innebär en minskning av den dagliga produktionen från befintliga fält med runt 4,5 miljoner fat eller mer.

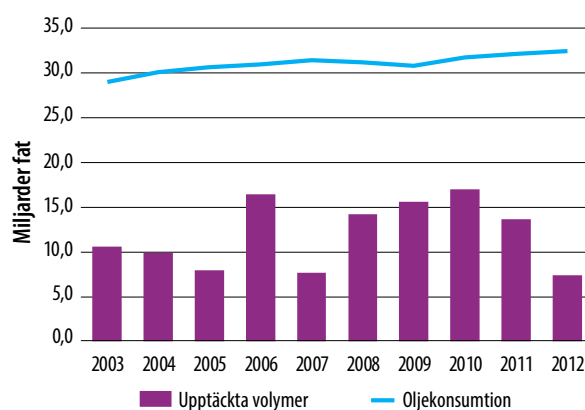
Genomsnittspriset för Dated Brent råolja under 2012 var 112 USD per fat, vilket är i stort sett oförändrat sedan 2011. Oljeprisnivån under 2011 och 2012 har, justerat för inflation, inte överträffats under något år sedan 1900-talets början. Det höga oljepriset har medfört att vissa upptäckta resurser blivit kommersiellt gångbara trots de höga utbyggnads- och produktionskostnaderna som är förenade med dessa resurser. Exempel på denna högkostnadskategori är utbyggnader på mycket stora vattendjup och/eller resurser som finns i djupt belägna reservoarer, liksom okonventionella resurser som skifferolja och tjärsand. Sådana marginella utbyggnader ökar visserligen utbudet av olja, men är, eftersom de blir oekonomiska vid lägre oljepris, endast att räkna med så länge oljepriset förblir högt.

En fortsatt ökning av efterfrågan på olja och en relativt hög takt i vilken produktionen från äldre fält avtar, gör att Lundin Petroleum har stark tilltro till fortsatt högt oljepris.

PROGNOS UTBUD OCH EFTERFRÅGAN PÅ OLJA



OLJEKONSUMTION jmf. FYNDIGHETER



Källa: IEA WEO 2012

EKONOMISK VÄRDERING AV ETT PROSPEKTERINGS- OCH PRODUKTIONS BOLAG

Värdering – en översikt

Investerare använder sig av många olika värderingsmetoder när de bestämmer vilka bolag de ska investera i. Som illustreras i tabellen på sidan 21 finns ett flertal metoder som var och en leder till en specifik och unik värdering av bolaget. Var och en av dessa metoder fokuserar på olika värderingskomponenter och leder till olika värderingsresultat. En investerare förlitar sig dock normalt inte på bara en värderingsmetod utan baserar med all sannolikhet sitt investeringsbeslut på en kombination av värderingsmetoder, finansiella nyckeltal och andra faktorer såsom hur bolaget är finansierat, ledningens tidigare prestationer och utsikterna för tillväxt.

Svårigheten för en investerare som söker jämföra bolag med hjälp av dessa värderingsmetoder är att oljebolag befinner sig ofta i olika stadier av sin livscykel, vilket medför att direkta jämförelser kanske inte ger ett meningsfullt mätvärde. Ett bolag med mogna tillgångar kan ge goda resultat enligt kassaflödesmultipler, men kan sakna resurser för framtida tillväxt. Ett bolag med betydande utbyggnadsprojekt ger enligt samma kassaflödesmetod svaga resultat men har samtidigt enorm tillväxtpotential.

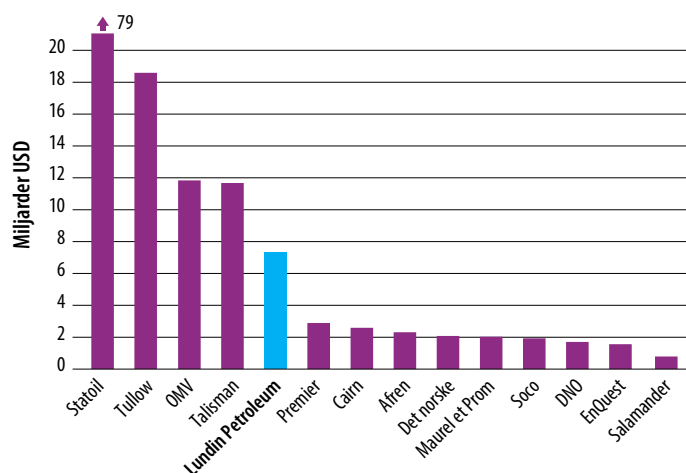
För att kunna göra meningsfulla jämförelser måste man först till fullo förstå värderingsmetodernas relevans för varje specifikt bolag.

Direktavkastning

Bolag med överlikviditet kan antingen återinvestera i sin befintliga tillgångsbas, betala av skulder, göra aktieutdelningar till aktieägarna eller köpa tillbaka sina egna aktier. Allteftersom bolag växer och genererar allt större kassaflöde, har de en tendens att övergå till bolag som gör regelbundna aktieutdelningar. När ett bolag blivit en känd och tillförlitlig givare av utdelningar, tenderar direktavkastning att bli bolagets främsta värderingsmetod.

Analytiker som bevakar Lundin Petroleum		
BANK/MÄKLARE	ANALYTIKER	KONTAKT
ABG Sundal Collier	Anders Holte	anders.holte@abgsc.no
Arctic Securities	Christian Yggeseth	christian.yggeseth@arcticsec.no
Bank of America Merrill Lynch	Alexander Holbourn	alexander.holbourn@baml.com
BMO Capital Markets	Kimberley Thompson	kimberley.thompson@bmo.com
Canaccord Genuity	Thomas Martin	tmartin@canaccordgenuity.com
Carnegie ASA	Alexander Vilval	alexander.vilval@carnegie.se
Cheuvreux Nordic	Joakim Ahlberg	jahlberg@cheuvreux.com
Citigroup Global Market	Michael Alsford	michael.alsford@citi.com
Credit Suisse	Thomas Adolff	thomas.adolff@credit-suisse.com
Danske Capital	Andre Baustad Benonisen	andre.benonisen@danskebank.com
Deutsche Bank	Phil Corbett	phil.corbett@db.com
DnB Nor	Espen Hennie	espen.hennie@dnbnor.no
First Securities AS	Teodor Sveen Nilsen	tsn@first.no
GMP Securities Europe LLP	Tao Ly	tao.ly@gmpeurope.com
Goldman Sachs International	Christophor Jost	christophor.jost@gs.com
Handelsbanken Capital Markets	Anne Gjøen	angj01@handelsbanken.no
Macquarie Securities Group	Mark Wilson	mark.wilson@macquarie.com
Morgan Stanley	Jamie Maddock	jamie.maddock@morganstanley.com
Nomura	Tom Robinson	tom.robinson@nomura.com
Nordea	Christian Kopfer	christian.kopfer@nordea.com
Öhman	Petter Hjertstedt	petter.hjertstedt@paretoohman.se
Royal Bank of Canada	James Hosie	james.hosie@rbccm.com
Scotia Capital	Gavin Wylie	gavin_wylie@scotiabank.com
SEB Enskilda	Julian Beer	julian.beer@enskilda.se
Société Générale	David Mirzai	david.mirzai@sgcib.com
Spare Bank 1	Kristoffer Dahlberg	kristoffer.dahlberg@sb1markets.no
TD Securities	Shahin Amini	shahin.amini@tdsecurities.com
Wood Mackenzie	Tom Ellacott	tom.ellacott@woodmac.com

BÖRSVÄRDEN JÄMFÖRELSEGRUPP 31 DECEMBER 2012



Värderingsmetoder				
Täljare	Nämnare	Resultat	Styrka	Svaghet
EV / 2P RESERVER USD/boe				
Enterprise Value (EV) = börsvärde + nettoskuld	Bevisade + sannolika reserver, certifierade av reservrevisor i enlighet med standardiserad definition av reserver (2P)	Mäter vilket värde aktiemarknaden sätter på varje fat 2P-reserver	EV kan lätt härledas eftersom det är en funktion av bolagets börsvärde och nettoskulder, vilka båda normalt är lättillgängliga. 2P-reserver rapporteras i enlighet med standardiserade definitioner och är i normalfallet certifierade av en oberoende revisor. De flesta prospekterings- och produktionsbolag rapporterar 2P-reserver en gång per år.	Denna värderingsmetod tar inte hänsyn till de tillgångar som inte klassificerats som reserver, såsom betingande resurser (2C), och prospekteringsresurser. Den gör heller inte skillnad på producerande reserver (mer värdefulla) och reserver som är outbyggda eller under utbyggnad (mindre värdefulla). Den tar heller inte hänsyn till verksamhetens förmåga att generera kassaflöden.
EV / 2P + 2C RESURSER USD/boe				
Enterprise Value (EV) = börsvärde + nettoskuld	2P-reserver + betingade resurser (2C), certifierade av oberoende revisor eller ej	Mäter vilket värde aktiemarknaden sätter på varje fat 2P-reserver + 2C-resurser	EV kan lätt härledas eftersom det är en funktion av bolagets börsvärde och nettoskulder, vilka båda normalt är lättillgängliga. Inkluderar alla upptäckta resurser i portföljen (reserver och resurser). De flesta prospekterings- och produktionsbolag rapporterar 2P-reserver och 2C-resurser en gång per år.	Denna värderingsmetod tar inte hänsyn till prospekteringsresurser i bolagets portfölj. Den gör heller inte skillnad på producerande reserver (mer värdefulla) och reserver som är outbyggda eller under utbyggnad (mindre värdefulla). Den tar heller inte hänsyn till skillnader i utbyggnadskostnader och skattesatser för de outbyggda reserverna och betingade resurserna, ej heller till verksamhetens förmåga att generera kassaflöden.
EV / 2P + 2C + RP-RESURSER				
Enterprise Value (EV) = börsvärde + nettoskuld	2P-reserver + 2C-resurser + kvalificerade prospekteringsresurser (Risky Prospective (RP) resources), certifierade av oberoende revisor eller ej	Mäter vilket värde aktiemarknaden sätter på varje fat 2P-reserver + 2C-resurser + kvalificerade prospekteringsresurser	EV kan lätt härledas eftersom det är en funktion av bolagets börsvärde och nettoskulder, vilka båda normalt är lättillgängliga. Inkluderar alla upptäckta resurser i portföljen (reserver och resurser) liksom alla kvalificerade upptäckta resurser i portföljen. De flesta prospekterings- och produktionsbolag rapporterar 2P-reserver, 2C-resurser och kvalificerade prospekteringsresurser en gång per år.	Denna värderingsmetod gör inte skillnad på producerande reserver som (mer värdefulla) och reserver som är outbyggda eller under utbyggnad (mindre värdefulla). Den tar heller inte hänsyn till skillnader i utbyggnadskostnader och skattesatser för de outbyggda reserverna och betingade resurserna. Kvalificerade prospekteringsresurser är ett mycket subjektivt mått eftersom dessa resurserns verkliga existens ännu inte påvisats. Den tar heller inte hänsyn till verksamhetens förmåga att generera kassaflöden.
P/E-TAL				
P = Bolagets aktuella aktiekurs	E = Årlig nettovinst efter skatt, per aktie	Mäter hur många gånger årsvinsten marknaden värderar bolaget till	Aktuell aktiekurs är alltid lättillgänglig. Årlig nettovinst är alltid lättillgänglig samt rapporteras och revideras enligt standardiserade definitioner världen över.	Nettovinsten för ett prospekterings- och produktionsbolag speglar endast producerande tillgångar. Outbyggda 2P-reserver och 2C-resurser rapporteras inte i resultaträkningen förrän de tagits i produktion. Inte heller prospekteringsresurser rapporteras i resultaträkningen. Värderingsmetoden tar inte hänsyn till verksamhetens förmåga att generera kassaflöden.
EV/EBITDA				
Enterprise Value (EV) = börsvärde + nettoskuld	EBITDA = Vinst före räntor, skatt, av- och nedskrivningar, på årlig basis	Mäter hur många gånger årlig EBITDA marknaden värderar bolaget till, inklusive bolagets nettoskuld	EV kan lätt härledas eftersom det är en funktion av bolagets börsvärde och nettoskuld, vilka båda normalt är lättillgängliga. Ett bolags årliga EBITDA är alltid lättillgänglig samt rapporteras och revideras enligt standardiserade definitioner världen över.	EBITDA för ett prospekterings- och produktionsbolag speglar endast producerande tillgångar. Outbyggda 2P-reserver och 2C-resurser rapporteras inte i resultaträkningen förrän de tagits i produktion. Inte heller prospekteringsresurser rapporteras i resultaträkningen. EBITDA speglar inte de potentiella kassapåverkande skatteeffekterna av producerande reserver – dessa skatter kan variera avsevärt från koncession till koncession vilket innebär att förmågan att generera kassaflöden efter skatt inte nödvändigtvis står i linjært förhållande till EBITDA-mättet.
EV/OCF				
Enterprise Value (EV) = börsvärde + nettoskuld	OCF = operativt kassaflöde, per år, normalt rapporteras OCF efter skattebetalningar	Mäter hur många gånger årlig OCF marknaden värderar bolaget till, inklusive bolagets nettoskuld	EV kan lätt härledas eftersom det är en funktion av bolagets börsvärde och nettoskuld, vilka båda normalt är lättillgängliga samt rapporteras och revideras enligt standardiserade definitioner världen över.	Det rapporterade OCF för ett prospekterings- och produktionsbolag speglar endast producerande tillgångar. Outbyggda 2P-reserver och 2C-resurser rapporteras inte i resultaträkningen förrän de tagits i produktion. Inte heller prospekteringsresurser rapporteras i resultaträkningen.
SUBSTANSVÄRDE				
		Mäter värdet av förväntat framtida diskonterat kassaflöde (DCF) från bolagets tillgångsbas	Speglar bolagets hela kassaflödesgenerering från tillgångsbasen, inklusive ännu outbyggda 2P-reserver och 2C-resurser samt en uppskattad värdering av bolagets kvalificerade prospekteringsresurser (prospekteringsstillgångar).	Kräver mycket detaljerad information om 2P-reserver, 2C-resurser och kvalificerade prospekteringsresurser, liksom om skatteregimen för varje koncession. Denna detaljnivå är normalt inte tillgänglig för utomstående/tredje part. Dessutom måste godtyckliga antaganden göras om olje-/gaspriser, valutakurser och diskonteringsräntor, liksom uppskattningar avseende utbyggnadskostnader, vilka kan komma många år senare och kan därför vara svåra att uppskatta.

116 LICENSER 6 LÄNDER

Lundin Petroleum har sina prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två huvudsakliga områden, Norge och Sydostasien, samt har dessutom tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Lundin Petroleum håller fokus på framgångsrik prospektering i syfte att skapa aktieägarvärde, men har också resurser att ta dessa prospekteringsframgångar vidare till produktionsfasen.

Norge

Lundin Petroleum etablerade sig i Norge 2003 och har nu 61 licenser, med verksamhet inom såväl prospektering och utvärdering som utbyggnad och produktion. Under 2013 planeras tio prospekteringsborrningar i Norge. Framgångsrik prospektering har lett till utbyggnaderna Brynhild och Edvard Grieg, som blir starten för Lundin Norway som operatör för egna produktionsanläggningar. Den norska licensportföljen domineras av det gigantiska Johan Sverdrupfältet, som upptäcktes 2010 av Lundin Petroleum i PL501. Johan Sverdrup spänner över två licenser, PL501 och PL265, vilket kräver en samordningsprocess (unitisation) för att fördela resurserna mellan alla licensinnehavare. För att avgöra resursernas omfattning har hittills 15 borrningar genomförts på Johan Sverdrup. Statoil, som är operatör för PL265, har utsetts till arbetande operatör för Johan Sverdrupfältet under fasen för planering av utbyggnaden. Alvheim- och Volundfälten fortsätter producera enligt förväntan eller däröver, vilket genererar starka kassaflöden för återinvestering i verksamheten.

Sydostasien

Lundin Petroleum har fortsatt att utveckla sin verksamhet i Sydostasien. Borrningsverksamheten i Malaysia är nu inne på andra året och förberedelser pågår för ett borrprogram i Indonesien under 2013. Sju av tio prospekteringsborrningar i Malaysia har varit framgångsrika och Lundin Petroleum söker nu tekniska och kommersiella lösningar för att kunna bygga ut de kolväteresurser man funnit. Den fyndighet där arbetet kommit längst är Bertamfältet där tekniska studier nu genomförs för en fältutbyggnad.

Övriga

Lundin Petroleum fortsätter generera starkt kassaflöde från sin verksamhet i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Verksamheten i Tunisien avvecklades under 2012 i samband med återställningen av Oudnafältet.





RYSSLAND
3 LICENSER



MALAYSIA
6 LICENSER



INDONESIEN
6 LICENSER



FOTON

Överst vänster: Den halvt nedsänkbara borrhigen Bredford Dolphin som används för aktiviteter offshore Norge.

Överst höger: Utrustning i container ombord Bedford Dolphin.

Mitten höger: Borrning i Paris Basin, onshore Frankrike.

Nederst höger: Borrning, offshore Malaysiska halvön.

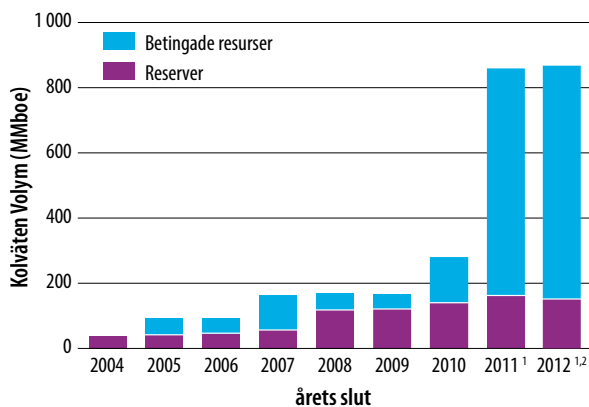
VERKSAMHETEN – NORGE

I NORGE HAR LUNDIN PETROLEUM SIN HUVUDSAKLIGA VERKSAMHET. BOLAGETS STRATEGI FÖR ORGANISK TILLVÄXT HAR LETT TILL EN NORSK LICENSORTFÖLJ SOM TÄCKER HELA SPEKTRUMET FRÅN PROSPEKTERING OCH UTVÄRDERING TILL UTBYGGNAD OCH PRODUKTION.

NORGE

NYCKELTAL NORGE	2012	2011
Reserver (MMboe)	152	162
Betingade resurser (MMboe)	715 ^{1,2}	697 ¹
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	27	23
Omsättning, netto (MUSD)	1 057	975
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	107	110
Utvinningskostnader (USD/boe)	5	4
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	72	64

RESURSER NORGE



¹ PL501 mittpunkten av tidigare meddelade intervall om 800–1 800 MMboe, brutto och PL265 mittpunkten av Statoils uppskattade intervall för Johan Sverdrup och Geitungenfyndigheten.

² Exkluderar Ragnarrock- och Luno South-fyndigheterna.



Verksamhet

Norge fortsätter att utgöra huvuddelen av Lundin Petroleum operativa verksamhet. Under 2012 stod Norge för 76 procent av bolagets totala produktion, 75 procent av bolagets bevisade och sannolika reserver, samt 77 procent av totala betingade resurser enligt bästa estimat. Detta bekräftar att det är i Norge som Lundin Petroleum kommer ha sin huvudsakliga produktion under kommande år. Under de kommande tre åren kommer merparten av Lundin Petroleum utbyggnadsutgifter att vara hänförliga till utbyggnadsprojekt i Norge.

Produktion

Produktionstillväxten från de norska tillgångarna fortsatte under 2012 till en årlig genomsnittsproduktion på 27 200 boepd, en ökning med 17 procent jämfört med 2011 års produktion.

Alvheim

Nettoproduktionen från Alvheimfältet (licensandel (l.a.) 15%) under 2012 var 11 800 boepd, en ökning med fem procent jämfört med 2011, vilket uppnåddes tack vare ytterligare två producerande borrhningar på Alvheim under 2012, liksom den utmärkta driftstiden för Alvheim FPSO:n på över 95 procent. Under 2012 sattes två nya borrhningar i produktion på Alvheim. I kombination med de två ytterligare producerande borrhningarna som genomfördes på Alvheim under 2011, och att reservoarqualitet var bättre än väntat, har Alvheims uppskattade slutliga utvinning, brutto, ökat från 167 MMboe vid slutet av 2005, då Alvheims utbyggnadsplan färdigställdes, till 291 MMboe vid slutet av 2012 – en ökning med 74 procent. Uppskattade betingade resurser, brutto, enligt bästa estimat, för Alvheimfältet uppgick till 52 MMboe vid slutet av 2012 och är hänförliga till potentiella områden för ytterligare producerande borrhningar. I 2012-års norska licensrunda tilldelades Alvheimpartnerskapet i januari 2013 ytterligare areal norr om Alvheimfältet, vilket ökade Alvheims tillväxtpotential genom att ny potentiell borrhningsbar areal kunde säkras i ett närbeläget område. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet 2012 låg under 5 USD per fat, exklusive vissa planerade underhållsarbeten.

Volund

Volundfältet (l.a. 35%) uppnådde under 2012 en genomsnittlig nettoproduktion på 13 100 boepd, vilket är en ökning med nio procent jämfört med 2011. Produktionen under 2012



överträffade förväntningarna tack vare bättre reservoarprestanda och bättre drifttid för Alvheim FPSO:n än förväntat. Ytterligare en utbyggnadsborrning genomfördes på Volund under 2012 och med produktionsstart tidigt 2013. Sedan Volundfältet togs i produktion 2010 har dess reservoarprestanda överträffat förväntningarna vilket har lett till att certifierad slutlig utvinning, brutto ökat från 50 MMboe, när utbyggnadsplanen lämnades in, till 62 MMboe, vid slutet av 2012. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var 2012 under 2 USD per fat på grund av lägre produktionskostnader och bättre produktion än förväntat.

Gaupe

Produktionen från Gaupefältet (l.a. 40%) inleddes den 31 mars 2012 och har sedan dess legat under förväntan. Teknisk analys indikerar att de två produktionsborrningarna, på grund av större fickbildning i reservoaren, är kopplade till lägre kolvätevolymen än enligt förväntan innan produktionsstart.

Utbyggnad

Edvard Grieg

Edvard Griegfältet (l.a. 50%) upptäcktes 2007 av Lundin Petroleum och i juni 2012 godkändes utbyggnadsplanen av norska Stortinget. Utbyggnadsplanen inbegriper en lösning för en samordnad utbyggnad av Edvard Griegfältet med det närliggande Ivar Aasenfältet (tidigare Draupne), beläget i PL001B där Det norske oljeselskap ASA är operatör. En utbyggnadsplan för Ivar Aasenfältet lämnades in i december 2012.

Edvard Griegfältet uppskattas innehålla 186 MMboe bruttoreserver, med förväntad produktionsstart i slutet av 2015 och förväntad toppproduktion på ungefär 100 000 boepd, brutto. Bruttoinvesteringen för Edvard Griegfältets utbyggnad uppskattas till 4 miljarder USD och omfattar plattform, pipelines och 15 borrningar. Kontrakt har tilldelats Kværner för projektering, upphandling och utförande av plattformens jacket och processdäck, Rowan Companies för en jack-up-rigg för utbyggnadsborrningarna och Saipem för de marina installationerna. Utbyggnaden fortlöper väl och bygget av jacketen som påbörjades 2012 är i full gång. En utvärderingsborrning planeras till 2013 i sydöstra delen av Edvard Griegfältet för att spåra ytterligare resurser och optimera utbyggnadsborrningarnas placering.

UTBYGGNADER I NORGE

Illustration av Edvard Grieg-plattformen och Brynhilds röranläggning på havsbotten.



Informationsbroschyrer om utbyggnaderna av Edvard Grieg och Brynhild finns på www.lundin-petroleum.com

VERKSAMHETEN – NORGE



Vänster till höger: Erik Sverre Jenssen, Chief Operating Officer och Torstein Sanness, VD, Lundin Norway.

Brynhild

En utbyggnadsplan för Brynhildfältet i PL148 (l.a. 90%) godkändes av det norska Olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet, med planerad produktionsstart i slutet av 2013, innehåller bruttoreserver om 23,1 MMboe och förväntas producera 12 000 boepd, brutto, vid platåproduktion. Utbyggnaden omfattar fyra borrhningar återkopplade till befintlig infrastruktur vid Piercefältet, beläget i den brittiska sektorn av Nordsjön, där Shell är operatör. Utbyggnaden har kommit långt vad gäller projektering och byggnation, och utbyggnadsborrning med jack-up-riggen Maersk Guardian kommer att påbörjas under andra kvartalet 2013. Under 2012 tillkännagav Lundin Petroleum att en överenskommelse träffats med Talisman Energy om att förvärva ytterligare 20 procent i PL148, vilket ökade bolagets intresseandel i fältet till 90 procent.

Bøyla

En utbyggnadsplan för Bøylafältet i PL340 (l.a. 15%) godkändes 2012 av det norska Olje- och energidepartementet. Bøylafältet innehåller bruttoreserver på 21 MMboe och kommer att byggas ut som en 28 km lång återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n. Planen är att påbörja utbyggnadsborrning under 2013 med målsättningen att påbörja oljeproduktion från Bøylafältet under fjärde kvartalet 2014 med en platåproduktion om 19 000 boepd, brutto.

Johan Sverdrup (utvärdering)

2010 upptäckte Lundin Petroleum Avaldsnesfältet i PL501 (l.a. 40%). 2011 upptäckte Statoil fyndigheten Aldous Major South i angränsande PL265 (l.a. 10%). Efter kontinuerlig utvärderingsborrning under 2011 konstaterades att de två fyndigheterna var sammanhängande. I januari 2012 bytte den kombinerade fyndigheten namn till Johan Sverdrup. Lundin Petroleum, som operatör för PL501, och Statoil, som operatör för PL265, har uppskattat de totala resurserna till mellan 800 och 1 800 MMboe i PL501 och mellan 900 och 1 500 MMboe i PL265. Både Lundin Petroleum och Statoil har också meddelat att en resursuppdatering sannolikt är att vänta i slutet av 2013 i samband med att valet av utbyggnadskoncept enligt plan ska vara genomfört.

Fyndigheten uppskattas omfatta 180 km². Utvärderingsborrningar som utförts i både PL501 och PL265 bekräftar kontakten mellan

olja och vatten och reservoarkvaliteten vid varje borrhning, liksom reservoarens sannolika areal och sandfördelning.

Johan Sverdrupfältet innehåller två huvudsakliga reservoarer från juraåldern, en av Draupnesandsten, också kallad volgiansk sandsten, och därunder sandsten av Vestlandtyp. Draupnesandstenen har utmärkta reservoaregenskaper och innehåller merparten av Johan Sverdrups resurser. Vestlandsandstenen har också mycket god reservoarkvalitet med sandtyper av varierande genomtränglighet, men har fler skifferintervall (lägre nettomängd sand) och varierar mer i sidled. Det seismiska underlaget är gott nog för att kunna göra tillförlitliga uppskattningar av reservoarens övre del i de flesta av borrhningarna. Tjockleken på juraålderspartiet varierar för hela fältet, men är generellt sett tjockare mot väst. Under 2012 har totalt fyra utvärderingsborrningar och två sidospårsborrningar utförts i PL501 samt ytterligare två utvärderingsborrningar i PL265, vilket innebär att totalt 15 borrhningar har genomförts på strukturen.

I januari 2012 slutfördes utvärderingsborrningen 16/5-2S i PL501. Målet med borrhningen var att avgränsa den södra flanken av Johan Sverdrupfyndigheten inom PL501. Reservoaren påträffades djupare än förväntat och befann sig därför nedanför kontakten mellan olja och vatten.

Lundin Petroleum har, vid årsslutet 2012, inte offentliggjort några resursuppdateringar avseende Johan Sverdrup, men gör utifrån resultaten för utvärderingsborrningarna så här långt helhetsbedömningen att det för närvarande mest sannolika mitt-scenariot är att Johan Sverdrupresurserna inom PL501 kommer att vara i den lägre halvan av det tidigare uppskattade intervallet 800 till 1 800 MMboe.

Sannolikt kommer under 2013 åtminstone två ytterligare utvärderingsborrningar utföras både i PL501 och PL265, i syfte att bättre definiera utvinningsbara resurser och ta fram underlag för strategin för utbyggnadsplaneringen. I PL501 kommer den ena av utvärderingsborrningarna att ha som mål fyndighetens sydvästra del, norr om borrhning 16/5-2, och den andra fyndighetens nordöstra del, öster om borrhning 16/2-13. I PL265 kommer den ena av utvärderingsborrningarna att ha som mål förkastningskanten med en borrhning mellan borrhningarna

Johan Sverdrup, sammanfattning av borrhningar				
BORRNING	LICENS	STATUS	RESERVOAR, BRUTTO	OLJEKOLONN, BRUTTO
16/2-6 Avaldsnes	PL501	Fyndighet	23,5m	17m
16/2-6 T2	PL501	Sidospår	25m	18m
16/3-4	PL501	Utvärdering	14,5m	14m
16/3-4A	PL501	Sidospår	4,5m	4,5m
16/2-8 Aldous MS	PL265	Utvärdering	73m	67,5m
16/2-7	PL501	Utvärdering	47m	7m
16/2-9S Aldous MN	PL265	Fyndighet	i.u.	8m
16/2-7A	PL501	Sidospår	23m	16m
16/2-10 Espevær	PL265	Utvärdering	71m	64,5m
16/5-2S	PL501	Utvärdering	9m	0m
16/2-11	PL501	Utvärdering	55,5m	55,5m
16/2-11A	PL501	Sidospår	48,5m	32,5m
16/2-13S	PL501	Utvärdering	25m	25m
16/2-13A	PL501	Sidospår	27,5m	11,5m
16/2-12 Geitungen	PL265	Fyndighet	35m	35m
16/2-14 Esp. High	PL265	Utvärdering	31,5m	30m
16/2-16	PL501	Utvärdering	55m	1,5m
16/2-16A T2	PL501	Sidospår	70m	30m
16/2-15 Kvitsøy	PL265	Utvärdering	52m	32m
16/3-5	PL501	Utvärdering	30m	30m

16/2-8 och 16/2-15, och den andra kommer att genomföras på den västra sidan av förkastningen i närheten av borrhning 16/2-14.

Lundin Petroleum, som operatör för PL501, har slutit ett pre-unit avtal med sina partners i PL501 och PL265 om gemensam utbyggnad av Johan Sverdrupfältet. Statoil har utsetts till arbetande operatör för pre-unit fasen. Samtliga partners i PL501 och PL265 har kommit överens om en tidsplan för Johan Sverdrupfältet. Utbyggnadskoncept ska väljas under fjärde kvartalet 2013, utbyggnadsplan lämnas in under fjärde kvartalet 2014 och produktion påbörjas i slutet av 2018.

Prospektering

Lundin Petroleums prospekteringsstrategi är att identifiera kärnområden i vilka bolaget skaffar sig en betydande position med stora ägarandelar och operatörskap. De årliga prospekteringsprogrammen koncentreras sedan till arbete inom dessa kärnområden, men också till att identifiera nya kärnområden.

Nuvarande kärnområden:

- » Utsirahöjden
- » Barents hav
- » Nya områden
 - Utgardhöjden
 - Södra Nordsjön
 - Møre Basin

Utsirahöjden

Under 2007 fann Lundin Petroleum, genom upptäckten av Edvard Griegfyndigheten, nyckeln till de geologiska förutsättningarna i Utsirahöjdsområdet. Påföljande borrhningar i liknande strukturer runt Utsirahöjdsområdet ledde 2010 till upptäckten av Avaldsnes (Johan Sverdrup). Arbetet i området,

tillsammans med en fördjupad geologisk förståelse, har genererat många nya potentiellt borrhningsbara strukturer.

I augusti 2012 slutfördes framgångsrikt prospekteringsborrningen 16/2-12 på Geitungenstrukturen i PL265 (i.a. 10%) som en ny oljefyndighet. Borrningen utfördes norr om Johan Sverdrupfyndigheten och söder om Aldous Major North-fyndigheten 16/2-9S. Data från borrhningen indikerar att Geitungenstrukturen är i förbindelse med Johan Sverdrupfyndigheten. Preliminära beräkningar gjorda av operatören Statoil indikerar att Geitungenfyndigheten innehåller mellan 140 och 270 miljoner fat utvinningsbar olja, brutto. Utbyggnaden av Geitungen kommer att ske som en del av utbyggnaden av Johan Sverdrup.

Lundin Petroleums prospekteringsprogram i Utsirahöjdsområdet under 2013 består av sex prospekteringsborrningar, bland andra med mål strukturerna Luno II, Kopervik och Torvastad, vilka är liknande geologiska förlängningar som Johan Sverdrup och Edvard Grieg.

Barents hav

Lundin Petroleum innehar en av de största arealerna i Barents hav i närheten av Statoils oljefyndigheter Skrugard och Havis. Lundin Petroleum utförde sin första borrhning som operatör i Barents hav 2011, vilket ledde till gasfyndigheten Skalle. Ytterligare två borrhningar genomfördes under 2012.

Lundin Petroleum genomförde 2012 en borrhning på Salinastrukturen belägen på västra flanken av Loppahöjden i Barents hav i PL533 (i.a. 20%) och påträffade gas/kondensat. Preliminära beräkningar, som genomförts av norska Oljedirektoratet, ger ett intervall om mellan 174 och 246 miljarder kubikmeter (bcf) (29 och 41 MMboe), brutto, av utvinningsbar gas/kondensat. Ytterligare potential finns i förkastningsfickor förbundna med Salinastrukturen.

VERKSAMHETEN – NORGE

Ytterligare en prospekteringsborrning genomfördes i Barents hav i PL490 (l.a. 50%). Borrningen var belägen 10 km nordväst om Snøhvitfältet och hade som mål strukturerna Snurrevad och Juksa, som ligger ovanpå varandra, med reservoarer från tidig krita-/sen juraålder. Ingen reservoar på juranivån påträffades vid Snurrevad. Den tunna oljeförande sandstenen som påträffades i Juksafyndigheten kommer sannolikt inte att vara kommersiell, men det är ändå uppmuntrande att borrningen påträffade oljeförande sand istället för gas.

Under 2013 planerar Lundin Petroleum att genomföra en borrning på Gohtastrukturen i PL492 (l.a. 40%) med strukturer ovanpå varandra vid nivåer från trias- och karbonåldrarna som mål.

Övriga – södra Nordsjön

I juni 2012 slutfördes prospekteringsborrningen 2/8-18S med målsättning att nå strukturen Clapton i PL440s (l.a. 18%) i södra Nordsjön av operatören Faroe Petroleum. Borrningen påträffade inga kolväten och pluggades därför igen och övergavs.

Under 2013 har Lundin Petroleum ett program som omfattar två borrningar i södra Nordsjön. Ognaborrningen i PL453s (l.a. 35%), som påbörjades i januari 2013, med målsättning att nå kolväten i reservoarer från tidig till mellersta juraålder, pluggades igen och övergavs som ett torrt håll. Den andra borrningen kommer att ha som målsättning Carlsbergstrukturen i PL495 (l.a. 60%).

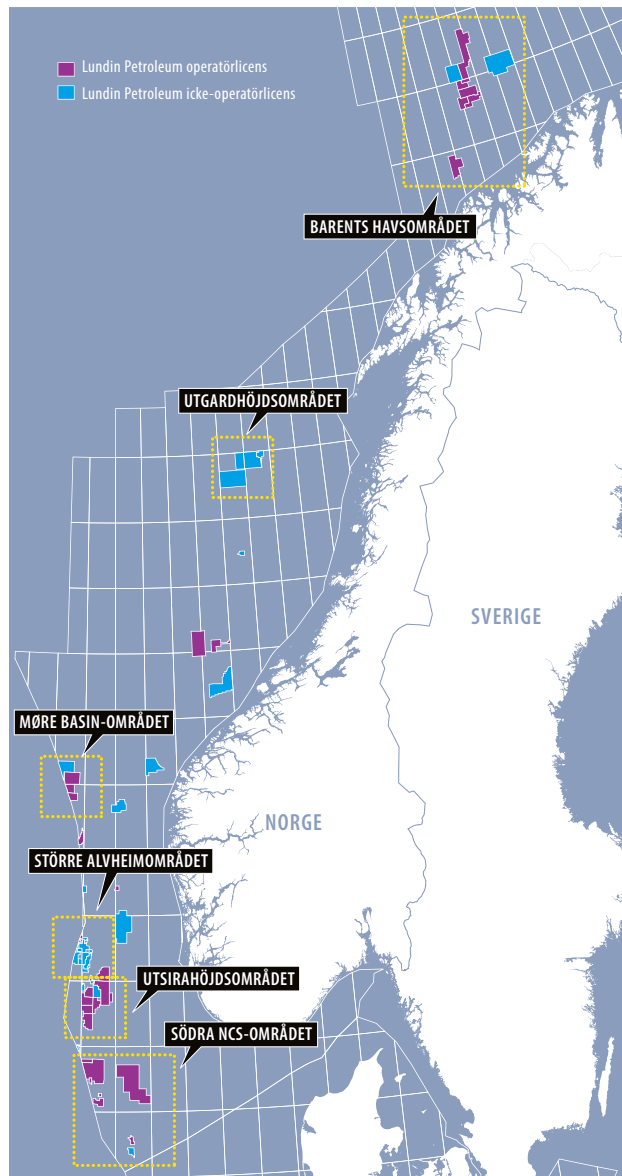
Övriga – Møre Basin

I oktober 2012 tillkännagav Lundin Petroleum resultaten från Albertborrningen i PL519 (l.a. 40%). Borrningen påträffade olja i en tunn reservoarsekvens från kritaåldern vid den förväntade nivån för det primära målet, men på grund av den tunna tjockleken och reservoarens osäkra fördelning bedöms fyndigheten för närvarande inte som kommersiell. Albertstrukturen har dock fortfarande potential om tjockare reservoarsektioner från kritaåldern kan identifieras på denna stora struktur. Under 2014 planeras ytterligare prospekteringsaktiviteter i detta område med borrning av Stormstrukturen i PL555, där Lundin Petroleum har en 60-procentig licensandel och är operatör.

Övriga – Utgardhøyden

Lundin Petroleum har byggt upp en betydande arealposition i Utgardhøysområdet i Norska havet. Utgardhøysområdet ligger på samma geologiska trend som de oljerika Halten- och Donnaterrasserna. Under 2013 kommer Sverdrupstrukturen i PL330 (l.a. 30%) att borraras med målsättning att nå reservoarer från krita- och juraåldern.

I januari 2012 tilldelades Lundin Petroleum tio nya prospekteringslicenser i 2011-års norska licensrunda. Lundin Petroleum är operatör för fyra av licenserna. I januari 2013 tilldelades Lundin Petroleum ytterligare sju prospekteringslicenser i 2012-års norska licensrunda. Lundin Petroleum är operatör för två av licenserna. Fyra av de sju licenserna är i Nordsjön, två i Norska havet och en i Barents hav. Lundin Petroleum har lämnat in ett flertal licensansökningar för den 22:a norska licensrundan. Tilldelningen förväntas tillkännas av det norska Olje- och energidepartementet under första halvåret 2013.



Karta över licenserna i Norge, som visar bolagets kärnområden

Lundin Petroleums prospekteringsprogram i Norge för 2013 kommer bestå av tio prospekteringsborrningar för vilka borrhargar har säkrats.

UTSIRAHÖJDSOMRÅDET

Utbyggnad av Edvard Grieg PL338 (l.a. 50%)

- » Edvard Griegfyndighet (Luno) gjord 2007
- » Tellusfyndigheten gjord 2011
- » Edvard Grieg/Tellus nettoreserver om 92,9 MMboe
- » Edvard Grieg/Tellus utbyggnadsplan (PDO) godkänd 2012 och utbyggnad påbörjad
- » Förväntad produktionsstart slutet av 2015
- » Edvard Grieg utvärderingsborrning planeras 2013

Prospektering i Utsirahöjdsområdet

- » Fem prospekteringsborrningar planeras i Utsirahöjdsområdet under 2013
 - PL359 (l.a. 40%), strukturen Luno II
 - PL625 (l.a. 40%), strukturen Kopervik
 - PL544 (l.a. 40%), strukturen Biotitt
 - PL501 (l.a. 40%), strukturen Torvastad
 - PL410 (l.a. 70%), beroende på resultaten från Luno II

Utvärdering av Johan Sverdrup

PL501 (l.a. 40%) och PL265 (l.a. 10%)

- » Johan Sverdrupfyndighet (Avaldsnes) gjord 2010 i PL501 och Aldous Major South-fyndighet gjord 2011 i PL265
- » 15 borrningar genomförda till dags datum
- » Uppskattade resurser, brutto, om 800–1 800 MMboe i PL501 och 900–1 500 MMboe i PL265¹
- » Resurser i PL501 och PL265 skall bli föremål för samordning (unitisation), pre-unit avtal har undertecknats
- » 4 utvärderingsborrningar och 1 prospekteringsborrning planeras 2013

¹ Uppskattningen för PL265 har tillhandahållits av Statoil

STÖRRE ALVHEIMOMRÅDET

Alvheimfältet (l.a. 15%)

- » Reserver om 23,1 MMboe, netto
- » Slutlig utvinning om 291 MMboe, brutto
- » Produktion 2012 om 11 800 boepd, netto
- » 15 produktionsborrningar, 8 multilaterala borrningar
- » Ägande av Alvheim FPSO:n

Volundfältet (l.a. 35%)

- » Reserver om 10,7 MMboe, netto
- » Slutlig utvinning om 62 MMboe, brutto
- » Produktion 2012 om 13 100 boepd, netto

Bøylafältet PL340 (l.a. 15%)

- » Bøylafyndighet gjord 2009
- » Caterpillarfyndighet gjord 2011
- » Utbyggnadsplan (PDO) godkänd 2012
- » Reserver om 3,3 MMboe, netto

BARENTS HAVSOMRÅDET

PL438 (l.a. 25%)

- » Skalle gasfyndighet gjord 2011

PL533 (l.a. 20%)

- » Salina gasfyndighet gjord 2012

PL490 (l.a. 50%)

- » Borrningen Juksa genomförd 2012, påträffade tunn oljeförande sand

PL492 (l.a. 40%)

- » Gohtastrukturen, borrning planeras 2013

ÖVRIGA OMRÅDEN

Gaupe PL292 och PL292b (l.a. 40%)

- » Reserver om 0,9 MMboe, netto
- » Produktion 2012 om 2 300 boepd, netto

Brynhild PL148 (l.a. 90%)

- » Reserver om 20,8 MMboe, netto
- » Planerad produktionsstart i slutet av 2013

Södra NCS-området

- » Carlsbergstrukturen PL495 (l.a. 60%), borrning planeras 2013

Utgardhöjdsområdet

- » Sverdrupstrukturen PL330 (l.a. 30%), borrning planeras 2013

JOHAN SVERDRUP

HUR OKONVENTIONELLT TÄNKANDE LEDDE TILL UPPTÄCKTEN AV EN GIGANT I NORDSJÖN

HUR KUNDE ETT LITET SVENSKT OLJE- OCH GASBOLAG FINNA ETT OLJEFÄLT MED MILJARDER FAT UTVINNINGSBAR OLJA I HJÄRTAT AV NORSKA NORDSJÖN 45 ÅR EFTER ATT OMRÅDET ÖPPNADES FÖR PROSPEKTERING?

Utdrag från VD Ashley Heppenstalls anförande vid ONS-konferensen 2012

De norska och brittiska kontinentalsocklarna i Nordsjön består av i huvudsak samma sorts geologiska formationer och genom att dela upp kolväteresurserna mellan Norge och Storbritannien tycks naturen ha behandlat de båda länderna i stort sett lika. Utbyggnaden i den brittiska och norska sektorn har däremot gått framåt med mycket olika hastighet under de senaste 45 åren. Sedan 1965 har det i Norge gjorts ungefär 1400 prospekterings- och utvärderingsborrningar, jämfört med över 4500 i Storbritannien. Det är mycket tätare mellan prospekteringsborrningarna i Storbritannien än i Norge, i vissa områden upp till två till tre gånger tätare. Så vad beror detta på?

Det är inte för att den geologiska risken är högre i Norge än i Storbritannien, eftersom det rör sig om i huvudsak samma sorts geologiska formationer. Enligt min mening finns det två anledningar till den historiskt sett lägre prospekteringsaktiviteten i Norge.

För det första, uppmuntrande lägre skatter i Storbritannien har lett till mer aktiv prospektering än i Norge där skatterna var högre. Det betyder inte att skatterna är höga i Norge i relation till världen i övrigt, men om man stod inför samma struktur i Storbritannien som i Norge, med samma chans att lyckas, så skulle man borra strukturen i Storbritannien först. För det andra, styrdes den norska prospekterings- och produktionssektorn fram till för tio år sedan helt av de stora oljebolagen utan något deltagande från den oberoende sektorn. Jag tror att oberoende bolag möjligen är mer riskbenägna än storbolagen, och att de definitivt har en lägre tröskel för fältreserver när det gäller storleken på de strukturer de är villiga att borra. Jag tror att det tidigare deltagandet från oberoende bolag i Storbritannien



Vänster till höger: Hans Christen Rønnevik, Exploration Manager och Arild Jørstad, Senior Geophysicist, Lundin Norway

bidrog till ett ökat antal prospekteringsborrningar. Det historiskt sett lägre antalet prospekteringsborrningar i Norge har emellertid skapat möjligheter för Lundin Petroleum och andra oberoende aktörer på den norska kontinentalsockeln.

Nu skulle jag vilja gå in på de regulatoriska förutsättningarna i Norge. Först och främst vill jag gratulera den norska regeringen för det regelverk och det skattesystem man skapat på den norska kontinentalsockeln. En stabil skatteregim är av avgörande betydelse för vår verksamhet där vi fattar investeringsbeslut för projekt som förväntas producera under 20 eller 30 år. Skatteregimen i Norge har förmodligen varit den mest stabila i världen. Dessutom leds det norska Oljedepartementet och Oljedirektoratet av personer som förstår olje- och gasbranschen och många av dem kommer från branschen snarare än från karriärer som statstjänstemän. Detta är en mycket stor fördel för oss ur ett verksamhetsperspektiv och underlättar våra beslutsprocesser. Det finns fortfarande en uppfattning bland den vidare kretsen av investerare att skatterna på olja och gas är höga i Norge. Jag antar att det beror på att man historiskt sett alltid gjort jämförelsen med de lägre skattesatserna i Storbritannien. Men om vi räknar in Norges prospekteringsincitament, avdragsrätt som är landstäckande och inte fält per fält, extra avdrag för skatteändamål på utgifter, samt skatteavdrag för räntekostnader, så framstår 78 procent skatt som fördelaktigt jämfört med andra regimer med petroleumproduktion. Vi anser att skatteregimen i Norge uppmuntrar prospekteringsdrivna företag som Lundin Petroleum.

Ibland är det dock nödvändigt att göra förändringar. Jag anser att de förändringar av skattepolitik och licensrundor



som gjordes i Norge för tio år sedan har spelat en stor roll i att blåsa nytt liv i den norska kontinentalsockeln. Ställda inför minskningar av prospekteringsaktiviteter och sjunkande oljeproduktion uppmuntrades nya spelare att komma till Norge. Licenstilldelning i fördefinierade områden, den s.k. APA-rundan, introducerades för att uppmuntra till ytterligare prospektering. Förändringar av skattepolitiken infördes också för att möjliggöra kontant återbetalning av prospekteringsutgifter. Detta har uppmuntrat till mångfald på norska kontinentalsockeln, har fört in nya spelare och lett till ökad aktivitet. Dessa policyförändringar har varit en av anledningarna till de prospekteringsframgångar vi sett nyligen, som de i det större Luno-området. Som utomstående häpnar jag ibland över den konstanta kritiken olje- och gasindustrin får ta emot från det norska samhället. Det norska Oljedepartementet och den norska oljebranschen borde applåderas för hur de lyckats bygga ut sina naturtillgångar och de enorma värden de skapat för alla i Norge. De förändringar som gjordes för tio år sedan är ytterligare ett tydligt exempel på detta – att göra det rätta i rätt tid.

Det var baserat på denna makromiljö av prospekteringspotential i ett stabilt regelverk som Lundin Petroleum beslutade att investera i Norge. Vi förvärvade 2004 vissa tillgångar från DNO, inklusive dess andel i det nyligen upptäckta Alveimfältet, där Marathon var operatör. Dessutom lyckades vi få med oss Torstein Sanness och Hans Christen Rønnevik med mandatet att med fokus på Norge bygga upp ett oberoende oljebolag som kunde växa organiskt genom prospekteringsborrning. Alveimfältet har presterat extremt väl, men det var vår investering i Torstein och Hans Christen som var den verkliga katalysatorn för våra framtida framgångar. Utan tvekan en av de bästa investeringar

vi någonsin gjort. Vi är ingenting utan våra professionella medarbetare.

Vår viktigaste filosofi inom Lundin Petroleum är att man måste delegera ansvar till folk som finns på plats. Och i detta avseende är Norge inget undantag. De bästa människorna att sköta vår norska verksamhet är norrmän. Under de senaste 50 åren har Norge investerat stort i utbildning av branscheexperter som nu är högt ansedda världen över. Jag tror inte att någon någonsin har ifrågasatt att Hans Christen och hans prospekteringsteam är några av de bästa i branschen med fantastiska meriter vad gäller att finna olja. Vi försökte inte återuppfinna hjulet. Allt vi behövde göra var att ta tillvara deras kunskap och expertis i rätt miljö.

Andra bolag i Norge har också utomordentliga medarbetare – men nyckeln till framgång är hur väl man lyckas få en hävstångseffekt av kunskapen och lärandet i organisationen. Jag kan inte nog betona betydelsen av våra medarbetare och hur viktigt det är att uppmuntra dem till att ständigt utmana konventionellt tänkande. Det är ofta alltför lätt att acceptera konventionellt tänkande, vilket leder till att man accepterar status quo. Vi vill att våra medarbetare ska tänka i nya banor samtidigt som de inser de begränsningar som sätts av data, verktyg, metoder och teorier. Våra medarbetares innovationsförmåga har varit avgörande för vår framgång.

Jag skulle nu vilja ta upp frågan om riskbedömning och beslutsprocesser i företag. Personligen anser jag att beslutsprocessen i olika företag är avgörande för huruvida prospekteringsstrukturerna verkligen blir borrhade. Jag talade tidigare om vår filosofi att lägga beslutsfattandet gällande prospektering hos det lokala tekniska teamet. Det är ju de som har arbetat fram prospekteringsmöjligheterna, de som bäst förstår riskerna och därför bör de också ha en viktig roll i det slutgiltiga beslutet. Som jag kommer att gå närmare in på senare var detta naturligtvis avgörande för oss när vi utförde vår första prospekteringsborrning i det större Luno-området 2007, den som ledde till upptäckten av Edvard Griegfältet. Om vi inte gjort denna borrning är det sannolikt att Johan Sverdrup skulle ha förblivit oborrad än idag.

Enligt min mening har många olje- och gasbolag blivit för riskobenägna, med mer fokus på utvinning än på prospektering. Jag anser också att många bolag har så många chefsnivåer involverade i ett investeringsbeslut, så många kommittéer, så många utredningar att när beslutsprocessen till slut flyttats över från Stavanger till Houston så har det slutgiltiga beslutet hamnat så långt bort från den person som verkligen har konkret kunskap i ärendet att man ofta till slut fattar fel beslut. Ofta räcker det med att en person på en nivå upp i beslutskedjan säger nej för att förslaget inte ska komma längre. Inom Lundin Petroleum är vår viktigaste filosofi att försöka stödja de rekommendationer vi får från medarbetarna på plats. Om vi inte skulle göra det borde vi istället fråga oss om vi har rätt medarbetare.

Låt oss nu se hur tekniken har bidragit till våra framgångar. Jag har hört flera teknikleverantörer hävda att det var just deras teknik som möjliggjorde upptäckten av Johan Sverdrupfyndigheten. Det är helt enkelt inte sant. Det råder ingen tvekan om att den senaste utvecklingen inom seismisk bildteknik, som till exempel

VERKSAMHETEN – NORGE

Geostreamer och Broadseis, har försett branschen med utmärkta nya verktyg som inneburit ett kvantumsprång vad gäller vår förmåga att läsa av strukturer under marken. Att vara i framkant när det gäller att applicera ny teknik och nya metoder är en avgörande del av vår prospekteringsmodell.

Men faktum är att Edvard Griegfyndigheten, som var den verkligt avgörande borrhningen som ledde till uppgrävningen av juvelerna i det större Luno-området, borrades utifrån gamla 3D-data. Idag är ny teknik lättillgänglig för alla spelare i branschen, eftersom den oftast utvecklas av tjänsteföretag snarare än av olje- och gasbolagen själva. Detta betyder att den särskiljande faktorn är hur organisationer och människor applicerar tekniken – inte nödvändigtvis tekniken i sig.

Naturen var god mot Norge, staten tog fram ett utmärkt regelverk, vi hade tillgång till de bästa människorna och den bästa tekniken och vi lyckades sammanfoga detta i en företagsmiljö där de rätta besluten kunde fattas. Låt oss göra en snabb historisk tillbakablick för att se hur fyndigheterna i det större Luno-området gjordes.

Vi fokuserar här på vad vi kallar det större Luno-området. Man säger också Haugalandhöjden eller södra Utsirahöjden. Det är en del av ett område som tilldelades Esso 1965, när bolaget fick den allra första licensen på norska kontinentalsockeln, PL001. Esso, som nu heter Exxon, och andra fann därefter över en miljard fat utvinningsbar olja i norra Utsirahöjden.

Södra Utsirahöjden hade dock begränsad framgång, trots prospekteringsverksamhet sedan 1965 från Exxon, Elf och Statoil. Olje- och gasfyndigheten Ragnarrock gjordes 1967 av Statoil i en mager kalkreservoar på krönet av höjden.

Elf borrade 1976 torrt öster om höjden. Numera vet vi att den borrhningen missade Johan Sverdrupfältet med bara några meter. Det tog nästan 25 år innan vi gjorde vår fyndighet på fältet.

Det var efter vårt förvärv av en andel i Alvheimfältet 2004, där vi inte var operatör, som vi lade fast vår strategi att växa organiskt genom prospektering. Vi ville hitta ett nytt kärnområde för prospektering där vi kunde vara operatör och inneha mycket högre licensandelar. Området vi fokuserade på var södra Utsirahöjden, ett område som enligt konventionellt branschtänkande hade begränsad potential. Konventionellt tänkande gjorde gällande att området hade komplexa geologiska förutsättningar med osäkerhet vad gäller reservoarer och strukturer. Så när vi ansökte för PL338 i 2004-års APA licensrunda tror jag knappast vi hade någon konkurrens.

Vårt team gjorde en annan bedömning av området än enligt konventionellt tänkande. Vårt grundkoncept då var att området karakteriserades av sandstensreservoar från juraåldern av varierande tjocklek över bassänger med formationer av äldre berggrund omgiven av nyare, och ett system av mättade kolväten med en 40 till 50 meter avlång reservoar, samt en generell kontakt mellan olja och vatten runt hela höjden. Vi identifierade olika potentiella stratigrafiska fällor i höjdens ytterkanter i väst och sydväst, inklusive Lunostrukturen.

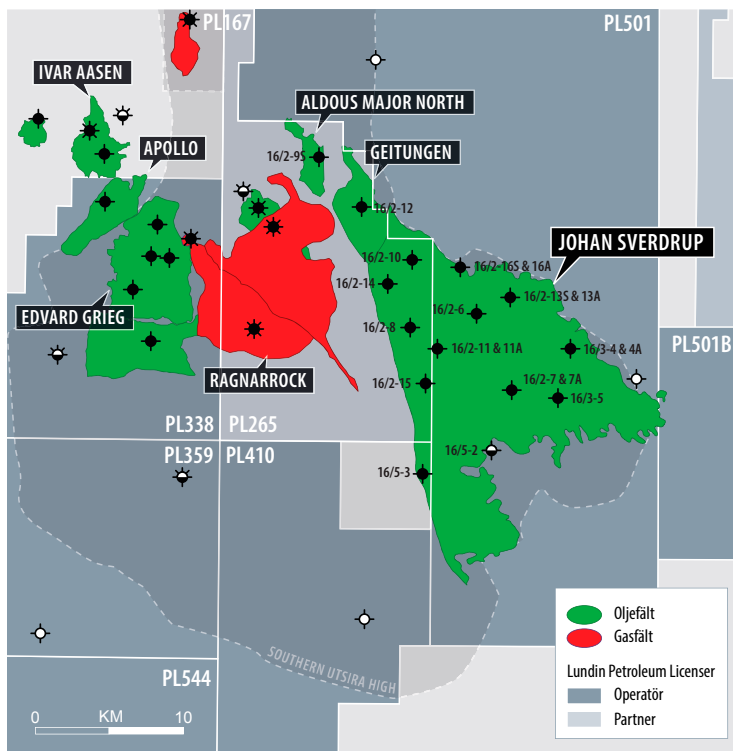
Jag minns så väl hur Hans Christen och jag satte oss ner med vårt dåvarande team för att diskutera vår ansökan för PL338. Våra potentiella partners hade fallit bort och vi ställdes inför att ensamma ta licensen och åta oss en borrhning med en 100-procentig licensandel. Kvaliteten på våra seismiska data för huvuddelen av Lunostrukturen (nu kallad Edvard Grieg) gav upphov till fler frågor än svar om kolväteansamlingen i de stratigrafiska fällorna. Jag minns till och med att en av våra seniora geologer då sade att "de här norrmännen måste vara tokiga om de tycker det här är ett trovärdigt prospekteringsobjekt". Verkligheten är den att i många företag hade den här prospekteringsborrningen aldrig gjorts. Men vårt norska team gav inte med sig – det här var deras förstahandsval för prospektering. För dem var alla fakta glasklara – de hade utvecklat en tydlig geologisk modell som visade Draupnesandsten runt omkring höjden. Trots den dåliga kvaliteten på seismisk data ansågs det vara sandstensreservoaren från juraåldern som tryckts in mot höjdens berggrund som utgjorde ansamlingen. Detta är mycket enklare att se på den 3D-seismik (multicube) som finns tillgänglig i dag.

I slutändan var investeringsbeslutet lätt för oss att fatta. Vi stödde fullt ut vårt team. En annan viktig faktor var att om borrhningen skulle lyckas och vårt koncept visa sig vara korrekt, så visste vi att det skulle finnas mängder av ytterligare prospekteringsmöjligheter i Haugalandhöjden. Därför såg vi till att säkra så mycket areal vi kunde i området innan vi påbörjade prospekteringsborrningen 2007. Vi tilldelades licenserna PL359 och PL410 i de följande licensrundorna 2006 och 2007.

Edvard Grieg borrades 2007 och visade sig vara en oljefyndighet. Sedan dess har två utvärderingsborrningar gjorts. Vi har reserver på nära 200 miljoner fat oljeekvivalenter. Utbyggnadsplanen för Edvard Grieg godkändes av norska Stortinget 2012. Kværner har redan tilldelats kontrakt för jacket och processdäck och en Rowan jack-up-rigg kommer användas vid utbyggnadsborrningarna. Produktionsstart förväntas i slutet av 2015 med en takt på nära 100 000 boepd. Vi har rekryterat ett erfaret team under ledning av Bjørn Sund för att bygga dessa anläggningar åt oss. De är övervägande norrmän och har erfarenhet från att ha byggt liknande strukturer på norska kontinentalsockeln åt Norsk Hydro.

Men för oss var Edvard Grieg bara första steget mot att frigöra hela potentialen i det större Luno-området. Fyndigheten var absolut avgörande eftersom den bevisade vårt koncept. Vi ansåg, och anser med full övertygelse fortfarande, att varhelst i Haugalandhöjden som vi kan hitta en reservoar, så har vi mycket hög sannolikhet att hitta ytterligare oljefält.

Men livet är inte alltid perfekt. Vi gjorde därefter ytterligare två prospekteringsborrningar i Haugalandhöjden, under 2009 och 2010. Båda borrhningarna var ute efter reservoarer från juraåldern i höjdens bassänger av gammal berggrund omsluten av nyare. En av borrhningarna fann olja i den porösa berggrund som kallas Edvard Grieg South-fyndigheten, men ingen av borrhningarna fann jurassiska reservoarer i någon väsentlig omfattning. Efter dessa två borrhningar började skeptikerna ifrågasätta vår förmåga att finna någon mer olja i det större Luno-området.



fyndigheter på södra Utsirahøyden

Vi hade redan börjat fokusera vår uppmärksamhet på den östra sidan av Haugalandhöjden och i 2009-års licensrunda ansökte vi för PL501. Edvard Griegfyndigheten hade visat att vår modell från 2006 av Draupnesandsten-depåer var korrekt och detta blev genombrottet som förvandlade Avaldsnes från en prospektering med hög risk till en med låg risk. Intressant nog gick Statoil, som tidigare innehade PL501, in med ett motbud mot Lundin Petroleum i 2009-års licensrunda. Lundin Petroleum utsågs till operatör för PL501 och fick ingå tvångsäktenskap med Statoil och Maersk som partners. Jag antar att endast departementet kan svara på varför vi fick operatörskapet. Jag föredrar att tro att det berodde på att vi i vår ansökan redan hade identifierat den struktur som nu är Johan Sverdrupfältet som vi var ivriga att borra och tog med som ett borrhåtagande i ansökan.

Vi hade konstaterat att Johan Sverdrupstrukturen fortsatte in i angränsande PL265 och därför förhandlat oss till att få köpa en 10-procentig andel i den licensen. Jag antar att licensdeltagarna i PL265 vid den tidpunkten antingen ännu inte identifierat strukturen eller inte delade vår vision om dess prospekteringspotential. Trots Edvard Griegfyndigheten gjorde konventionellt tänkande fortfarande gällande att Avaldsnes var ett tveksamt prospekteringsobjekt. Skeptikerna ifrågasatte risken för oljemigration – hur kunde oljan som genererats i det så kallade köket väster om Haugalandhöjden ha migrerat österut och de ifrågasatte fortfarande reservoarrisken.

Vi var dock övertygade och drev 2010 på med prospekteringsborringen av Avaldsnes. Vi hade samlat in värdefull data, i synnerhet genom kärnor från de tidigare borrhåtagningarna, och uppdaterat våra modeller under havsbotten

med ny 3D-seismisk data. Prospekteringsborringen ledde till en betydelsefull fyndighet. Vi fann en reservoar med extremt bra volgiansk sandsten ovanpå en bra reservoar från mellersta- till sen Juraålder. Det här är ett sådant där tillfälle i prospekteringsbranschen vi alla drömmer om. Vi visste att vi hade funnit något potentiellt stort, men vi hade egentligen ingen aning om hur stort. Vi visste att arealtillslutningen mot förkastningsgränsen i väst var stor – potentiellt 200 km². Vi visste att vi funnit en reservoar av god kvalitet på den här platsen. Men vi visste inte hur kontinuiteten, tjockleken och kvaliteten på reservoaren skulle variera genom hela strukturen. Denna osäkerhet gjorde att vi till en början endast tillkännagav att den fyndighet som påvisats i den första borrhåtagningen innehöll mellan 100 och 400 miljoner fat utvinningsbar olja, men vi hade hela tiden en känsla av att vi kunde vara något mycket större på spåren.

Under 2011 utförde vi ytterligare utvärderingsborringar, liksom Statoil gjorde i angränsande PL265. Som väntat var dessa fyndigheter delar av ett gigantiskt sammanhängande oljefält nu kallat Johan Sverdrup. Varje utvärderingsborring som hittills gjorts har funnit denna mycket goda reservoarkvalitet, som verkar genomsyra hela strukturen. Det bekräftades också att reservoarens tjocklek ökade i västra delen av fältet. Slutresultatet är att när en så tjock och högkvalitativ reservoar är sammansatt över ett så stort område så ökar de utvinningsbara resurserna exponentiellt och vi har slutligen att räkna med ett oljefält på många miljarder fat.

Och det finns fortfarande potential i det större Luno-området, vilket bevisats nyligen av prospekteringsfyndigheten i Geitungen. Som vi sade från början – varje gång man finner en bra reservoar i det större Luno-området ovanför kontakten mellan olja och vatten i området finns en god chans att finna ytterligare oljefält.

Frågan om "hur Johan Sverdrup upptäcktes" och "varför tog det så lång tid" kommer att debatteras under lång tid framöver. Det råder ingen tvekan om att Lundin Petroleum, och i synnerhet vårt team i Norge, spelade en stor roll i processen. Redan 2006, innan vi borrade Edvard Griegfyndigheten, tog vi fram den korrekta geologiska modellen, liksom konceptet att olja kunde ha migrerat runt höjden för att fylla vad vi nu vet är Johan Sverdrupfyndigheten. Förekomsten av icke-nedbruten olja i Edvard Grieg och det faktum att Johan Sverdrup flankerade ett mättat system var ny kunskap som inte kunnat förutses genom framtidsmodellering. Vi var tvungna att genomföra prospekteringsborringarna.

Okonventionellt tänkande var avgörande för framgången. För att citera den danske matematikern Piet Hein, "Att veta vad man inte vet, är dock ett slags allvetenhet". Annorlunda uttryckt: "Att veta vad du inte vet ger dig kapaciteten att veta allting".



SYDOSTASIEN

Lundin Petroleum's tillgångar i Sydostasien är belägna offshore Malaysia samt offshore och onshore Indonesien. Tillgångarna offshore Malaysia består av cirka 40 000 km² prospekteringsareal, fem gasfyndigheter och fyra oljefyndigheter. De indonesiska tillgångarna består av cirka 23 000 km² prospekteringsareal och ett producerande oljefält onshore Sumatra.

Malaysia

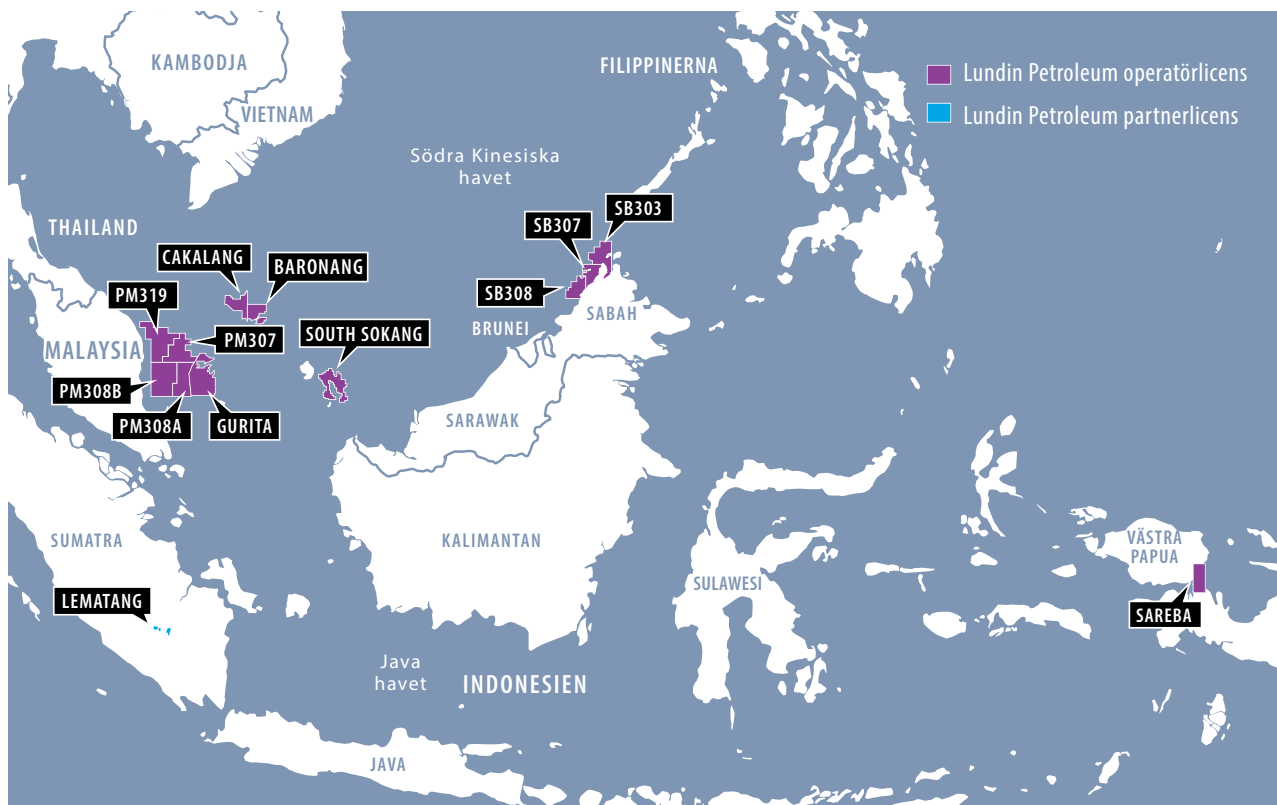
Sedan Lundin Petroleum 2011 påbörjade sitt prospekteringsprogram innefattande tio borrhningar offshore Malaysia har bolaget vid slutet av 2012 funnit 12,7 MMboe reserver och 81,7 MMboe betingade resurser, netto, enligt bästa estimat. Lundin Petroleum har verksamhet i två kärnområden i Malaysia.

Offshore Malaysiska halvön

Lundin Petroleum innehar fyra produktionsdelningskontrakt offshore Malaysiska halvön och har utfört sex prospekteringsborrhningar i området. Dessa har resulterat i två oljefyndigheter, Janglau och Ara, bekräftat den befintliga oljefyndigheten Bertam samt lett till en gasfyndighet, Tembakau. Bertam och Tembakau är sannolikt kommersiella fyndigheter och tekniska studier pågår avseende en utbyggnad av Bertam. I januari 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrhningen Bertam-2 i PM307 (i.a. 75%), som bekräftade förlängningen och kvaliteten av oljesandstensreservoaren K10. I slutet av 2012 tillskrevs fältet bruttoreserver om 17,0 MMboe. Konceptuella utbyggnadsstudier

inför en potentiell utbyggnad av Bertamfältet är i stort sett slutförda och beslut om utbyggnad kommer sannolikt att fattas under 2013. I november 2012 meddelade Lundin Petroleum att borrhningen Tembakau-1, också i PM307, resulterat i en gasfyndighet. Den relativa närheten till befintlig infrastruktur samt en förväntad stark efterfrågan på gas på Malaysiska halvön gör att grundförutsättningarna för en kommersiell utbyggnad finns. Ytterligare studier kommer att genomföras i syfte att bedöma denna fyndighets kommersialitet. Tembakaufyndigheten uppskattas innehålla 306 bcf (51 MMboe) betingade gasresurser, brutto, enligt bästa estimat.

Block PM308A (i.a. 35%) innehåller oljefyndigheterna Janglau och Rhu. Under 2012 påbörjades ytterligare en prospekteringsborrhning med strukturen Ara i block PM308A som målsättning. Borrhningen slutfördes i början av 2013. Målet för borrhningen var samma oljesand från oligocenåldern (intra-rift) som upptäckts i Janglaufyndigheten. Borrhningen Ara-1 påträffade olja i nio enskilda sandenheter i en sammanpressad (intra-rift) sektion som sträcker sig över ett vertikalt intervall om 800 meter. Borrhningen trängde igenom totalt cirka 40 meter oljeförande reservoar, netto.



Karta över licenserna i Sydostasien

I december 2012 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tilldelats ett nytt produktionsdelningskontrakt offshore Malaysiska halvön. I block PM319, där Lundin Petroleum är operatör, har bolaget en 85-procentig licensandel och Petronas har en 15-procentig licensandel. Blocket omfattar ett område på cirka 8 400 km² och är beläget väster om block PM307. Det finns mycket begränsad 3D-data över området och arbetsprogrammet omfattar en fullständig gravitationsundersökning (tensor gravity survey), insamling av 550 km² 3D-seismik samt en prospekteringsborrning.

Under 2012 insamlades 1 450 km² 3D-seismisk över PM308A (l.a. 35%). Under 2012 fram till början av 2013 insamlades också 1 450 km² ny 3D-seismik över PM307 (l.a. 75%) och delar av PM319 (l.a. 85%).

Två prospekteringsborrningar offshore Malaysiska halvön planeras under 2013.

Offshore Sabah – östra Malaysia

Lundin Petroleum innehar två produktionsdelningskontrakt offshore Sabah i östra Malaysia. Sedan 2011 har fyra prospekteringsborrningar genomförts offshore Sabah i östra Malaysia, vilket har resulterat i tre gasfyndigheter: Tarap, Cempulut och Berangan.

SB303 (l.a. 75%) innehåller gasfyndigheterna Tarap, Cempulut, Berangan och Titik Terang med uppskattade betingade resurser, brutto, enligt bästa estimat, på 347 bcf (57,8 MMboe). Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av dessa gasfyndigheter, med största sannolikhet i form av en klusterutbyggnad.

I september 2012 avslutades prospekteringsborrningen Berangan-1 i SB303 med framgång som en gasfyndighet. Borrningen är belägen tio km sydost om gasfyndigheten Tarap, som Lundin Petroleum gjorde 2011, och 15 km söder om gasfyndigheten Cempulut, också den gjord 2011.

Berangan 1-fyndigheten uppskattas innehålla 69 bcf (11,5 MMboe) betingade resurser, brutto, enligt bästa estimat, och det är troligt att den kommer inkluderas i en klusterutbyggnad med de andra gasfyndigheterna i SB303.

Huruvida en potentiell klusterutbyggnad är kommersiellt gångbar är beroende av om bolaget får tillgång till gasmarknaden i Sabah. Det finns en gasterminal vid Kota Kinabalu, omkring 140 km därifrån, som potentiellt skulle kunna ta emot gas från en klusterutbyggnad. Det finns också en möjlighet att koppla en gasklusterutbyggnad till den pipeline-infrastruktur som går till Sabahs olje- och gasterminal vid Kimanis, som för närvarande är under uppbyggnad.

Under 2012 insamlades 500 km² ny 3D-seismik över SB307/308 (l.a. 42.5%).

En prospekteringsborrning planeras offshore Sabah 2013.

VERKSAMHETEN – SYDOSTASIEN

Indonesien

Lematang (södra Sumatra)

Lundin har en 25,88-procentig ägarandel i det producerande gasfältet Singa, onshore Sumatra. På grund av nödvändiga underhållsarbeten har fältet under 2012 producerat under förväntan. Det nuvarande produktionsdelningskontraktet går ut 2017 och fältets reserver sträcker sig inte bortom 2017. Lundin Petroleum har redovisat ytterligare betingade resurser, enligt bästa estimat, i Singa, vilka kommer klassificeras om till reserver om och när produktionsdelningskontraktet förlängs.

Natunahavet

Lundin Petroleum innehar fyra produktionsdelningskontrakt i Natunahavsområdet. Bolaget har en 100-procentig licensandel och operatörsskap i Cakalang-, Baronang- och Guritakontrakten, samt en 60-procentig licensandel och operatörsskap i South Sokang-kontraktet.

Under 2012 har ett insamlingsprogram om 950 km² 3D-seismik genomförts i Guritablocket (l.a. 100%) och en prospekteringsborrning kommer att genomföras under 2013. Under 2013 kommer även en prospekteringsborrning i Baronangblocket (l.a. 100%) att genomföras, och ett program för insamling av 3D-seismik i South Sokang (l.a. 60%) planeras.



Ovan: Borrverksamhet, offshore Malaysia

Motsatt sida: Oljepumpar i Paris Basin, Frankrike

MALAYSIA

OFFSHORE MALAYSISKA HALVÖN

PM307 (l.a. 75%)

- » Framgångsrik utvärdering av oljefyndigheten Bertam 2012, beslut om utbyggnad 2013
- » Tembakau, gasfyndighet gjord 2012 med betingade bruttoresurser enligt bästa estimat om 306 bcf
- » Samlat in 1 450 km² ny 3D-seismisk data 2012

PM308B (l.a. 75%)

- » 3D-seismisk data insamlad 2009–2011

PM308A (l.a. 35%)

- » Ara prospekteringsborrning slutförd som en oljefyndighet tidigt 2013
- » Janglau oljefyndighet gjord 2011
- » Samlat in 1 450 km² ny 3D-seismisk data 2012 – konceptuella utbyggnadsstudier pågår

PM319 (l.a. 85%)

- » Ny licens erhållen 2012
- » 8 400 km² areal
- » Insamlingen av 3D-seismisk data från PM307 under 2012 utvidgades delvis in i PM319

OFFSHORE SABAH, ÖSTRA MALAYSIA

SB303 (l.a. 75%)

- » Berangan prospekteringsborrning slutförd som en gasfyndighet 2012, med betingande bruttoresurser enligt bästa estimat om 69 bcf
- » 4 gasfyndigheter i block med totala betingade bruttoresurser enligt bästa estimat om 347 bcf, potential för gasklusterutbyggnad

SB307/308 (l.a. 42.5%)

- » 3D-seismisk data insamlad 2009/2010

INDONESIEN

NYCKELTAL INDONESIEN

	2012	2011
Reserver (MMboe)	3	4
Betingade resurser (MMboe)	3	2
Genomsnittlig produktion per dag, netto (Mboepd)	1	1
Omsättning, netto (MUSD)	11	13
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	32	32
Utvinningskostnader (USD/boe)	15	13
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	13	15

Baronang (l.a. 100%)

- » En prospekteringsborrning planeras under 2013 med Balqis- och Bonistrukturerna som mål

Gurita (l.a. 100%)

- » Samlat in 950 km² ny 3D-seismisk data 2012
- » En prospekteringsborrning planeras under 2013

South Sokang (l.a. 60%)

- » Insamling av 3D-seismisk data planeras ske under 2013

VERKSAMHETEN – KONTINENTALA EUROPA



Kontinental Europa – Frankrike och Nederländerna

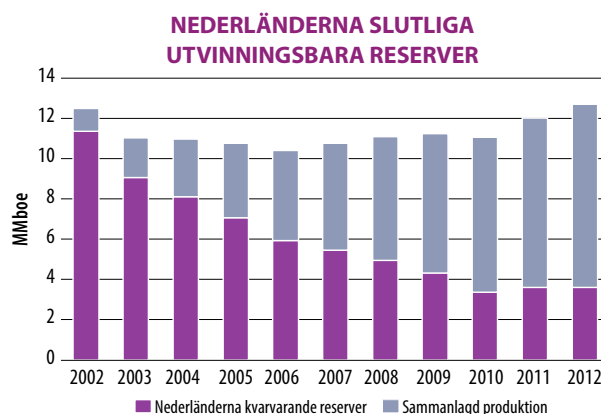
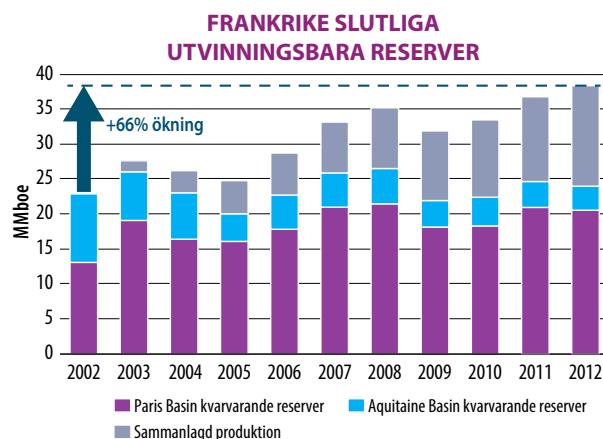
De franska tillgångarna består av mogna producerande oljefält onshore i Paris Basin, där Lundin Petroleum är operatör, och i Aquitaine Basin, där Vermilion är operatör. Tillgångarna i Nederländerna består av mogna producerande gasfält onshore och offshore, med Vermilion, Gaz de France, ONE och Total som operatörer.

De franska och nederländska tillgångarna förvärvades 2002 genom företagsförvärvet av Coparex. De kombinerade nettoreserverna vid tiden för förvärvet av tillgångarna 2002 var omkring 32 MMboe och ackumulerad produktion, netto från förvärvsdatum till slutet av 2012 uppgick till 22 MMboe. Resterande nettoreserver vid slutet av 2012 var 27,6 MMboe, vilket visar att en betydande del av den producerade volymen ersatts med ytterligare reserver genom att proaktivt genomföra ytterligare borrhningar och ta fram en strategi för förvaltning av reservoarer. De franska tillgångarna innehåller också betingade resurser enligt bästa estimat om 12,8 MMboe netto till Lundin Petroleum.

Det kombinerade operativa kassaflödet från de franska och nederländska tillgångarna uppgick till cirka 100 MUSD för 2012, beroende på höga försäljningspriser och relativt låga utvinningskostnader och kassaflödespåverkande skatter.

Återutbyggnaden av Grandville (l.a. 100%) i Paris Basin avslutades i huvudsak och borrhningarna sattes i produktion sent 2012. Två prospekteringsborrningar gjordes i Paris Basin under 2012. Prospekteringsborrningen Amaltheus i koncessionen Val des Marais (l.a. 100%) slutfördes som en fyndighet och långsiktig produktionstest har inletts.

Lundin Petroleum deltar under 2013 i en prospekteringsborrning av Hoplités-1 i koncessionen Est Champagne (l.a. 100%) i Paris Basin.



I Nederländerna slutfördes prospekteringsborrningen Vinkega-2 i koncessionen Gorredijk (l.a. 7,75%) med framgång som en gasfyndighet 2012 och produktionsstart planeras under 2013.

Lundin Petroleum deltar under 2013 i två prospekteringsborrningar onshore Nederländerna.

VERKSAMHETEN – KONTINENTALA EUROPA



FRANKRIKE

NYCKELTAL FRANKRIKE

	2012	2011
Reserver (MMboe)	24	25
Betingade resurser (MMboe)	13	10
Genomsnittlig produktion per dag, netto (Mboepd)	3	3
Omsättning, netto (MUSD)	118	129
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	110	111
Utvinningskostnader (USD/boe)	23	19
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	63	65

Paris Basin

- » Återutbyggnaden av Grandville (l.a. 100%) i huvudsak avslutad och borrhningarna sattes i produktion sent 2012
- » Prospekteringsborrningen på strukturen Amaltheus (l.a. 100%) slutfördes som en fyndighet och långsiktig produktionstest inleddes i slutet av 2012
- » En prospekteringsborrning av strukturen Nettancourt (l.a. 100%) planeras under 2013

NEDERLÄNDERNA

NYCKELTAL NEDERLÄNDERNA

	2012	2011
Reserver (MMboe)	4	4
Genomsnittlig produktion per dag, netto (Mboepd)	2	2
Omsättning, netto (MUSD)	55	45
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	60	61
Utvinningskostnader (USD/boe)	15	15
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	52	40

- » Prospekteringsborrningen Vinkega-2 i koncessionen Gorredijk (l.a. 7,75%) slutfördes som en gasfyndighet 2012
- » Två prospekteringsborrningar planeras onshore Nederländerna under 2013

VERKSAMHETEN – ÖVRIGA OMRÅDEN



Ovan: Ikdam FPSO, Oudna, Tunisien

Motsatt sida: Prospekteringsborrverksamhet, Paris Basin, Frankrike

RYSSLAND

NYCKELTAL RYSSLAND

	2012	2011
Reserver (MMboe)	7	16
Betingade resurser (MMboe)	110	110
Genomsnittlig produktion per dag, netto (Mboepd)	5	3
Omsättning, netto (MUSD)	152	80
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	77	70
Utvinningskostnader (USD/boe)	13	11
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	10	10

- » 3 producerande tillgångar, utan operatörskap, i Komiregionen i norra Ryssland (l.a. 50%)
- » Under 2012 gjordes flera ytterligare borrhningar och fortsatta kompletterande borrhningar planeras för 2013
- » 45% av den producerade oljan såldes på den internationella marknaden under 2012
- » 70%-ig licensandel i fyndigheten Morskaya i Laganskyblocket, offshore norra Kaspiska havet

TUNISIEN

NYCKELTAL TUNISIEN

	2012	2011
Reserver (MMboe)	–	0.3
Genomsnittlig produktion per dag, netto (Mboepd)	0	1
Omsättning, netto (MUSD)	25	25
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	108	125
Utvinningskostnader (USD/boe)	211	64
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	26	45

- » Oudnafältet (l.a. 40%) avslutat och övergivet 2012 efter att en storm skadat ett borrh-rör i början av 2012
- » Ikdam FPSO:n kopplades loss från borrhningarna, vilka övergavs permanent under 2012

KONGO (BRAZZAVILLE)

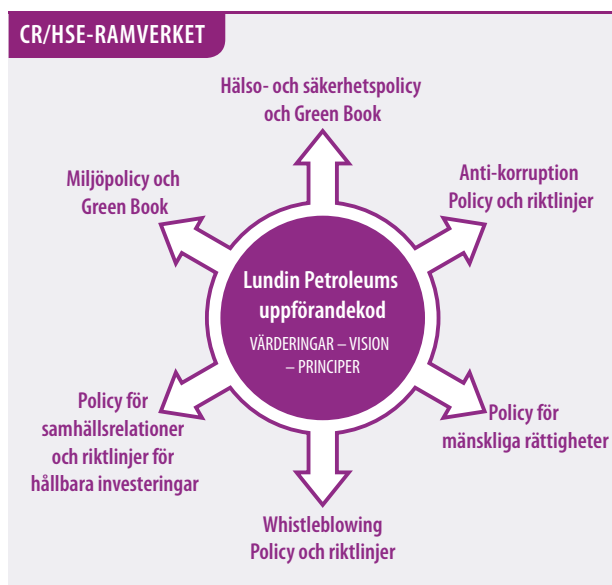
- » Block Marine XI (l.a. 18.75%) återlämnades 2012
- » Licensen för block Marine XIV (l.a. 21.55%) gick ut 2012
- » Lundin Petroleum lämnade landet 2012

IRLAND

- » En licens 04/06 (l.a. 50%)
- » Seismiska studier genomförda under 2012
- » Framtida planer är under genomgång

LUNDIN PETROLEUMS ÅTAGANDE GENTEMOT ANSTÄLLDA, AKTIEÄGARE, VÄRD LÄNDER, LOKALSAMHÄLLEN OCH SAMHÄLLET INNEBÄR ATT DAG EFTER DAG FATTA RÄTT BESLUT I STYRELSENUMMET OCH PÅ FÄLTET.

BEVARA VÄRDE FÖR ALLA VÅRA INTRESSENTER



Lundin Petroleum är fast beslutet att bedriva sin globala verksamhet på ett ansvarsfullt sätt. Detta innebär att potentiell påverkan på människor och miljö vägs in i de strategiska besluten och aktiviteterna på fältet. Lundin Petroleum har utvecklat ett ramverk för samhällsansvar (Corporate Responsibility, CR) som fastlägger system och rutiner för att skydda miljön och intressenternas hälsa och säkerhet. Bolagets åtaganden avseende medborgaransvar fastställs i uppförandekoden. Lundin Petroleum's policies, ledningssystem och riktlinjer specificerar hur principerna ska implementeras ute i verksamheten. Samhällsansvar är ett område i ständig utveckling som kräver fortlöpande förbättringar. I praktiken innebär detta att samtidigt söka uppnå såväl social som miljömässig och ekonomisk nytta.

Under 2012 har Lundin Petroleum's CR-aktiviteter fokuserats kring att ytterligare integrera Förenta Nationernas Global Compact-principer lokalt på fältet. FN:s Global Compact är ett initiativ från FN som syftar till att uppmuntra företag och andra samhällsaktörer att införa praxis om hållbart och socialt ansvarstagande genom att stödja och rapportera om implementeringen av de tio principerna gällande mänskliga rättigheter, arbetsvillkor, miljö och anti-korruption. Lundin Petroleum anslöt sig 2010 formellt till FN:s Global Compact och har sedan dess tagit flera steg för att integrera principerna i den dagliga verksamheten. Under 2012 fortsatte bolaget att utbilda den operativa personalen om principerna med fokus på deras betydelse för allas dagliga arbete.

SAMHÄLLSANSVAR MILSTOLPAR HOS LUNDIN PETROLEUM





GENOM ATT ANSLUTA SIG TILL FN:S GLOBAL COMPACT BEKRÄFTAR LUNDIN PETROLEUM SITT ÅTAGANDE ATT FÖLJA DESS 10 PRINCIPER OM MÄNSKLIGA RÄTTIGHETER, ARBETSVILLKOR, MILJÖ OCH ANTI-KORRUPTION.

MÄNSKLIGA RÄTTIGHETER

I september 2012 stärkte styrelsen i Lundin Petroleum bolagets engagemang för mänskliga rättigheter genom att formellt anta FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter, samt att också i december 2012 anta en policy för mänskliga rättigheter.

Bolagets Vice President Corporate Responsibility deltog vid FN:s Forum on Business and Human Rights i Geneve för att fördjupa sina kunskaper om implementering av de vägledande principerna och bygga relationer till bolagets intressenter.

ARBETSVILLKOR

Lundin Petroleums uppförandekod garanterar föreningsfrihet. Koden säkerställer lika möjligheter för alla, utan diskriminering på grund av ålder, kultur, funktionshinder, kön, ras, religion, m.m. genom att befattningar tillsätts baserat på kompetens och kvalifikationer att utföra arbetet.

Tillförlitliga processer för val av uppdragstagare och utvärderingar säkerställer att det inte förekommer barnarbete eller annan form av tvångsarbete inom Lundin Petroleums verksamhet världen över.

MILJÖ

Bolaget främjar fortlöpande miljöskydd och miljömedvetenhet. Under 2012 sattes särskilt fokus på miljöskydd och bevarandet av biologisk mångfald. Ute i verksamheten gavs stöd åt miljöprojekt och de potentiella effekterna av egna aktiviteter utvärderades.

Klimatförändringen förblir en viktig angelägenhet för Lundin Petroleum. Bolaget har gjort ett nytt uttalande om klimatförändring som betonar åtagandet att söka energieffektiviserande åtgärder i syfte att reducera sina koldioxidutsläpp och under 2012 medverkade bolaget för fjärde gången i rapporteringssystemet Carbon Disclosure Project.

ANTI-KORRUPTION

Under 2012 hölls personalutbildningar om den anti-korruptionspolicy, med tillhörande riktlinjer, som bolaget antog 2011. Inga fall av korruption rapporterades inom koncernen enligt riktlinjerna eller rutinen för whistleblowing.

För att ytterligare stärka Lundin Petroleums engagemang för transparens uttalade bolaget 2013 i enlighet med styrelsens beslut sitt stöd till Extractive Industries Transparency Initiative (EITI).

Intressentengagemang

I uppförandekoden identifierar Lundin Petroleum fem huvudsakliga grupper av intressenter: aktieägare, anställda, värdländer, värd samhällen och samhället i stort. Typen av engagemang skiljer sig för varje grupp. Aktieägarna hålls informerade om bolagets aktiviteter genom kvartalsrapporter, årsredovisningar, webbplatsen och på årsstämman. Anställda involveras varje dag. Kontakter med värdländerns myndigheter börjar redan innan förvärvet av en licens och fortsätter under tillgångens livstid. Engagemang i lokalsamhällen sker innan verksamheten påbörjas och fortsätter under hela verksamhetsperioden i fält. Vad gäller samhället i stort söker Lundin Petroleum bidra till en bättre förståelse för den betydelse och de effekter som samhällsansvar har för bolagets affärsuppträdande, vilket man också kommunicerar till branschen genom att delta som talare (Stockholms Universitet

och Graduate Institute of International and Development Studies, Geneve), eller i paneler (Global Energy Forum 2012, Geneve) eller som deltagare i olika konferenser och workshops (CSR Conference, Oslo, ISO 26000 Open Forum, Geneve, Forum on Business and Human Rights, Geneve, Risk Management Master Class, Amsterdam). Sådana insatser ger också möjligheter att träffa experter inom relevanta CR-områden och ta del av "best practice". 2012 skrev Lundin Petroleums Vice President Corporate Responsibility artikeln "The Evolution of Corporate Social Responsibility in the Past Ten Years: the Viewpoint of a Practitioner" i Oil Gas and Energy Law Intelligence (OGEL). Lundin Petroleum fortsatte att stödja forskning om styrning inom råvaruindustrin och dess ekonomiska påverkan vid Center on Conflict, Development and Peace Building of the Graduate Institute of International and Development Studies.



HSE-LEDNING

“ ATT VI HAR EN STARK SÄKERHETSKULTUR INNEBÄR ATT VAR OCH EN ARBETAR PÅ ETT SÄKERT SÄTT, INTE BARA FÖR ATT DE BLIR UPPMANADE ATT GÖRA SÅ UTAN FÖR ATT DE SER VÄRDET FÖR SIG SJÄLVA, VÅRT BOLAG OCH VÅRA INTRESSENTER

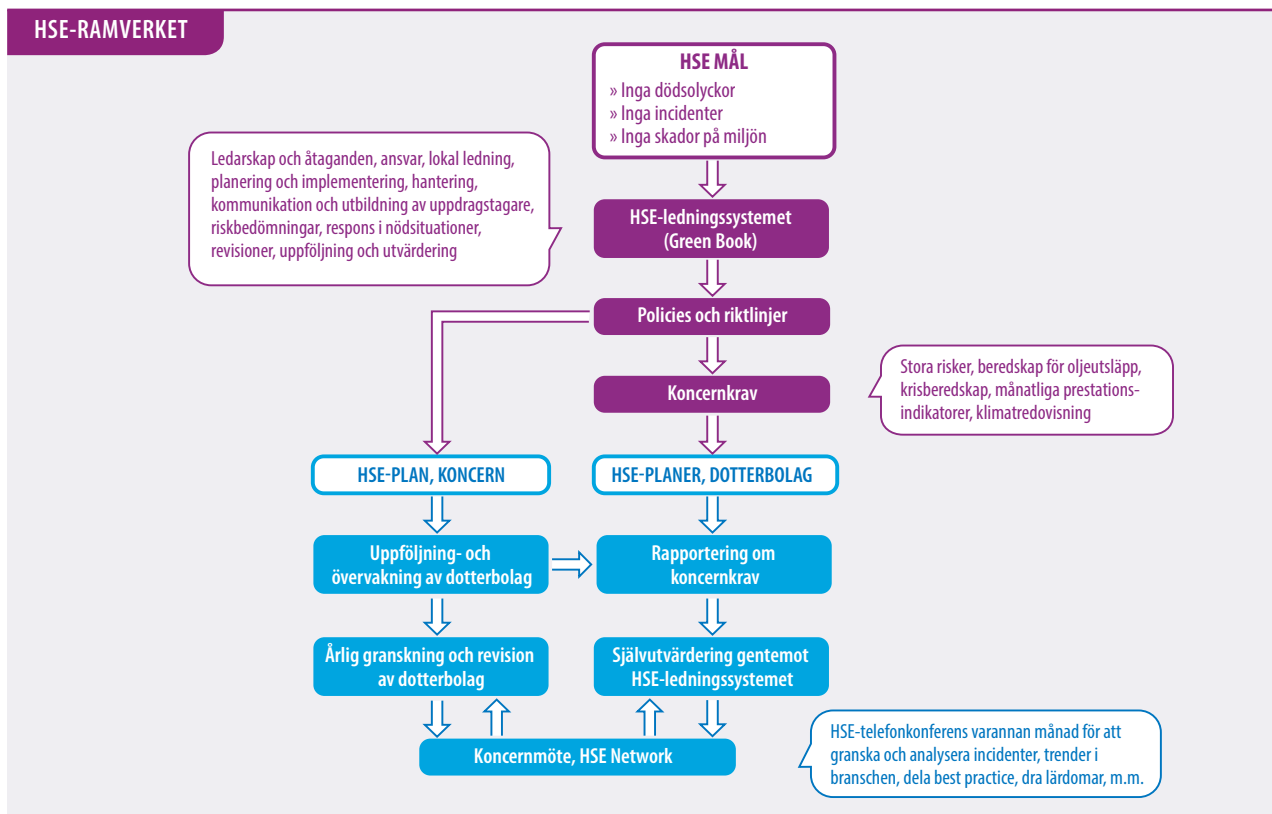
MIKE NICHOLSON,
Områdeschef – Sydostasien



Syftet med HSE-ledningssystemet (Green Book) är att ha etablerade system och rutiner för att förebygga alla typer av olyckor och incidenter som kan tänkas påverka människor, miljö och tillgångar. Det har sedan bolaget grundades inte förekommit en enda arbetsrelaterad dödsolycka i verksamheten. Lundin Petroleum's HSE-nyckeltal under 2012 är samtliga bättre än under 2011 (se tabell på sidan 43), med undantag för uppdragstagares incidenter med förlorad arbetstid som följd samt frekvens (Lost Time Incidents (LTI) och Lost Time Incident Rate). De rapporterade incidenterna var mindre allvarliga och hade inte någon bestående inverkan på människor eller miljö.

Bolaget baserar sin proaktiva HSE-ledning på KPI-indikatorer och fokuserar på områden där incidenter har inträffat. Under 2012 låg fokus på utvärderingar av uppdragstagare och ledning genom granskning på plats och genom att erfarenheter och lärdomar delas i hela koncernen löpande och i samband med de telefonkonferenser som hålls varannan månad.

Dessutom har Lundin Petroleum förstärkt sin riskhantering (se sidan 71) i syfte att förhindra allvarliga olyckor.



HSE I SÄRKlass – ÅTERSTÄLLNINGSPROCESS I TUNISIEN

Oudnafältet, offshore Tunisien, hade producerat större delen av sina utvinningsbara reserver när ovanligt ogynnsamma väderförhållanden i mars 2012 orsakade skador på ett av borrhörens. Reparation bedömdes inte som ekonomiskt försvarbar och i juni 2012 tillkännagav bolaget slutgiltigt återställning av fältet.

I egenskap av operatör mobiliserade Lundin Tunisia omedelbart de resurser som krävdes och påbörjade tidigt i juli återställandet av anläggningen Ikdam Floating Production, Storage and Offloading Unit (FPSO). I detta arbete ingick nedmontering av förtöjningssystemets komponenter. Dykare monterade ner totalt 170 ton stålkomponenter som bärgades till ytan i laster på upp till sju ton med hjälp av ett fartyg med dynamisk positionering (Dynamic Positioning, DP). Den kätting som utgjorde huvuddelen av förtöjningssystemet och var belastad med mer än 500 ton lösgjordes på ett säkert sätt från FPSO:ns stäv och fördes över till ett stödfartyg bara några meter från FPSO:n. Samtidigt genomfördes tankrengöring som förberedelse för "gas free"-certifiering.

Dessa insatser involverade mer än 15 uppdragstagare och fem stödfartyg med olika nationalitet och bakgrund. Över 150 personer ingick i återställningsarbetet under 70 intensiva dagar.



“VI KAN STOLT RAPPORTERA ATT ÅTERSTÄLLNINGEN AV FPSO:N FULLFÖLJDES EFFEKTIVT OCH UTAN INCIDENTER

CHERIF BEN KHELIFA,
Dotterbolagschef, Tunisien

HSE-INDIKATORDATA		2012	2011	2010	2009 ²
Exponeringstimmar	Medarbetare	909 196	1 036 831	731 793	905 166
	Uppdragstagare	1 561 482	2 354 452	2 336 409	3 454 980
Dödsolyckor	Medarbetare	0	0	0	0
	Uppdragstagare	0	0	0	0
Incidenter som leder till förlorad arbetstid ¹	Medarbetare	2	3	2	2
	Uppdragstagare	5	3	2	1
Incidenter som leder till begränsad arbetsförmåga ²	Medarbetare	0	0	0	1
	Uppdragstagare	0	3	7	0
Incidenter som kräver sjukvård ³	Medarbetare	1	1	0	2
	Uppdragstagare	0	4	17	7
Frekvens incidenter med förlorad arbetstid ⁴	Medarbetare	0,44	0,58	0,55	0,44
	Uppdragstagare	0,64	0,25	0,17	0,06
Total frekvens för rapporterbara incidenter ⁴	Medarbetare	0,66	0,77	0,55	1,10
	Uppdragstagare	0,64	0,85	2,23	0,46
Oljeutsläpp	Antal	2	7	1	1
	Vol. (m ³)	4,18	33	10	40
Kemikalieutsläpp	Antal	1	2	1	2
	Vol. (m ³)	1,75	3,50	7,70	129,78
Kolväteläckor	Antal	0	0	0	1
	Massa (kg)	0	0	0	4
Nära tillbud med hög potential	Antal	5	3	3	24
Överträdelse av tillstånd	Antal	0	0	6	19

HSE I SÄRKlass – 4 ÅR UTAN REDOVISADE INCIDENTER

Besättning och ledning på West Courageous, den jack-up-rigg Lundin Malaysia använder i Block PM308A, rapporterade i oktober 2012 sitt fjärde år i rad utan några redovisade personskador.

Lundin Malaysias ledning åkte ut till riggen för att erkänna besättningens enastående insatser varje dag och understryka vikten av den mänskliga faktorn som ett avgörande element i denna framgångsberättelse.

¹ Lost Time Incident (LTI) är en incident som resulterar i att en person är borta från arbetet minst en dag.

² Restricted Work Incident (RWI) är en incident som resulterar i att en person blir oförmögen att utföra en eller flera rutinarbetsuppgifter.

³ Medical Treatment Incident (MTI) är en arbetsrelaterad skada eller sjukdom som inte resulterar i begränsad arbetsförmåga eller sjukfrånvaro.

⁴ Lost Time Incident Rate och Total Recordable Incident Rate beräknas på grundval av 200 000 timmar.

⁵ Inkluderat Storbritannien.

ETT HÅLLBART FÖRHÅLLNINGSSÄTT

“LUNDIN NORWAYS FÖRHÅLLNINGSSÄTT TILL HÅLLBARHET ÄR AVGÖRANDE FÖR DESS STRATEGISKA TILLVÄXT OCH FRAMGÅNG

ERIK SVERRE JENSSEN,
Chief Operating Officer, Norge

LUNDIN NORWAYS FÖRHÅLLNINGSSÄTT TILL HÅLLBARHET

Lundin Norway är fast beslutet att bedriva sin verksamhet på ett ansvarsfullt sätt i enlighet med bolagets uppförandekod, HSE-policies och ledningssystem, samt i överensstämmelse med gällande norsk lagstiftning, bl.a. Næringsmiddeloven, Petroleumsloven, Arbeidsmiljøloven, Folkehelseoven och Forurensningsloven.

HSE-policyn slår fast att *“Lundin Norway ska bedriva all verksamhet i linje med principen om hållbar tillväxt. Bolagets vinst, samhället vi verkar i och kommunikerar med samt miljön är ömsesidigt beroende av varandra.”*

Som en del av sin hållbarhetsstrategi samlar Lundin Norway i prospekteringsfasen in miljödata och genomför omfattande analyser av ekosystemen i en utsträckning som överstiger myndigheternas krav. Bolaget ser till att skaffa sig full kännedom om miljön i sina licensområden innan några fältaktiviteter påbörjas, vare sig det rör seismisk data, prospekterings- eller utvärderingsborrning, fältutbyggnad och slutligen produktion. Efter att miljödata noggrant samlats in och analyserats ser Lundin Norway till att samarbetspartners, myndigheter och allmänhet får ta del av resultaten.

För alla utbyggnadsprojekt såsom Edvard Grieg, säkerställer anläggningarnas konstruktion att utsläpp i luft och hav minimeras genom stängd förbränning av önskad gas (closed flaring), turbiner med låga NOx-utsläpp, möjlighet att få elektricitet från land, värmeåtervinning, återinfiltration av använt vatten i reservoaren, m.m.



Lundin Norway följer principen om Best Available Technique (BAT) och optimerar energieffektivitet genom värmeåtervinning av avgaser och reglerbara frekvensomriktare (Variable Speed Drive, VSD) på stora pumpar och kompressorer.

Lundin Norway påbörjar inte någon insamling av seismisk data, borrhingsverksamhet, fältutbyggnad eller produktion utan att först ha säkerställt att det är miljömässigt säkert.

Kartläggning av ekosystemet i Barents hav

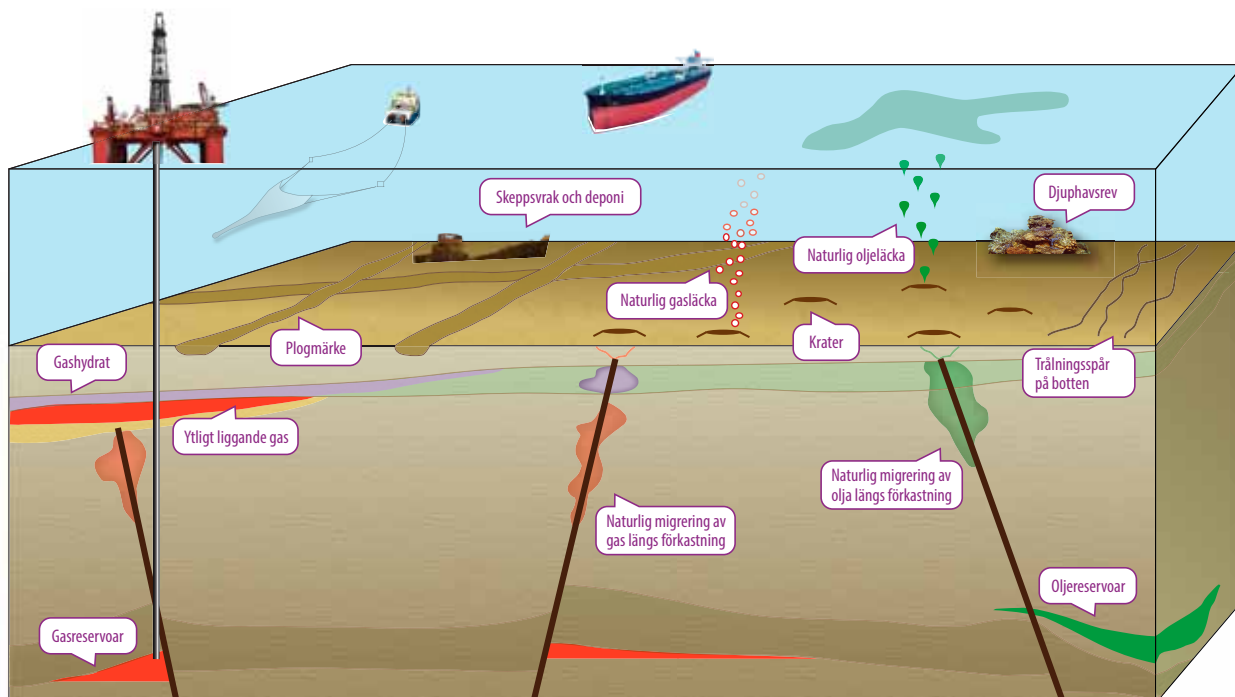
Kartläggning av havsbotten i Barents hav utgörs av observationer och provtagning av arter och sediment, liksom geofysiska metoder, inom och i närheten av bolagets licensområden, i syfte att:

- » Öka kunskapen om, och förståelsen för, miljö och ekosystem
- » Öka kunskapen om befintliga geologiska risker som gashydrater och gasläckage från havsbotten

Resultaten från Lundin Norways kartläggningsarbete har getts bred spridning genom akademiska artiklar, presentationer vid seminarier och internationella konferenser, samt genom norska statens marina forskningsprogram MAREANO.

Utifrån de positiva erfarenheterna från Barents hav planerar Lundin Norway att utöka sin verksamhet för detaljerad kartläggning av havsbotten till andra kärnområden på norska kontinentalsockeln, exempelvis Nordsjön.

KARTLÄGGNING AV EKOSYSTEMET I BARENTS HAV



I SYFTE ATT SÄKRA HÅLLBARHETEN I SIN VERKSAMHET ÄR LUNDIN NORWAY DELAKTIGT I FLERA FOU-PROJEKT

- » Introduktion av framkantsteknik och -metoder till nytta för oljeindustrin
- » Sponsor för ett projekt för CO₂-lagring i Spetsbergen
- » Sponsor för fem doktorander och en civilingenjörstudent från Norge, Sverige och Tyskland i syfte att stötta projektet för kartläggning av havsbotten
- » Deltagande, genom organisationen Norsk Olje og Gass, i ett projekt för att undersöka förbättrade metoder för rengöring av oljebaserat borrhavfall
- » Som medlem i Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO), bidragit med cirka 3 miljoner NOK (500 000 USD) mellan åren 2010 och 2012 till FoU om förbättrade metoder för sanering av oljeutsläpp

HÅLLBARA INVESTERINGAR

“ GENOM VÅRT PROGRAM FÖR HÅLLBARA INVESTERINGAR SÖKER VI VARA EN POSITIV KRAFT I DE OMRÅDEN DÄR VI ÄR VERKSAMMA

CHRISTINE BATRUCH
Vice President Corporate Responsibility

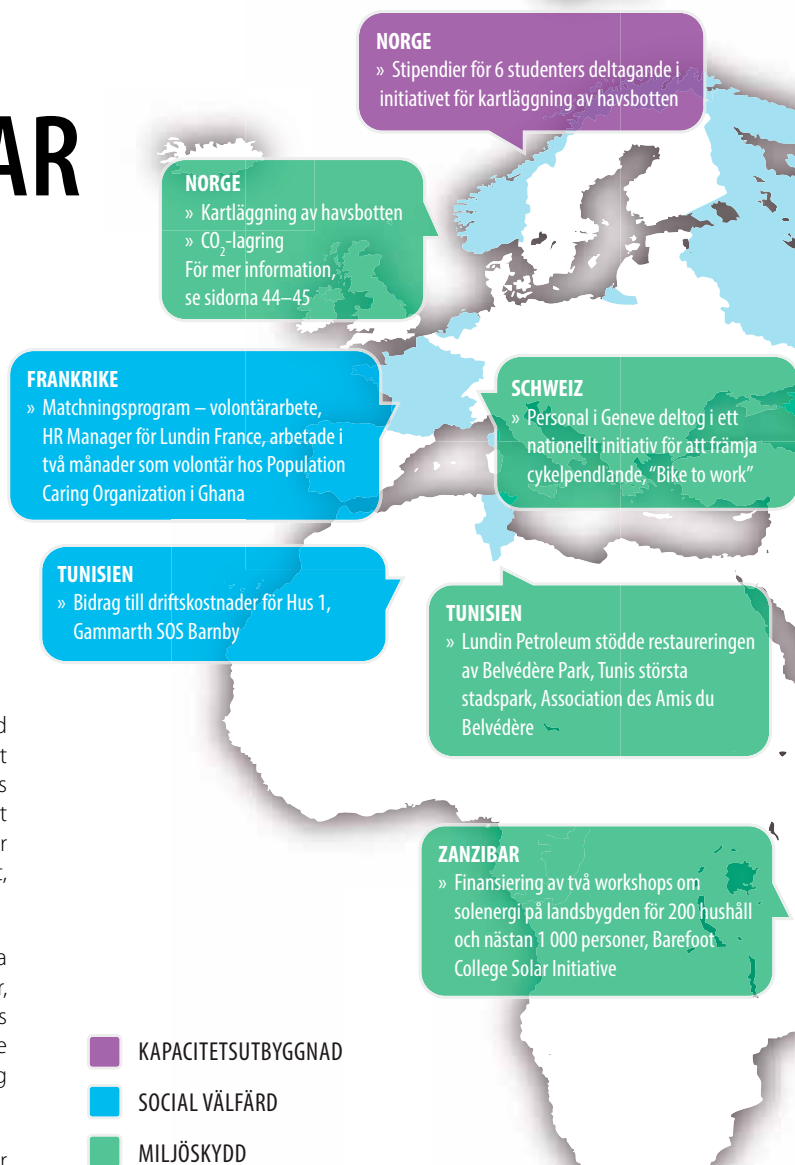
För att främja projekt och organisationer med social, ekonomisk och miljörelaterad inriktning samt uppmuntra samhällsengagemanget hos bolagets medarbetare införde Lundin Petroleum 2006 ett program för hållbara investeringar. Sedan dess har bolaget finansierat ett betydande antal projekt, framförallt i de områden där verksamhet bedrivs.

Under 2012 fortsatte Lundin Petroleum att finansiera några av sina mångåriga projekt, som SOS Barnbyar, samtidigt som bolaget initierade nya projekt med fokus på miljöbevarande. Kartan här intill visar de viktigaste projekten som Lundin Petroleum och dess dotterbolag gett sitt stöd under 2012.

Lundin Petroleum avser att fortsätta med projekt för hållbara investeringar och lokal samhällsutveckling som har koppling till bolagets verksamhet. I takt med att bolagets verksamheter växer ökar dock också behovet av att involvera sig i mer storskaliga och hållbara projekt vars effekter kan mätas över tid. Detta för att bättre fullgöra bolagets åtagande att främja millenniemålen inom ramen för FN:s Global Compact. Lundin Petroleum har därför beslutat att söka stöd från en respekterad organisation med lång erfarenhet av insatser inom filantropi och sociala investeringar.

Partnerskap med Lundin Foundation

Under 2013 har Lundin Petroleum ingått ett partnerskapsavtal med Lundin Foundation i syfte att öka omfattningen och effekten av bolagets projekt för hållbara investeringar och dra fördel av Lundin Foundations kunskaper och nätverk av utförarorganisationer. Lundin Petroleum har åtagit sig att till Lundin Foundation bidra med 0,1 procent av bolagets rörelseintäkter under föregående år. Åtminstone 70 procent av medlen kommer att satsas



inom de områden Lundin Petroleum vill fokusera på nämligen energi, miljö, god samhällsstyrning och hållbarhet, främst i de länder där bolaget är verksamt. Resterande medel kommer att gå till Lundin Foundations övriga projekt. För att mäta Lundin Foundations inverkan på de projekt man stöder har stiftelsen antagit en standardiserad uppsättning mätmetoder och definitioner, kallad Impact Reporting Investment Standards, som möjliggör utvärdering av hur ett projekt presterar socialt och ekonomiskt.

För att säkerställa att projekten ligger i linje med Lundin Petroleum policy för samhällsrelationer och program för hållbara investeringar kommer en styrkommitté med två representanter från vardera Lundin Petroleum och Lundin Foundation att bildas. Lundin Petroleum kommer dessutom att ha en representant i Lundin Foundations styrelse.

Lundin Petroleum kommer årligen att rapportera om Lundin Foundations projekt, deras utveckling och effekter.

RYSSLAND

- » Konstjord uppfödning av stör i Volgadeltat, Society for Nature Conservation
- » Häckning av sibirisk trana, Oksky- och Astrakhan-reservaten, Society for Nature Conservation



För mer information om Lundin Petroleums program för hållbara investeringar, se sidorna om samhällsansvar på www.lundin-petroleum.com

MALAYSIA

- » Stipendium för en praktikplats på Lundin Malaysias tekniska avdelning

MALAYSIA

- » Matchningsprogram – Tävla för ett syfte, Lundin Malaysias anställda samlade in pengar till Mercy Malaysia

INDONESIEN

- » Bidrag till driftskostnader för Cibubur SOS Barnby i Jakarta
- » Bygge av musikrum Cibubur SOS Barnby i Jakarta

INDONESIEN

- » Stipendier för två petroleumingenjörstudenter, Bandung Institute of Technology
- » Sponsring av tävling för "bästa miljöinitiativ i E&P sektorn" för petroleumingenjör- och miljövetenskapstudenter, Bandung Institute of Technology

INDONESIEN

- » Donation av 2 500 mahognyträd planterades på skolgårdar för att understryka vikten av miljöskydd, Go Green

Lundin Foundation

Lundin Foundation är en filantropisk organisation grundad av familjen Lundin. Lundin Foundation stöds för närvarande av ett flertal börsnoterade råvaruföretag med högsta ambitionsnivå vad gäller företags samhällsansvar. Lundin Foundation bidrar med kapital i tidiga skeden, tekniskt stöd och strategiska bidrag till framstående socialt verksamma företag och organisationer världen över, i syfte att bidra till kontinuerliga förbättringar av social och ekonomisk utveckling. Lundin Foundation samarbetar med ett flertal ledande privata, bilaterala och multilaterala organisationer i syfte att skapa hävstångseffekter och säkerställa att satsningarna ligger i linje med ambitionerna hos berörda lokalsamhällen och myndigheter. Lundin Foundation har hittills gett stöd till 35 företag, vilka i sin tur har genererat 42 miljoner

USD i årlig omsättning, anställt över 1 800 medarbetare, betalat ut 8,7 miljoner USD i löner, genomfört transaktioner på över 22,8 miljoner USD med över 55 000 bönder och mikroföretag, samt gett över 375 000 boende på landsbygden tillgång till bättre jordbruksprodukter och -utrustning, finansiella tjänster och energi utan koppling till elnät. Alla intäkter från sådana satsningar återinvesteras i välgörande ändamål. Stiftelsen delar också ut strategiska bidrag till stöd för initiativ inom utbildning och hälsovård som kan medverka till att skapa gynnsamma villkor för sociala företag att blomstra.

För mer information om Lundin Foundation och dess projekt, se www.lundinfoundation.org.

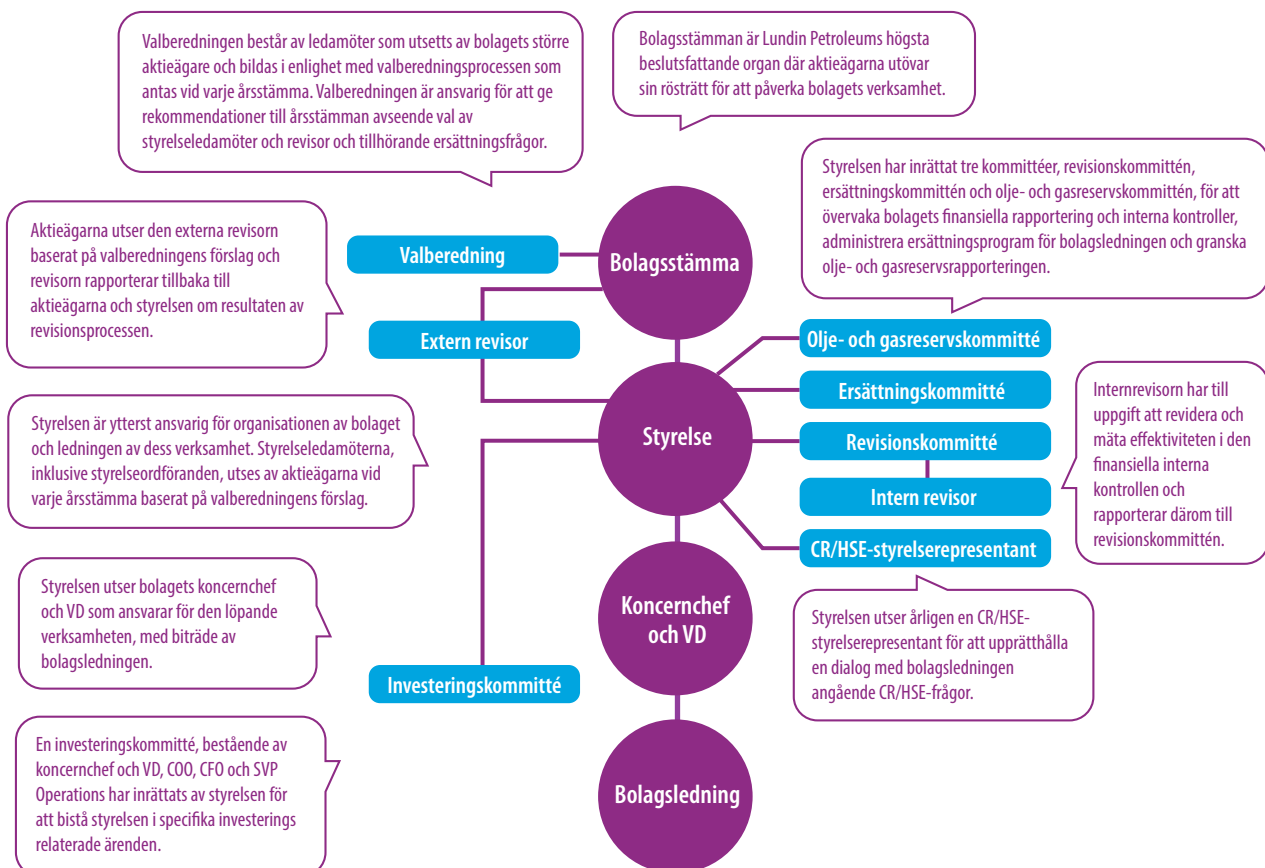
INLEDNING – ORDFÖRANDEN HAR ORDET

Som styrelseordförande i Lundin Petroleum är det min främsta uppgift att säkerställa att styrelsen fullföljer sitt uppdrag att vägleda och övervaka bolagsledningens arbete. För att styrelsen ska kunna fungera effektivt, är det avgörande med ett smidigt informationsflöde som ligger rätt i tid och naturligtvis är omfattande, utan att vara överdrivet detaljerat. Mitt arbete som styrelseordförande har underlättats genom mycket hög kvalitet och standard på den information bolagsledningen tillhandahåller. För ett bolag som är så aktivt när det gäller att utvärdera och förvärva nya projekt som Lundin Petroleum, är det särskilt viktigt att styrelsen snabbt kan överväga och reagera på ledningens förslag. Styrelsen ska inte bara vara reaktiv, utan också komma med insiktsfulla bidrag till beslutsprocessen. Styrelsen måste kunna förlita sig på bolagsledningen och ha fullt förtroende för dess förmåga, utan att därför på något sätt bli passiv. Jag fäster stor betydelse vid öppna kommunikationsvägar och informellt samspel mellan styrelsen och ledande befattningshavare på alla nivåer. Full transparens mellan styrelse och ledning är ett måste i alla publika bolag, men för Lundin Petroleum är det en självklarhet. För att vägleda styrelsen finns naturligtvis skrivna regler och rutiner, som dokumenterar den praxis vi alltid tillämpat. Dessa regler representerar för mig god bolagsstyrning och sunt förnuft samt lyfter fram de höga krav på etiskt uppförande som är en grundprincip inom Lundin Petroleum. Det har för mig varit en ära och en mycket tillfredställande erfarenhet att sedan 2002 arbeta som ordförande i Lundin Petroleum och jag ser fram emot att fortsätta för lång tid framöver, givet att våra aktieägare så önskar.

“ FULL TRANSPARENS MELLAN STYRELSE OCH LEDNING ÄR ETT MÅSTE I ALLA PUBLIKA BOLAG, MEN FÖR LUNDIN PETROLEUM ÄR DET EN SJÄLVKLARHET

IAN H. LUNDIN
Styrelseordförande

LUNDIN PETROLEUM – STYRNINGSTRUKTUR



LUNDIN PETROLEUM – BOLAGSSTYRINGSSTRUKTUR

Syftet med Lundin Petroleum's verksamhet är att prospektera efter, bygga ut och producera olja och gas samt att utveckla andra energiresurser, i enlighet med bolagsordningen. Bolaget har som mål att skapa värde för sina aktieägare genom prospektering och organisk tillväxt, samtidigt som verksamheten bedrivs på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter. För att åstadkomma detta värdeskapande tillämpar Lundin Petroleum en struktur för bolagsstyrning som främjar raka beslutsvägar med enkel tillgång till beslutsfattare, samtidigt som den skapar den ansvarsfördelning som krävs för att kontrollera verksamheten, såväl operativt som finansiellt. Lundin Petroleum är fast beslutet att tillämpa god praxis för bolagsstyrning, på det sätt som bäst passar bolaget och dess aktiviteter, i syfte att säkerställa att bolaget drivs på ett effektivt sätt, i alla aktieägares intresse och för fortsatt värdeskapande för aktieägarna.

Denna bolagsstyrningsrapport har granskats av bolagets externa revisor.

VÄGLEDANDE PRINCIPER FÖR BOLAGSSTYRNING

Sedan bolaget grundades 2001, har Lundin Petroleum väglett av allmänna principer för bolagsstyrning i syfte att:

- » Skydda aktieägarnas rättigheter
- » Tillhandahålla en säker och god arbetsmiljö för samtliga anställda
- » Följa tillämpliga lagar och bästa industripraxis
- » Bedriva verksamheten på ett kompetent och hållbart sätt
- » Värna om välfärden i lokala samhällen där bolaget bedriver verksamhet

De principer för bolagsstyrning som Lundin Petroleum tillämpar återfinns i både interna och externa regler och föreskrifter. Som ett svenskt publikt aktiebolag noterat på NASDAQ OMX Stockholm lyder Lundin Petroleum under aktiebolagslagen (SFS 2005:551) och årsredovisningslagen (SFS 1995:1554), liksom NASDAQ OMX Stockholms regelverk för emittenter, som finns tillgängligt på www.nasdaqomx.com. Lundin Petroleum är även noterat på Torontobörsen och lyder därmed även under kanadensisk värdepapperslagstiftning, inklusive Torontobörsens regelverk, som finns tillgänglig på www.tmx.com.

Därutöver följer bolaget principer för bolagsstyrning som återfinns i ett antal interna och externa dokument.

Svensk kod för bolagsstyrning

Svensk kod för bolagsstyrning (bolagsstyrningskoden) bygger på en tradition av självreglering och fungerar som ett komplement till de bolagsstyrningsregler som återfinns i aktiebolagslagen, årsredovisningslagen och andra föreskrifter såsom börsens regelverk för emittenter och god sed på värdepappersmarknaden. Bolagsstyrningskoden finns tillgänglig på www.bolagsstyrning.se.

Bolagsstyrningskoden bygger på "följ eller förklara"-principen, vilket innebär att ett bolag kan välja att tillämpa en annan lösning än den bolagsstyrningskoden anvisar om bolaget finner

Huvudsakliga externa regler och förordningar för bolagsstyrning hos Lundin Petroleum

- » Aktiebolagslagen
- » Årsredovisningslagen
- » NASDAQ OMX Stockholms regelverk för emittenter
- » Toronto Stock Exchange regelverk
- » Svensk kod för bolagsstyrning

Huvudsakliga interna regler och förordningar för bolagsstyrning hos Lundin Petroleum

- » Bolagsordningen
- » Uppförandekoden
- » Policies, riktlinjer och rutiner
- » HSE-ledningssystemet (Green Book)
- » Styrelsens arbetsordning, instruktioner till bolagets VD och för den finansiella rapporteringen till styrelsen samt riktlinjer för styrelsekommittéernas och investeringskommitténs arbete

en annan lösning mer lämplig i ett specifikt fall. Bolaget måste dock förklara varför det inte följt regeln ifråga, samt beskriva och motivera bolagets valda lösning. Lundin Petroleum följde under 2012 samtliga regler i bolagsstyrningskoden utom i ett avseende, gällande sammansättningen av valberedningen, vilket framgår av tabellen på sidan 51. Därutöver inträffade under året inga överträdelse av tillämpliga börsregler, ej heller några avvikelser från god sed på värdepappersmarknaden.

Lundin Petroleum's bolagsordning

Lundin Petroleum's bolagsordning, som utgör grunden för styrningen av bolagets verksamhet, anger bolagets namn, styrelsens säte, bolagets verksamhetsföremål, bolagets aktier och aktiekapital, samt innehåller regler avseende bolagsstämmor. Bolagsordningen innehåller inga begränsningar av hur många röster varje aktieägare får avge vid en bolagsstämma, ej heller några bestämmelser gällande tillsättande och entledigande av styrelseledamöter eller ändring av bolagsordningen. Bolagsordningen finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

Lundin Petroleum's uppförandekod

Lundin Petroleum's uppförandekod innehåller ett antal av styrelsen utformade principer som syftar till att ge övergripande vägledning till anställda, uppdragstagare och partners rörande hur bolaget ska bedriva sin verksamhet på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter, inklusive aktieägare, anställda, samarbetspartners, myndigheter i värd- och hemländer samt lokala samhällen. För att uppfylla sina affärsmässiga och etiska krav tillämpar bolaget samma normer på sin verksamhet i hela världen och strävar efter att ständigt förbättra sitt sätt att arbeta och agera i enlighet

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2012

med god oljefältssed samt hålla en hög standard avseende företagets medborgaransvar. Uppförandekoden är en integrerad del av bolagets avtalsförfaranden. Eventuella överträdelser mot uppförandekoden blir föremål för utredning och åtgärdas på lämpligt sätt. Styrelsen gör varje år en bedömning av hur uppförandekoden efterlevs. Uppförandekoden finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

Lundin Petroleums policies, riktlinjer och rutiner samt ledningssystem

Med uppförandekoden som sitt etiska ramverk, har Lundin Petroleum även utarbetat särskilda policies, riktlinjer och rutiner som anger huvuddragen för specifika regler och styrmekanismer inom de olika affärsområdena. Bolaget har policies, riktlinjer och rutiner för bland annat den operativa verksamheten, redovisning och finans, hälsa, säkerhet och miljö (HSE), samhällskontakter, anti-korruption, mänskliga rättigheter, juridik, informationssystem, personal (HR) samt företagskommunikation. Dessa policies, riktlinjer och rutiner granskas fortlöpande och modifieras och justeras vid behov. Vissa av dokumenten återfinns på www.lundin-petroleum.com, medan andra endast finns tillgängliga internt.

Därutöver har Lundin Petroleum ett särskilt HSE-ledningssystem (Green Book), uppbyggt efter ISO 14001-standard, som ger vägledning för bolagsledning, anställda och uppdragstagare avseende bolagets avsikter och förväntningar inom HSE-området. Green Book säkerställer att all verksamhet uppfyller Lundin Petroleums juridiska och etiska skyldigheter, förpliktelser och åtaganden inom HSE-området. En mer detaljerad beskrivning av Green Book finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

Lundin Petroleums arbetsordning för styrelsen

Styrelsens arbetsordning anger de grundläggande reglerna för arbetsfördelning mellan styrelse, kommittéer, styrelseordförande och verkställande direktör (VD). Arbetsordningen innehåller även instruktioner till bolagets VD, instruktioner för den finansiella rapporteringen till styrelsen samt riktlinjer för styrelsekommittéernas och investeringskommitténs arbete. Arbetsordningen antas årligen av styrelsen.

AKTIEKAPITAL OCH AKTIEÄGARE

Lundin Petroleums aktier är noterade på Large Cap-listan på NASDAQ OMX Stockholm och på Torontobörsen. Lundin Petroleums aktiekapital uppgick i slutet av 2012 till 3 179 106 SEK fördelat på 317 910 580 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK per aktie. Alla aktier har lika rösträtt och ger lika rätt till andel i bolagets tillgångar och resultat.

Lundin Petroleum hade i slutet av 2012 totalt 43 954 aktieägare registrerade vid Euroclear Sweden, vilket innebär en ökning

med 7 057 aktieägare jämfört med 2011, det vill säga en ökning med cirka 20 procent. De större ägarna i bolaget, som per den 31 december 2012 innehade mer än tio procent av aktierna och rösterna, var Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. och Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd., två investmentbolag helägda av familjen Lundin genom trustar, som tillsammans innehade 27,4 procent av aktierna. Därutöver innehade Landor Participations Inc., ett investmentbolag – helägt av en trust vars stiftare (settler) är Ian H. Lundin – 3,6 procent av aktierna.

Liksom tidigare år bemyndigade årsstämman som hölls den 10 maj 2012 styrelsen att återköpa och sälja egna aktier som ett verktyg för att optimera bolagets kapitalstruktur och för att säkra bolagets åtaganden enligt dess incitamentsprogram. Med stöd av detta bemyndigande köpte Lundin Petroleum 485 647 egna aktier under andra kvartalet 2012 och innehade som ett resultat av detta 7 368 285 egna aktier per den 31 december 2012, motsvarande 2,3 procent av aktiekapitalet. Det genomsnittliga anskaffningsvärdet för dessa aktier är 51,90 SEK. Ytterligare information om Lundin Petroleums aktier och aktieägare under 2012, liksom bolagets utdelningspolicy, finns på sidorna 68–69.

VALBEREDNING

Bolagets aktieägare fattar vid varje årsstämma beslut om hur valberedningen skall utses. I valberedningens uppgifter ingår att ge rekommendationer till årsstämman avseende val av årsstämmans ordförande, styrelseordförande och övriga styrelseledamöter, ersättning till styrelseordföranden och övriga styrelseledamöter, inklusive ersättning för kommittéarbete, val av revisor, ersättning till revisorn samt valberedningsprocessen för följande års årsstämma. Valberedningens ledamöter är, oavsett hur de utsetts, skyldiga att tillvarata samtliga aktieägares intressen. Ingen ersättning utgår till ordföranden eller de övriga ledamöterna i valberedningen för deras arbete i valberedningen.

Valberedning inför 2013 års årsstämma

I enlighet med den valberedningsprocess som antogs av 2012 års årsstämma består valberedningen inför 2013 års årsstämma av ledamöter som utsetts av fyra av bolagets större aktieägare per den 1 augusti 2012. Namnen på ledamöterna i valberedningen tillkännagavs och publicerades på bolagets webbplats den 24 oktober 2012, det vill säga inom tidsramen sex månader före årsstämman, i enlighet med bolagsstyrningskoden. Sekreterare i valberedningen är bolagets Vice President Legal, Jeffrey Fountain. Valberedningen har hållit fyra möten under sin mandatperiod och informella kontakter har ägt rum mellan dessa möten. Ytterligare information om valberedningen och dess arbete återfinns i tabellen på nästa sida och valberedningens fullständiga rapport, inklusive dess slutgiltiga förslag till årsstämman 2013, presenteras på bolagets webbplats tillsammans med kallelsen till årsstämman.

Valberedning inför 2013 års årsstämma						
Ledamot	Utsedd av	Mötesnärvaro	Aktier representerade per den 1 augusti 2012	Aktier representerade per den 31 december 2012	Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Oberoende av bolagets större ägare
Åsa Nisell	Swedbank Robur fonder	4/4	2,6 procent	2,6 procent	Ja	Ja
Ossian Ekdahl	Första AP-fonden	4/4	1,1 procent	0,9 procent	Ja	Ja
Arne Lööv	Fjärde AP-fonden	4/4	1,2 procent	1,2 procent	Ja	Ja
Ian H. Lundin	Lorito Holdings (Guernsey) Ltd., Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. och Landor Participations Inc., tillika icke-anställd styrelseordförande i Lundin Petroleum	4/4	31,0 procent	31,0 procent	Ja	Nej ¹
Magnus Unger	Icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum samt valberedningens ordförande	4/4	–	–	Ja	Ja
			Totalt 35,9 procent	Totalt 35,7 procent		
Sammanfattningsvis, valberedningen har under mandatperioden				Kompletterande förutsättningar		
<ul style="list-style-type: none"> Behandlat en rapport avseende styrelsens arbete samt resultaten av utvärderingen av styrelsens arbete. Utvärderat styrelseledamöternas oberoende i enlighet med reglerna i bolagsstyrningskoden. Behandlat styrelsens storlek och sammansättning, med hänsyn till bolagets rådande position och förväntade utveckling samt styrelseledamöternas kvalifikationer och erfarenhet. Utsett ett externt rekryteringsföretag med uppdrag att finna lämpliga kandidater till ny styrelseledamot för valberedningen att föreslå 2013 års årsstämma, utvärderat rekryteringsföretagets förslag och intervjuat möjliga kandidater. Fört diskussioner angående omval av sittande styrelseledamöter och styrelseordförande vid årsstämman 2013. Behandlat rekommendationen från bolagets revisionskommitté angående val av revisor vid årsstämman 2013. Behandlat frågor rörande styrelsens och revisorns ersättning. Fört diskussioner angående utseende av en extern oberoende ordförande för 2013 års årsstämma och beaktande av lämpliga kandidater. Behandlat valberedningsprocessen inför 2014 års årsstämma. Åsa Nisell, Ossian Ekdahl och Arne Lööv sammanträdde med två styrelseledamöter, Asbjørn Larsen och Kristin Færøvik, för att diskutera styrelsens arbete och arbetssätt. 				<ul style="list-style-type: none"> Valberedningen uppfyller de kriterier för oberoende som fastlagts i bolagsstyrningskoden och ingen från bolagsledningen är ledamot i valberedningen. Magnus Unger valdes återigen enhälligt till ordförande, ett uppdrag han innehåft sedan valberedningen som bildades inför 2006 års årsstämma. Det faktum att han är ordförande i valberedningen och samtidigt styrelseledamot i Lundin Petroleum utgör en avvikelse från regel 2.4 i bolagsstyrningskoden; dock ansågs detta liksom tidigare är berättigat av både bolaget och valberedningen, med tanke på Magnus Ungers erfarenhet och stöd från bolagets större aktieägare. 		

¹ För ytterligare detaljer, se tabellen på sidorna 64–65.

BOLAGSSTÄMMAN

Bolagsstämman är Lundin Petroleum's högsta beslutsfattande organ där aktieägarna kan utöva sin rösträtt och påverka bolagets verksamhet. Aktieägare kan begära att ett specifikt ärende tas upp på dagordningen, förutsatt att sådan begäran kommer styrelsen tillhanda i behörig tid. Årsstämman ska hållas årligen före utgången av juni i Stockholm, där styrelsen har sitt säte. Kallelsen till årsstämman ska utfärdas tidigast sex och senast fyra veckor före årsstämman och ska kungöras i Post- och Inrikes Tidningar och på bolagets webbplats. Handlingarna inför årsstämman publiceras på svenska och engelska på bolagets webbplats senast tre veckor, dock vanligen fyra veckor, före årsstämman.

Vid årsstämman fattar aktieägarna beslut i ett antal väsentliga frågor avseende bolagets styrning, såsom val av styrelseledamöter och revisor, ersättningar till styrelse, ledning och revisor, inklusive godkännande av bolagets ersättningspolicy för den verkställande ledningen, beviljande av ansvarsfrihet för styrelsen och VD samt godkännande av räkenskaper och

beslut om disposition av bolagets resultat. Extra bolagsstämmor hålls om och när bolagets verksamhet så kräver.

Årsstämman 2012

Årsstämman 2012 hölls den 10 maj 2012 på Grand Hotel i Stockholm. Vid årsstämman närvarade 664 aktieägare, som representerade 54,4 procent av aktiekapitalet, personligen eller genom ombud. Närvarande var också styrelsens ordförande, samtliga styrelseledamöter och VD, samt bolagets revisor och majoriteten av ledamöterna i valberedningen för 2012 års årsstämma. Ledamöter i valberedningen för 2012 års årsstämma var Kerstin Stenberg (Swedbank Robur fonder), Ulrika Danielson (Andra AP-fonden), Anders Algotsson (AFA Försäkring), Ian H. Lundin (Lorito Holdings (Guernsey) Ltd., Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. och Landor Participations Inc., tillika icke-anställd styrelseordförande i Lundin Petroleum) och Magnus Unger (icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum och ordförande i valberedningen). För att samtliga närvarande skulle kunna följa årsstämman simultantolkades mötesförhandlingarna från svenska till engelska respektive från engelska till svenska. Allt

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2012

skriftligt material rörande årsstämman tillhandahölls också på både svenska och engelska.

2012 års årsstämma fattade beslut om att:

- » Omvälja Ian H. Lundin, Magnus Unger, William A. Rand, Lukas H. Lundin, C. Ashley Heppenstall, Asbjørn Larsen och Kristin Færøvik till styrelseledamöter. Dambisa F. Moyo avböjde omval.
- » Omvälja Ian H. Lundin som styrelseordförande.
- » Bevilja styrelsen och VD ansvarsfrihet för förvaltningen av bolagets angelägenheter under 2011.
- » Fastställa bolagets och koncernens resultat- och balansräkningar samt att ingen utdelning utbetalas för räkenskapsåret 2011.
- » Godkänna arvode till styrelseledamöter och revisor.
- » Godkänna bolagets ersättningspolicy för den verkställande ledningen.
- » Bemyndiga styrelsen att besluta om nyemission av aktier och/eller konvertibla skuldebrev motsvarande sammanlagt högst 35 miljoner nya aktier, med eller utan tillämpning av aktieägarnas företrädesrätt.
- » Bemyndiga styrelsen att besluta om återköp och försäljning av bolagets egna aktier på NASDAQ OMX Stockholm eller Torontobörsen, där det högsta antalet aktier som får innehas av bolaget inte vid något tillfälle får överstiga fem procent av samtliga utestående aktier i bolaget.
- » Godkänna valberedningsprocessen inför 2013 års årsstämma.
- » Avslå aktieägarförslag i förhållande till bolagets tidigare verksamhet.

Protokollet från årsstämman 2012, tillsammans med allt till stämman hörande skriftligt material på svenska och engelska, samt styrelseordförandens och VD:s anföranden på årsstämman, finns tillgängliga på www.lundin-petroleum.com.

Årsstämman 2013

2013 års årsstämma kommer att hållas den 8 maj 2013 kl. 13.00 i Vinterträdgården på Grand Hotel, Södra Blasieholmshamnen 8, i Stockholm. Aktieägare som önskar delta måste vara införda i den av Euroclear Sweden förda aktieboken senast den 2 maj 2013 och måste anmäla sitt deltagande till bolaget senast den 2 maj 2013. Ytterligare information om registrering för årsstämman och röstning genom ombud, återfinns i kallelsen till årsstämman som finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

BOLAGETS EXTERNA REVISORER

Revisor – lagstadgad revision

Lundin Petroleum:s revisor reviderar varje år bolagets och koncernens räkenskaper, styrelsens och VD:s förvaltning av bolagets angelägenheter och rapporterar angående bolagsstyrningsrapporten. Dessutom granskar revisorn bolagets delårsrapport per den 30 juni. Styrelsen sammanträder med revisorn minst en gång om året utan att någon från bolagsledningen är närvarande. Revisorn deltar även regelbundet i revisionskommitténs möten, i synnerhet i samband med bolagets delårs- och bokslutsrapporter. Vid årsstämman 2012 förekom inget revisorsval eftersom revisionsbolaget PricewaterhouseCoopers AB vid årsstämman 2009 valdes

I styrelsens främsta uppgifter ingår att:

- » Fastställa de övergripande operativa målen och strategin för bolaget.
- » Besluta om anskaffning av kapital.
- » Utse, utvärdera, och om så erfordras, avsätta VD.
- » Säkerställa att det finns effektiva system för uppföljning och kontroll av bolagets verksamhet.
- » Säkerställa att det finns en adekvat process för att bevaka att bolaget uppfyller lagar och andra förordningar som är relevanta för bolagets verksamhet.
- » Fastställa nödvändiga riktlinjer till vägledning för bolagets agerande i etiska frågor.
- » Säkerställa att bolagets externa kommunikation präglas av öppenhet och är korrekt, pålitlig och relevant.
- » Säkerställa att bolagets organisation har adekvata system för intern kontroll av redovisning, förvaltning av medel och bolagets finansiella ställning i allmänhet.
- » Fortlöpande utvärdera bolagets och koncernens ekonomiska situation.

till bolagets revisor för en period fram till årsstämman 2013. Huvudansvarig revisor är den auktoriserade revisorn Bo Hjalmarsson.

Revisorsarvodena beskrivs i noterna till de finansiella rapporterna, se not 35 på sidan 104 och not 10 på sidan 109. Revisorsarvoden innebär även betalning för uppdrag utöver det ordinarie revisionsuppdraget. Sådana uppdrag sker dock i minsta möjliga utsträckning i syfte att säkerställa revisorns oberoende gentemot bolaget.

Oberoende kvalificerad revisor av olje- och gasreserver

Lundin Petroleum:s oberoende kvalificerade revisor av olje- och gasreserver reviderar varje år bolagets olje- och gasreserver och betingade resurser, det vill säga bolagets kärntillgångar, även om dessa tillgångar inte redovisas separat i bolagets balans- eller resultaträkning. Revisorn tillsätts av styrelsen, på rekommendation av olje- och gasreservskommittén. Revisorn sammanträder med bolagets ledning och olje- och gasreservskommitté minst en gång om året för att diskutera reservrapporteringen och revisionsprocessen, och tillhandahåller även en årlig rapport om reservdata i enlighet med gällande kanadensisk värdepapperlagstiftning. Nuvarande revisor är ERC-Equipoise Ltd. För ytterligare information om bolagets reserver och resurser, se avsnittet Reserver, resurser och produktion på sidorna 12–17.

STYRELSEN

Lundin Petroleum:s styrelse ansvarar för organisationen av bolaget och ledningen av bolagets verksamhet. Styrelsens uppgift är att förvalta bolagets angelägenheter till gagn för bolaget och alla aktieägare, med målsättningen att skapa långsiktigt aktieägarvärde.

Styrelsens sammansättning

Enligt Lundin Petroleum's bolagsordning ska styrelsen bestå av minst tre och högst tio ledamöter med maximalt tre suppleanter, och antalet ledamöter beslutas varje år av årsstämman. Styrelseledamöterna väljs för en mandatperiod om ett år. På årsstämman 2012 omvaldes, såsom tidigare nämnts, Ian H. Lundin (styrelseordförande), Magnus Unger, William A. Rand, Lukas H. Lundin, C. Ashley Heppenstall (bolagets VD), Asbjørn Larsen och Kristin Færøvik fram till nästa årsstämma. Dambisa F. Moyo avböjde omval. Inga suppleanter har valts och ingen av styrelsens ledamöter är utsedd av någon arbetstagarorganisation. Styrelseledamöterna, med undantag av VD, är inte anställda i bolaget, erhåller inte lön från bolaget och är inte berättigade att delta i bolagets incitamentsprogram. Därutöver har styrelsen till sitt stöd en bolagssekreterare som inte är styrelseledamot. Utsedd bolagssekreterare är Jeffrey Fountain, Vice President Legal på Lundin Petroleum.

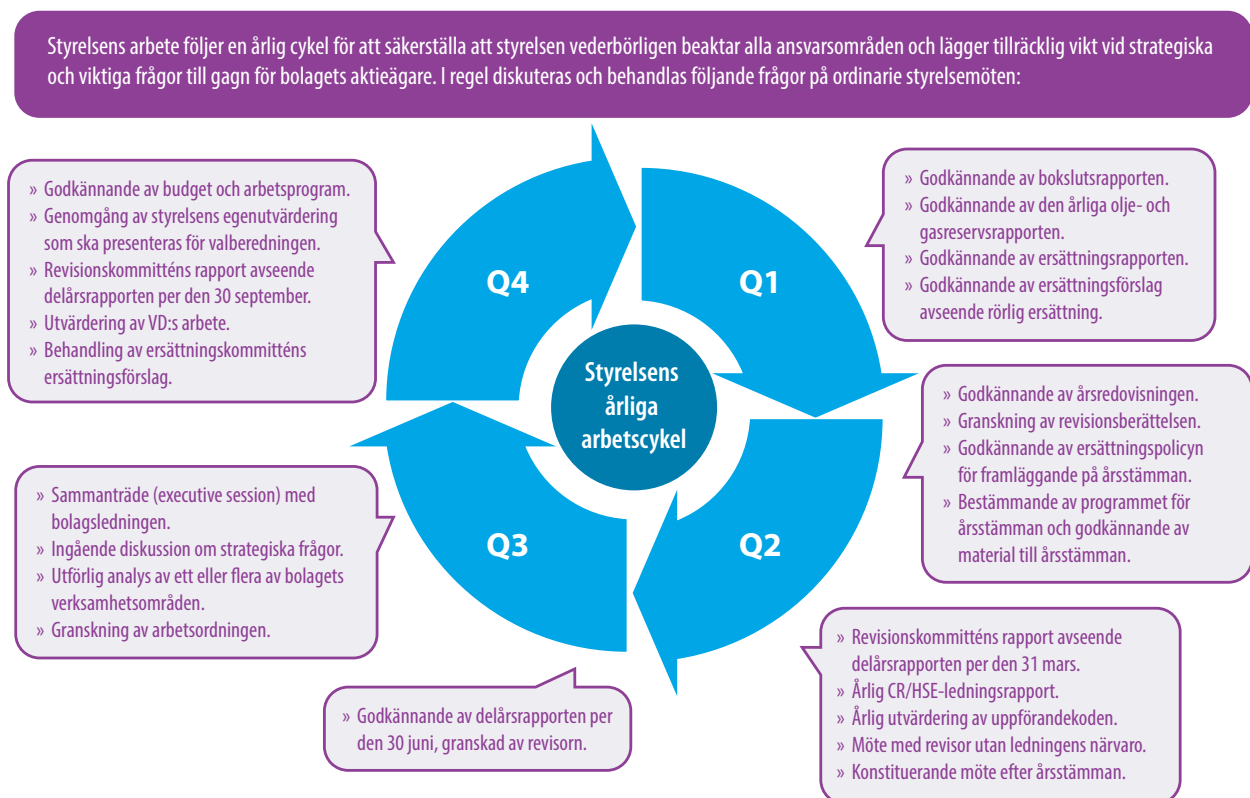
Styrelseordföranden, Ian H. Lundin, ansvarar för att styrelsens arbete är välorganiserat och genomförs på ett effektivt sätt. Han upprätthåller även de rapporteringsanvisningar för bolagsledningen som utarbetats av VD och godkänts av styrelsen, men deltar inte i beslutsfattandet angående bolagets löpande verksamhet. Styrelseordföranden har regelbundna kontakter med VD för att dels säkerställa att styrelsen alltid är tillräckligt informerad om bolagets verksamhet och finansiella ställning, dels stötta VD i hans uppdrag. Styrelseordföranden träffar vid flera tillfällen under året också bolagets aktieägare för att diskutera aktieägarfrågor och ägandefrågor i allmänhet. Han

för även samtal med andra av bolagets intressenter. Därutöver främjar styrelseordföranden aktivt bolaget och dess intressen på de platser där bolaget är verksamt, samt när det gäller potentiella nya affärsmöjligheter.

Samtliga styrelseledamöter som valdes på årsstämman 2012 har omfattande erfarenhet från affärsvärlden och flera ledamöter har även stor erfarenhet från olje- och gasindustrin. Valberedningen inför 2012 års årsstämma bedömde, mot bakgrund av Lundin Petroleum's affärsverksamhet och nuvarande utvecklingsfas, att styrelsen består av mångsidiga personer väl lämpade för uppgiften med omfattande expertis, erfarenhet och bakgrund. Inför årsstämman 2012 utvärderade valberedningen huruvida var och en av de föreslagna styrelseledamöterna var oberoende och fastställde att styrelsens sammansättning uppfyllde bolagsstyrningskodens krav på oberoende såväl i förhållande till bolaget och bolagsledningen som i förhållande till bolagets större aktieägare. Styrelseledamöternas oberoende presenteras i tabellen på sidorna 64–65.

Styrelsemöten och styrelsearbetet

Styrelsen vägleds av styrelsens arbetsordning, som slår fast hur styrelsen ska bedriva sitt arbete. Utöver det konstituerande mötet efter årsstämman hålls normalt minst sex ordinarie styrelsemöten per kalenderår. Vid dessa möten ger VD en rapport om bolagets ställning, framtidsutsikter och finansiella situation. Dessutom behandlas beslutsärenden och frågor av väsentlig betydelse för bolaget, och styrelsekommittéerna rapporterar i frågor vid behov. Styrelsens årliga arbetscykel presenteras i nedanstående illustration.



STYRELSEN



Ian H. Lundin

Styrelseordförande sedan 2002
Ledamot sedan 2001
Ledamot i valberedningen
Ordförande i olje- och
gasreservskommittén



Lukas H. Lundin

Ledamot sedan 2001



C. Ashley Heppenstall

Ledamot sedan 2001
Koncernchef och VD
sedan 2002



Kristin Færøvik

Ledamot sedan 2011
Ledamot i
ersättningskommittén



Asbjørn Larsen

Ledamot sedan 2008
Ledamot i revisions- och olje-
och gasreservskommittéerna
CR/HSE-styrelserepresentant



William A. Rand

Ledamot sedan 2001
Ordförande i revisions- och
ersättningskommittéerna



Magnus Unger

Ledamot sedan 2001
Ledamot i revisions- och
ersättningskommittéerna
Ordförande i valberedningen



Ytterligare information angående
styrelsen finns på sidorna 64–65 samt på
www.lundin-petroleum.com

Styrelsemöten 2012

Under 2012 hölls åtta styrelsemöten inklusive det konstituerande mötet. För att fördjupa styrelsens kunskaper om bolaget och dess verksamhet genomförs varje år ett besök vid någon av bolagets operativa enheter. I september 2012 besökte styrelsen den norska verksamheten och höll i samband med styrelsemötet ett lednings-sammanträde (executive session) med bolagsledningen. Vid detta lednings-sammanträde fick styrelsen en detaljerad genomgång av koncernens prospekterings- och utbyggnadsverksamhet, samt en uppdatering avseende reserver och produktion. En finansiell översikt över koncernen presenterades också, liksom rapporter om samhällsansvar (CR) och hälsa, säkerhet och miljö (HSE), med särskilt fokus på FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter. Ledande befattningshavare deltog även vid behov i flera styrelsemöten under året för att presentera och rapportera om specifika frågor.

Styrelsen

Styrelsens arbete under året

- Granskat och godkänt rapporten för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2011.
- Tagit del av bolagsledningens uppdateringar om bolagets verksamhet och affärer, inklusive förväntad produktion och andra produktionsfrågor, betydande prospekteringshändelser, pågående utbyggnadsprojekt i Norge med tillhörande avtal, m.m.
- Fört strategiska diskussioner rörande befintlig verksamhet och framtida prospekterings- och utbyggnadsprojekt.
- Behandlat avyttring och förvärv av tillgångar.
- Behandlat väsentliga projekt och åtaganden, inklusive betydande upphandlingar, överenskommelser avseende borrhigar och seismiska undersökningar, ändringar i borrhigarprogram, inlämnande av utbyggnadsplaner (PDO), förlängningar av prospekteringsperioder, m.m.
- Behandlat nya licensansökningar.
- Behandlat och godkänt frågor gällande återställning och återlämning av oljefält.
- Fört ingående diskussioner om bolagets nya kreditfacilitet på 2,5 miljarder USD, samt godkänt det slutgiltiga upplägget.
- Fört diskussioner med bolagets revisor angående 2011 års revisionsprocess och efterlevnad av bolagets ersättningspolicy för 2011 (utan bolagsledningens närvaro).
- Behandlat förslag från aktieägare som inkommit inför årsstämman 2012 angående bolagets tidigare verksamhet, inhämtat expertutlåtande i ärendet och godkänt ett uttalande att rekommendera aktieägarna att rösta emot sådana förslag.
- Granskat och godkänt material och förslag till 2012 års årsstämma, inklusive bolagets årsredovisning för 2011.
- Fört diskussioner angående ogrundade påståenden i media gällande bolagets tidigare verksamhet i Sudan och Etiopien samt om den svenska internationella åklagarkammarens förundersökning om påstådda brott mot den internationella humanitära rätten i Sudan under åren 1997–2003.
- Granskat och godkänt bolagets delårsrapport per den 30 juni 2012, baserat på revisionskommitténs rekommendationer.
- Utnyttjat det bemyndigande styrelsen fått av 2012 års årsstämma att återköpa bolagets egna aktier.
- Behandlat frågor och aktiviteter som rör aktieägare och investerarelationer, inklusive intressentengagemang och kommunikation med aktieägare.
- Granskat och godkänt de reservrapporter som krävs enligt kanadensisk värdepapperslagstiftning.
- Granskat och godkänt bolagets instämmande i FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter.
- Granskat och godkänt bolagets policy för mänskliga rättigheter, med tillhörande riktlinjer.
- Granskat och godkänt bolagets stöd och engagemang för de principer som lagts fram av Extractive Industries Transparency Initiative (EITI).
- Fört diskussioner gällande bolagets resultat och framsteg på HSE-området.
- Behandlat för bolaget betydande försäkringsfrågor.
- Granskat och godkänt 2013 års budget och arbetsprogram.
- Fortlöpande erhållit rapporter och uppdateringar från ledningen om bolagets pågående verksamhet, finansiella ställning och CR/HSE-frågor i syfte att ge styrelsen möjlighet att på lämpligt sätt följa upp bolagets verksamhet och finansiella ställning.

Styrelsen är också ansvarig för att kontinuerligt utvärdera VD:s arbete och ska minst en gång per år göra en formell genomgång av de resultat VD uppnått under året. Under 2012 gjorde ersättningskommittén för styrelsens räkning en genomgång av bolagsledningens och VD:s arbete och resultat. Slutsatserna presenterades vid ett styrelsemöte tillsammans med förslag till ersättning till VD och bolagsledning. Varken VD eller övriga ledande befattningshavare var närvarande under dessa diskussioner.

Utvärdering av styrelsearbetet

En formell genomgång av styrelsens arbete genomfördes i november 2012, genom en enkät till samtliga styrelseledamöter. Syftet var dels att säkerställa att styrelsen fungerar effektivt, dels att möjliggöra för styrelsen att vid behov skärpa fokus på de frågor som kan komma att tas upp. I enkäten behandlades flera aspekter av styrelsens struktur, arbete och möten, samt allmänna frågor såsom stöd och information till styrelsen.

Samtliga styrelseledamöter gav personlig återkoppling. De övergripande slutsatserna var mycket positiva och visade att styrelsen har en lämplig struktur och sammansättning samt att styrelseledamöterna är erfarna, professionella och välinformerade om bolaget och dess verksamhet. Styrelsekommittéerna fungerar effektivt och fördelningen av ansvar och beslutsfattande inom styrelsen är tydlig. Styrelsemötena är väl förberedda och planerade. Presentationerna håller hög kvalitet vilket gör det möjligt för styrelsen att fungera på ett välinformerat och effektivt sätt. Som förslag på framtida frågor för styrelsen att beakta framhölls att det vore önskvärt med mer diskussioner om bolagets övergripande strategi, med tanke på en omvärld i allt snabbare förändring.

Resultat och slutsatser av genomgången av styrelsens arbete presenterades för valberedningen.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2012

Ersättning till styrelsen

Ersättning till styrelseordförande och övriga styrelseledamöter utgår i enlighet med årsstämmans beslut. Årsstämman 2012 beslutade att styrelseordföranden ska erhålla 1 000 000 SEK och övriga styrelseledamöter 450 000 SEK, med undantag för VD. Årsstämman beslutade vidare om en ersättning på 100 000 SEK för varje ordinarie kommittéuppgift, och 150 000 SEK för varje uppgift som kommittéordförande, dock begränsat till ett belopp om totalt 800 000 SEK för kommittéarbete. Ingen ersättning utgår för uppgift inom olje- och gasreservskommittén. Därutöver godkände årsstämman 2012 ett belopp om 2 000 000 SEK för ersättning till styrelseledamöter för särskilda uppgifter utanför styrelseuppgiften.

Styrelsens ersättning beskrivs närmare i tabellen på sidorna 64–65 och i noterna till de finansiella rapporterna, se not 33 på sidorna 102–103.

STYRELSEKOMMITTÉER OCH STYRELSENS REPRESENTANT FÖR CR/HSE-FRÅGOR

För att maximera styrelsens effektivitet och säkerställa en grundlig genomgång av vissa frågor har styrelsen inrättat en ersättningskommitté, en revisionskommitté och en olje- och gasreservskommitté samt utsett en styrelserepresentant för CR/HSE-frågor. Kommittéernas uppgifter och ansvar beskrivs utförligt i de direktiv för respektive kommitté som årligen antas som en del av styrelsens arbetsordning. Kommittémötena protokollförs och de ärenden som diskuteras rapporteras till styrelsen. Därutöver tas informella kontakter mellan mötena när verksamheten så kräver.

Ersättningskommitté

Ersättningskommittén bistår styrelsen i ärenden som rör bolagsledningens ersättning och håller sig informerad om ersättningsprinciper, ersättningar och andra anställningsvillkor för bolagsledningen, samt förbereder styrelsens och årsstämmans beslut i dessa ärenden. Vad gäller ersättning till bolagsledningen är det kommitténs målsättning att erbjuda marknadsmässiga och konkurrenskraftiga ersättningspaket som tar hänsyn till såväl befattningens omfattning och ansvar som till individens färdigheter, erfarenheter och tidigare prestationer. I kommitténs uppgifter ingår även att följa upp och utvärdera bolagets program för lörlig ersättning, tillämpningen av ersättningspolicyn samt aktuella ersättningsstrukturer och -nivåer i bolaget. För mer information om dessa frågor, se avsnittet om ersättning i denna rapport på sidorna 59–61.

Revisionskommitté

Revisionskommittén bistår styrelsen i att säkerställa att bolagets finansiella rapporter upprättas i enlighet med internationella

redovisningsprinciper (IFRS), årsredovisningslagen och tillämpliga redovisningsprinciper för ett svenskt bolag noterat på NASDAQ OMX Stockholm och Torontobörsen. Revisionskommittén utför inget revisionsarbete, men övervakar bolagets finansiella rapportering och bedömer effektiviteten i bolagets finansiella interna kontroller, internrevision och riskhantering, med huvudmålet att bistå styrelsen i beslutsprocesser som rör dessa frågor. Enligt kommittédirektiven har kommittén också befogenhet att fatta beslut i vissa ärenden, bland annat att å styrelsens vägnar granska och godkänna bolagets delårsrapporter per den 31 mars och 30 september. Som en del av den årliga revisionsprocessen har revisionskommittén även regelbunden kontakt med koncernens externa revisor och granskar revisorns ersättning samt opartiskhet och självständighet. Revisionskommittén bistår också vid behov valberedningen med att ta fram förslag till val av revisor på årsstämman.

Olje- och gasreservskommitté

Olje- och gasreservskommittén inrättades 2011 i samband med noteringen av Lundin Petroleum aktie på Torontobörsen. Kommittén granskar och rapporterar till styrelsen i ärenden som rör bolagets policier och rutiner för rapportering av olje- och gasreserver och därtill relaterad information, i enlighet med National Instrument 51–101 (NI 51–101), som utfärdats enligt gällande kanadensisk värdepapperslagstiftning. Olje- och gasreservskommittén rapporterar till styrelsen om bolagets rutiner för rapportering av olje- och gasreserver och därtill relaterad information, om utnämningen av den oberoende kvalificerade revisorn för olje- och gasreserver, samt om bolagets rutiner för att förse denne med information. Olje- och gasreservskommittén sammanträder även med bolagsledningen och den oberoende kvalificerade revisorn för olje- och gasreserver för att granska och avgöra om man ska rekommendera styrelsen att godkänna den rapport avseende reserver och annan olje- och gasinformation som årligen ska lämnas enligt NI 51–101.

Styrelsens representant för CR/HSE-frågor

Styrelsen har ett lednings- och tillsynsansvar i alla CR- och HSE-frågor inom koncernen och utser varje år en icke-anställd styrelseledamot till särskild styrelserepresentant för CR/HSE-frågor. I CR/HSE-styrelserepresentantens uppgifter ingår att föra en dialog med bolagsledningen angående CR/HSE-relaterade frågor samt att regelbundet rapportera om dessa till styrelsen. Nuvarande styrelserepresentant i CR/HSE-frågor är Asbjørn Larsen. För information om bolagets CR/HSE-aktiviteter, se avsnittet om Samhällsansvar på sidorna 40–47.

Den svenska internationella åklagarkammaren inledde i juni 2010 en förundersökning om påstådda brott mot den internationella humanitära rätten i Sudan 1997–2003. Bolaget har av åklagarmyndigheten ombetts att lämna information om sin verksamhet i block 5A i Sudan under denna tidsperiod. Som framförts vid upprepade tillfällen tillbakavisar Lundin Petroleum kategoriskt alla påståenden om missgärningar och kommer att samarbeta med åklagarmyndighetens utredning. Lundin Petroleum är fast förvisat om att bolaget var en positiv kraft i Sudan och att dess verksamhet bidrog till att förbättra levnadsförhållandena för befolkningen i Sudan.

Revisionskommitté 2012			
Ledamöter	Mötesnärvaro	Revisionskommittén har under året	Kompletterande förutsättningar
William A. Rand, ordförande Magnus Unger Asbjørn Larsen	6/6 6/6 6/6	<ul style="list-style-type: none"> – Bedömt bokslutsrapporten 2011 och delårsrapporten per den 30 juni 2012 för fullständighet och riktighet och rekommenderat till styrelsen för godkännande. – Bedömt och godkänt delårsrapporterna per den 31 mars och 30 september 2012 å styrelsens vägnar. – Utvärderat redovisningsfrågor i samband med bedömning av de finansiella rapporterna. – Följt upp och utvärderat resultatet av koncernens internrevision. – Haft tre möten med den externa revisorn för att diskutera den finansiella rapporteringen, internkontroll, m.m. – Utvärderat revisorns revisionsarbete och dennes opartiskhet och självständighet. – Granskat och godkänt revisorns arvode. – Bistått valberedningen i dess arbete med att föreslå en revisor för tillsättande vid 2013 års årsstämma. 	<ul style="list-style-type: none"> – Revisionskommitténs sammansättning uppfyllde aktiebolagslagens och bolagsstyrningskodens krav på oberoende. – William A. Rand har varit ordförande i revisionskommittén sedan den konstituerades 2002 och alla ledamöter har finansiell/juridisk ledningsexpertis. Dessutom innefattar Asbjørn Larsens tidigare uppdrag befattningen som finansdirektör och VD för ett norskt börsnoterat olje- och gasprospekteringsbolag och han har omfattande erfarenhet i redovisnings- och revisionsfrågor.
Ersättningskommitté 2012			
Ledamöter	Mötesnärvaro	Ersättningskommittén har under året	Kompletterande förutsättningar
William A. Rand, ordförande Magnus Unger Kristin Færevik	3/3 3/3 2/3	<ul style="list-style-type: none"> – Granskat VD:s, de övriga medlemmarna i den verkställande ledningens och övriga bolagslednings prestationer i enlighet med bolagets prestationsledningsprocess (Performance Management Process). – Upprättat en rapport avseende styrelsens utvärdering av ersättningar till den verkställande ledningen under 2011. – Löpande följt upp och utvärderat ersättningsstrukturer, -nivåer och -program samt bolagets ersättningspolicy. – Upprättat förslag till ersättningspolicy för 2012 för styrelsens och årsstämmans godkännande. – Upprättat förslag till ersättningar och andra anställningsvillkor för VD, för styrelsens godkännande. – Granskat VD:s förslag avseende ersättningar och andra anställningsvillkor för de övriga medlemmarna i den verkställande ledningen och anställda på Vice President-nivå, för styrelsens godkännande. – Granskat och godkänt VD:s förslag avseende principerna för ersättning av övrig bolagsledning och andra anställda. – Granskat och godkänt VD:s förslag avseende 2012 års LTIP tilldelningar. – Utfört en jämförande studie avseende ersättningar med biträde av HayGroup. 	<ul style="list-style-type: none"> – Ersättningskommitténs sammansättning uppfyllde bolagsstyrningskodens krav på oberoende. – William A. Rand har varit ordförande i ersättningskommittén sedan den konstituerades 2002 och har därmed omfattande erfarenhet i ersättningsfrågor. Därutöver har ersättningskommittén, med tanke på kommittéledamöternas skiftande bakgrunder och allmänna erfarenhet, omfattande kunskap och erfarenhet i frågor avseende ersättningar till ledande befattningshavare.
Olje- och gasreservskommitté 2012			
Ledamöter	Mötesnärvaro	Olje- och gasreservskommittén har under året	Kompletterande förutsättningar
Ian H. Lundin, ordförande Asbjørn Larsen	1/1 1/1	<ul style="list-style-type: none"> – Genomfört en allmän granskning av bolagets rutiner och förfaranden för olje- och gasreserver. – Granskat bolagets rutiner för sammanställning och rapportering av övrig information förenad med olje- och gasaktiviteter. – Sammanträtt med bolagsledningen och Gaffney, Cline & Associates, den oberoende kvalificerade revisorn för olje- och gasreserver, för att diskutera olje- och gasreservsrapporteringen för 2011. – Granskat olje- och gasreservsdata. – Behandlat byte av oberoende kvalificerad revisor för olje- och gasreserver till ERC-Equipoise Ltd. per 2012 års reservsrapportering. 	<ul style="list-style-type: none"> – Olje- och gasreservskommitténs sammansättning uppfyllde kraven på oberoende i gällande kanadensisk värdepapperslagstiftning NI 51-101.

BOLAGSLEDNING



C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD,
styrelseledamot



Christine Batruch
Vice President Corporate
Responsibility



Alexandre Schneider
Executive Vice President
och Chief Operating Officer



Jeffrey Fountain
Vice President Legal



Geoffrey Turbott
Vice President Finance och
Chief Financial Officer



Teitur Poulsen
Vice President Corporate
Planning and Investor Relations



Chris Bruijnzeels
Senior Vice President
Operations



Ytterligare information angående
bolagsledningen finns på sidan 66 samt på
www.lundin-petroleum.com

BOLAGSLEDNING

Ledningsstruktur

Lundin Petroleum's koncernchef och VD, C. Ashley Heppenstall, är ansvarig för den löpande verksamheten. Han utses av, och rapporterar till, styrelsen och är också den ende styrelseledamoten som är anställd i Lundin Petroleum. VD:s arbetsuppgifter, och ansvarsfördelningen mellan styrelsen och VD, regleras i arbetsordningen och i styrelsens instruktioner till VD. Förutom den övergripande ledningen av bolaget omfattar VD:s uppgifter även att säkerställa att styrelsen erhåller all relevant information om bolagets verksamhet, inklusive vinstutveckling, finansiell ställning och likviditet, samt information om väsentliga händelser såsom betydande tvister, avtal och utveckling av viktiga affärsrelationer. VD är också ansvarig för att upprätta erforderliga beslutsunderlag för styrelsens beslut och för att säkerställa att bolaget följer tillämplig lagstiftning, gällande aktiemarknadsregler och andra regelverk, såsom bolagsstyrningskoden. VD för också regelbunden dialog med bolagets intressenter, inklusive aktieägare, finansiella marknader, affärspartners och myndigheter. För att kunna fullgöra dessa uppgifter för VD nära diskussioner med styrelseordföranden rörande bolagets verksamhet, finansiella ställning, kommande styrelsemöten, implementering av beslut och andra relevanta frågor.

VD stöds i sitt arbete av bolagsledningen, som består av:

- » Investeringskommittén, som förutom VD inkluderar
 - Chief Operating Officer (COO), Alexandre Schneiter, som ansvarar för Lundin Petroleum's prospektering och produktion världen över, liksom personalfrågor;
 - Chief Financial Officer (CFO), Geoffrey Turbott, som ansvarar för finansiell rapportering, internredovisning, skatte- och finansieringsfrågor och ekonomi; och
 - Senior Vice President Operations (SVP Operations), Chris Bruijnzeels, som ansvarar för den operativa verksamheten, reserver och optimal utveckling av Lundin Petroleum's portfölj av tillgångar, liksom riskhantering och IT.
- » Vice President Corporate Responsibility, Christine Batruch, som ansvarar för koncernens CR- och HSE-strategi, Vice President Legal, Jeffrey Fountain, som ansvarar för alla juridiska ärenden inom koncernen, samt Vice President Corporate Planning and Investor Relations, Teitur Poulsen, som är ansvarig för alla investor relations- och corporate planning och development-frågor inom Lundin Petroleum.
- » Dotterbolags-/områdescheferna som ansvarar för de operativa enheternas dagliga verksamhet.

Bolagsledningen har ett nära samarbete vad gäller kommersiella, tekniska, HSE, finansiella och juridiska frågor med målsättning att skapa långsiktigt aktieägarvärde. Bolagsledningen ansvarar också för att säkerställa att verksamheten bedrivs i enlighet med koncernens samtliga policies, riktlinjer och rutiner.

Investeringskommitté

Bolagets investeringskommitté, som består av den verkställande ledningen, inrättades av styrelsen 2009 för att bistå styrelsen i förvaltningen av bolagets investeringsportfölj. Investeringskommitténs uppgift är att fastställa att bolaget har en tydligt uttalad investeringspolicy, för att utveckla, granska och rekommendera styrelsen investeringsstrategier och riktlinjer i linje med bolagets övergripande policy, samt att granska och godkänna investeringstransaktioner och att

följa upp att investeringsstrategier och riktlinjer efterlevs. Till investeringskommitténs ansvar och uppgifter hör även att behandla årliga budgetar och godkänna tillägg till dessa, liksom investeringsförslag, åtaganden, återlämnande av licenser, avyttring av tillgångar samt andra investeringsrelaterade uppgifter på uppdrag av styrelsen. Investeringskommittén håller möten varannan vecka, och möts oftare om verksamheten så kräver.

ERSÄTTNINGAR

Koncernens ersättningsprinciper

Lundin Petroleum's målsättning är att erbjuda alla anställda konkurrenskraftiga och marknadsmässiga ersättningspaket för att säkerställa att bolaget kan rekrytera, motivera och behålla högt kvalificerade medarbetare på ett sätt som också höjer aktieägarvärdet. Principerna för ersättning inom koncernen består därför av fyra delar: (i) grundlön, (ii) årlig rörlig lön, (iii) långfristigt incitamentsprogram och (iv) övriga förmåner. Som en del av den årliga utvärderingen har bolaget antagit en särskild prestationsledningsprocess (Performance Management Process) för att säkerställa att prestationer på individ- och team-nivå ligger i linje med verksamhetens strategiska och operativa mål. Individuella prestationer mäts enligt definierade och formellt överenskomna resultatmål och centrala delar av den rörliga ersättningen är tydligt kopplade till individens förmåga att uppnå dessa mål. För att säkerställa att koncernens ersättningspaket fortsätter att vara konkurrenskraftiga och marknadsmässiga gör ersättningskommittén regelbundet jämförande studier och kan också söka råd och stöd från externa ersättningskonsulter, vilket kommittén gjorde 2012 genom HayGroup. HayGroup utförde inte något annat uppdrag för bolaget eller den verkställande ledningen.

Ersättning till den verkställande ledningen

Ersättning till den verkställande ledningen följer samma principer som för alla anställda, dock måste dessa principer godkännas av årsstämman. Ersättningskommittén upprättar därför årligen en ersättningspolicy för den verkställande ledningen för styrelsens och därefter årsstämmans godkännande. Utifrån den godkända ersättningspolicyn lägger ersättningskommittén sedan fram förslag till styrelsen beträffande ersättning och övriga anställningsvillkor för VD. VD tar fram förslag på ersättning och övriga anställningsvillkor för övriga medlemmar i den verkställande ledningen, att presenteras för ersättningskommittén och godkännas av styrelsen.

I ersättningskommitténs uppgifter ingår att följa upp och utvärdera tillämpningen av den ersättningspolicy som årsstämman godkänt. För att fullgöra denna uppgift upprättar ersättningskommittén en årlig rapport om utvärderingen av ersättningar till den verkställande ledningen, att godkännas av styrelsen. Bolagets externa revisor verifierar också varje år att ersättningspolicyn har tillämpats korrekt. Båda rapporterna är tillgängliga på bolagets webbplats och den ersättningspolicy som godkändes av 2012 års årsstämma återfinns i denna bolagsstyrningsrapport. Mer information om ersättningar till den verkställande ledningen under 2012 finns i noterna till de finansiella rapporterna, se noterna 33–34 på sidorna 102–104.

För information om styrelsens förslag till 2013 års årsstämma om ersättningar till den verkställande ledningen, se sidan 81.

ERSÄTTNINGSPOLICY FÖR DEN VERKSTÄLLANDE LEDNINGEN GODKÄND AV ÅRSSTÄMMAN 2012

Policyns tillämpning och mål

I denna ersättningspolicy avses med "den verkställande ledningen" och "ledande befattningshavare" koncernchef och verkställande direktör (VD) (President och Chief Executive Officer), Executive Vice President och Chief Operating Officer, Vice President Finance och Chief Financial Officer, och Senior Vice President Operations.

Lundin Petroleum's målsättning är att rekrytera, motivera och behålla högt kvalificerade ledande befattningshavare med förmåga att uppnå koncernens mål och att uppmuntra och på lämpligt sätt belöna prestationer på ett sätt som höjer aktieägarvärdet. Följaktligen tillämpar koncernen denna ersättningspolicy för att säkerställa att det finns en tydlig koppling till affärsstrategin, en samordning med aktieägarnas intressen och gällande best practice, i syfte att tillförsäkra att den verkställande ledningen erhåller skälig ersättning för dess bidrag till koncernens resultat.

Ersättningskommittén

Styrelsen i Lundin Petroleum har upprättat ersättningskommittén för att bland annat administrera denna ersättningspolicy. Ersättningskommittén skall erhålla information om samt förbereda styrelsens och årsstämmans beslut om frågor avseende ersättningsprinciper, ersättningar och andra anställningsvillkor för den verkställande ledningen. Kommittén sammanträder regelbundet och dess uppgifter inkluderar att följa och utvärdera program för rörliga ersättningar till den verkställande ledningen och tillämpningen av denna ersättningspolicy, samt gällande ersättningsstrukturer och ersättningsnivåer i bolaget.

Ersättningskomponenter

Ersättningar till den verkställande ledningen innehåller fyra huvudkomponenter:

- grundlön;
- årlig rörlig lön;
- långfristigt incitamentsprogram (long-term incentive plan); och
- övriga förmåner.

Grundlön

Grundlönen skall baseras på marknadsförhållanden, skall vara konkurrenskraftig och skall beakta omfattningen och ansvaret som är förenat med befattningen, liksom den ledande befattningshavarens skicklighet, erfarenhet och prestationer. Grundlönen liksom övriga komponenter i den ledande befattningshavarens ersättning skall ses över årligen för att säkerställa att sådan ersättning förblir konkurrenskraftig och marknadsmässig. Som en del av denna utvärdering gör bolaget, samt

ersättningskommittén, periodiska "benchmarking" jämförelser av bolagets ersättningspolicy och förfaranden. I så fall väljs de bolag med vilka jämförelser sker med hänsyn till följande:

- bolag inom och utanför olje- och gasindustrin;
- storleken på bolaget (börsvärde, omsättning, vinst och antal anställda);
- diversifieringen och komplexiteten av bolagets verksamhet;
- den geografiska spridningen av bolagets verksamhet; och
- bolagets tillväxt, expansion och profil.

Specialiserade externa konsulter kan rådfrågas i samband med dessa jämförelser och ersättningskommittén skall försäkra sig om att det inte föreligger någon intressekonflikt i förhållande till andra uppdrag som sådana konsulter kan ha för bolaget eller den verkställande ledningen.

Årlig rörlig lön

Bolaget anser att årlig rörlig lön är en viktig del av den ledande befattningshavarens ersättningspaket där anknutna resultatmål reflekterar de centrala drivkrafterna för värdeskapande och ökning av aktieägarvärdet. Genom bolagets prestationsledningsprocess (Performance Management Process) fastslår bolaget förutbestämda och mätbara kriterier för varje ledande befattningshavare i syfte att främja bolagets långsiktiga värdeskapande för aktieägarna.

I slutet på varje år lämnar VD en rekommendation till ersättningskommittén beträffande betalning av årlig rörlig lön till de övriga ledande befattningshavarna baserat på uppfyllandet av deras respektive prestationskriterier. Efter genomgång av VD:s rekommendationer lämnar ersättningskommittén en rekommendation till styrelsen för godkännande avseende nivån av rörlig lön för VD samt för de övriga ledande befattningshavarna.

Den rörliga lönen skall under normala affärsförhållanden vara kopplad till ett förutbestämt kriterium, vilket är att lönen skall ligga inom intervallet 1 – 12 månadslöner. Ersättningskommittén kan dock rekommendera till styrelsen för godkännande en årlig rörlig lön som ligger utanför detta intervall under förhållanden, eller i förhållande till prestationer, som ersättningskommittén betraktar som exceptionella.

Långfristigt incitamentsprogram (Long-term Incentive Plan)

Bolaget anser att det är lämpligt att strukturera det långfristiga incitamentsprogrammet (long-term incentive plan (LTIP)) på ett sätt som förenar incitament för

den verkställande ledningen med aktieägarintressen. Bolagets LTIP för den verkställande ledningen är därför ett incitamentsprogram som är relaterat till bolagets aktiekurs.

LTIP för den verkställande ledningen som godkändes av 2009 års årsstämma innebar att Lundin Petroleum ställde ut syntetiska optioner som kan lösas in efter den 13 maj 2014, vilket är fem år efter utställandet. Inlösendet av optionerna berättigar inte mottagaren till att förvärva aktier i Lundin Petroleum, utan till att erhålla en kontant betalning baserad på ökningen i marknadsvärdet på aktierna.

Den verkställande ledningen tilldelades syntetiska optioner vars lösenpris var 110 procent av den genomsnittliga slutkursen på bolagets aktie på NASDAQ OMX Stockholm under de tio nästkommande handelsdagarna efter årsstämman 2009. I enlighet med bestämmelserna i 2009 års LTIP justerades lösenpriset i samband med Lundin Petroleums utdelning till aktieägarna av dess aktier i EnQuest plc och Etrion Corporation och det justerade lösenpriset är SEK 52,91. Det totala antalet syntetiska optioner som tilldelades den verkställande ledningen är 5 500 928 efter justeringar i samband med utdelningarna av aktierna i EnQuest plc och Etrion Corporation.

Optionerna kan lösas in den 13 maj 2014 som är dagen som inträffar fem år efter tilldelningen. Den ledande befattningshavaren kommer att vara berättigad till att erhålla ett kontant belopp som är lika med den genomsnittliga slutkursen på Lundin Petroleum aktien under det femte året som följer tilldelningen, med avdrag för lösenpriset, multiplicerat med antalet optioner som den ledande befattningshavaren innehar vid den tidpunkten. Utbetalningen av belöningen under dessa syntetiska optioner skall inträffa i två lika stora trancher: (i) den första på dagen som inträffar omedelbart efter femårsdagen av tilldelningen (maj 2014) och (ii) den andra på dagen som inträffar ett år efter den första utbetalningen (maj 2015).

Ingen ledande befattningshavare som blev tilldelad syntetiska optioner är berättigad att erhålla tilldelningar under bolagets unit bonus program under den femåriga intjänandeperioden av de syntetiska optionerna.

Om mottagaren av tilldelade syntetiska optioner säger upp sin anställning i koncernen eller om mottagarens anställning upphör på saklig grund eller liknande under den femåriga intjänandeperioden, skall de tilldelade syntetiska optionerna omedelbart upphöra. Om mottagarens anställning upphör av någon annan anledning under

denna period, skall optionerna anses intjänade och förfalla till omedelbar betalning baserat på den genomsnittliga slutkursen för Lundin Petroleum aktien under de 90 dagarna som föregår anställningens upphörande. Om en tredje part förvärvar mer än 50 procent av de vid tillfället utestående Lundin Petroleum aktierna, skall de syntetiska optionerna anses intjänade och förfalla till omedelbar betalning baserat på värdet, per Lundin Petroleum aktie, som sådan tredje part betalat.

Ur ett redovisningsmässigt perspektiv utgör 2009 års LTIP för den verkställande ledningen ersättning för lämnade tjänster och skall, i enlighet med IFRS 2, medföra en redovisningsmässig kostnad som periodiseras över femårsintjänandeperioden. Lundin Petroleums åtaganden enligt LTIP kommer att värderas till marknadsvärde vilket kommer att omvärderas vid varje rapporttillfälle. Värdeförändringarna påverkar resultaträkningen genom periodisering över femårsperioden så att den ackumulerade kostnaden över intjänandeperioden motsvarar LTIP på slutdagen.

Övriga förmåner

Övriga förmåner skall vara marknadsmässiga och skall underlätta för de ledande befattningshavarna att fullgöra sina arbetsuppgifter. Övriga förmåner inkluderar lagstadgade pensionsförmåner som innehåller en definierad plan för avsättningar med premier baserade på hela grundlönen. Relationen mellan pensionsavsättningarna och grundlönen är beroende av den ledande befattningshavarens ålder.

Avgångsförmåner

En ömsesidig uppsägningstid av mellan en och sex månader gäller mellan bolaget och ledande befattningshavare och är betingad av den anställdes anställningstid i bolaget. Därutöver finns bestämmelser om avgångsvederlag i anställningsavtalen för ledande befattningshavare som innebär ersättning, uppgående till två års grundlön, för det fall anställningen upphör på grund av väsentlig ägarförändring i bolaget (change of control).

Ersättningskommittén skall godkänna avgångsförmåner som överstiger 150 000 USD i värde per person.

Bemyndigande för styrelsen

Styrelsen är bemyndigad att i enlighet med 8 kap. 53 § aktiebolagslagen frångå riktlinjerna om det i ett enskilt fall finns särskilda skäl för det.

INTERNKONTROLL OCH RISKHANTERING I DEN FINANSIELLA RAPPORTERINGEN

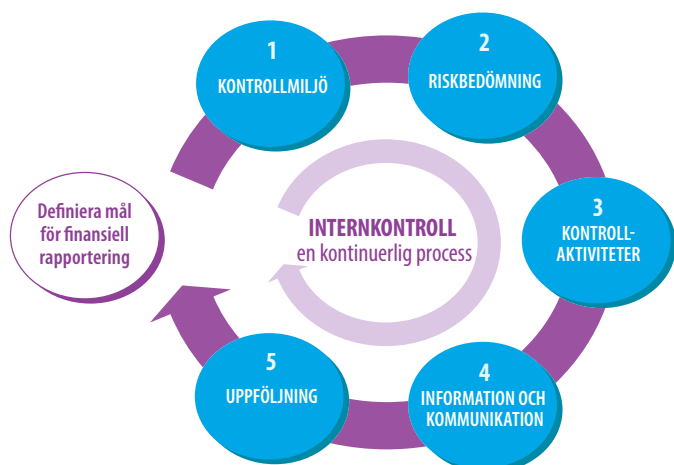
Inledning

Styrelsens ansvar för bolagets internkontroll av den finansiella rapporteringen regleras av aktiebolagslagen, årsredovisningslagen och bolagsstyrningskoden. Informationen i denna rapport är begränsad till internkontroll och riskhantering av den finansiella rapporteringen och beskriver hur internkontrollen av den finansiella rapporteringen är organiserad, däremot diskuteras inte dess effektivitet.

System för internkontroll av finansiell rapportering

Lundin Petroleums mål för den finansiella rapporteringen är att punktligt och noggrant tillhandahålla tillförlitlig och relevant information för interna och externa syften, i enlighet med gällande lagar och förordningar. För att säkerställa att detta mål uppfylls har bolaget utarbetat ett system för internkontroll av den finansiella rapporteringen. Ett internkontrollsystem kan endast ge en rimlig försäkran, inte en absolut garanti, mot väsentliga felaktigheter eller förluster. Systemets syfte är att hantera, snarare än att eliminera, risken för att misslyckas med att uppfylla målen för den finansiella rapporteringen.

SYSTEM FÖR INTERNKONTROLL AV FINANSIELL RAPPORTERING – FEM HUVUDKOMPONENTER



Lundin Petroleums system för internkontroll av finansiell rapportering består av fem huvudkomponenter, som beskrivs ovan, och baseras på det ramverk för internkontroll som givits ut av Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Internkontrollen av den finansiella rapporteringen innebär en fortlöpande utvärdering av koncernens risker och kontrollaktiviteter. Utvärderingsarbetet är en ständigt pågående process som innefattar såväl interna som externa jämförande studier, liksom förbättring och utveckling av kontrollaktiviteter.

1. Kontrollmiljö

Lundin Petroleums styrelse har det övergripande ansvaret för att etablera ett effektivt system för internkontroll. Revisionskommittén bistår styrelsen avseende finansiell rapportering, internkontroll och rapportering av finansiella risker. Revisionskommittén övervakar även effektiviteten i internrevisionen, internkontrollen och den finansiella rapporteringen samt granskar alla finansiella delårsrapporter och bokslutsrapporten.

VD ansvarar för att upprätthålla en effektiv kontrollmiljö i den löpande verksamheten, liksom för att hantera systemet för internkontroll och riskhantering inom koncernen. VD bistås i detta arbete av bolagsledningen på olika nivåer. Därutöver har Lundin Petroleum en internrevisor vars huvudansvar är att se till att regelverket för internkontroll följs. Internrevisorn rapporterar till revisionskommittén.

Att utveckla och implementera ett ramverk för hela koncernen med konsekventa policies och rutiner som stärker koncernens internkontroll, är en ständigt pågående process. Tillsammans med lagar och externa regelverk utgör dessa interna policies och rutiner den kontrollmiljö som är grunden för Lundin Petroleums process för internkontroll och riskhantering. Samtliga medarbetare är skyldiga att följa dessa policies och rutiner inom sitt eget kontroll- och riskhanteringsområde.

Lundin Petroleums interna kontrollmiljö har ytterligare förstärkts av den riskhanteringspolicy som infördes under 2012. Syftet med policyn är att etablera en gemensam förståelse för de minimikrav och principer som gäller vid riskhantering av alla aktiviteter som företas inom bolaget.

2. Riskbedömning

Riskbedömning sker fortlöpande inom Lundin Petroleum som en integrerad del av ramverket för internkontroll. Riskbedömning är en process som identifierar, utreder och bedömer risken för väsentligt fel i koncernens finansiella rapportering och redovisningssystem. Denna process ligger till grund för utformningen av de kontrollaktiviteter som krävs för att minska identifierade risker.

Risker i förhållande till finansiell rapportering följs upp och bedöms av styrelsen genom revisionskommittén. Som en del i riskbedömningen granskar och analyserar Lundin Petroleum befintliga risker i den finansiella rapporteringsprocessen och strukturerar utifrån dessa sina system för internkontroll. Riskbedömningen görs utifrån en standardiserad metodik som baseras på sannolikhet och potentiell påverkan, och dokumenteras därefter i en koncerngemensam riskkarta. Efter det att risker identifierats och utvärderats implementeras kontrollaktiviteter i syfte att minimera riskerna i den finansiella rapporteringsprocessen. Slutsatserna av riskbedömningen rapporteras till ledningen och styrelsen genom revisionskommittén. Identifierade riskområden minskas genom affärsprocesser som

integrerar riskbedömning, policies och rutiner, liksom fördelning av ansvar och befogenheter. För ytterligare information om olika risker, se avsnittet Risker och riskhantering på sidorna 70–71.

3. Kontrollaktiviteter

Ekonomiavdelningen på respektive dotterbolag är ansvarig för regelbunden analys av de finansiella resultaten och för att rapportera slutsatserna till ekonomiavdelningen på koncernnivå. Ett antal andra kontrollaktiviteter har också integrerats i den finansiella rapporteringsprocessen, för att säkerställa både att verksamheten bedrivs effektivt och att den finansiella rapporteringen ger en korrekt och rättvisande bild vid varje rapporteringstillfälle.

Investeringskommittén, som består av medlemmarna i den verkställande ledningen, övervakar koncernens investeringsbeslut genom den årliga budgetprocessen, samt begärda budgettillägg under året, m.m., och ger vid behov rekommendationer till styrelsen. Investeringskommittén sammanträder minst två gånger per månad och dess gransknings- och godkännandeprocess utgör en viktig kontrollaktivitet inom koncernen.

Internrevisorn utför regelbundna riskbedömningar och revisioner enligt en intern revisionsplan som godkänns av revisionskommittén två gånger per år. Därutöver samordnar internrevisorn de joint venture-revisioner som genomförs av Lundin Petroleum. I olje- och gasindustrin bedrivs verksamhet genom joint ventures, där partners delar kostnader och risker. För att säkerställa att redovisningsrutinerna följs och att kostnaderna är i enlighet med samarbetsavtalet har joint venture partners rätt att, avseende tillgångar där ett bolag inte är operatör, revidera den partner som är operatör.

4. Information och kommunikation

Att förse alla nivåer inom koncernen, liksom externa parter, med relevant information i rätt tid på ett komplett och korrekt sätt, är en viktig del av ramverket för internkontroll.

Interna policies och rutiner för finansiell rapportering, som koncernens befogenhetspolicy (Authorisation Policy), manual för redovisningsprinciper (Group Accounting Principles Manual) och finans- och redovisningsmanual (Finance and Accounting Manual), uppdateras och kommuniceras regelbundet av bolagsledningen till alla berörda anställda, samt finns tillgängliga genom bolagets interna nätverk.

En kommunikationspolicy för extern kommunikation har formulerats. Policyn har godkänts av styrelsen och definierar hur, av vem och på vilket sätt extern information ska kommuniceras.

Följande interna dokument är väsentliga delar av kontrollmiljön inom Lundin Petroleum

- » Uppförandekoden: uppförandekoden fastställer Lundin Petroleums vägledande principer och beskriver det ansvar bolaget har gentemot sina intressenter.
- » Antibedrageripolicyn: denna policy beskriver medarbetarnas ansvar när det gäller att förhindra bedrägerier, vad man ska göra om man misstänker bedrägeri och vilka åtgärder ledningen ska vidta vid ett misstänkt eller konstaterat bedrägeri.
- » Whistleblowingpolicyn: denna policy antogs som ett komplement till antibedrageripolicyn och är avsedd att fånga upp allvarliga missförhållanden som kan ha väsentliga konsekvenser för koncernen.
- » Befogenhetspolicyn: denna policy definierar de befogenhetsgränser som tillämpas i koncernen.
- » Koncernens manual för redovisningsprinciper: denna manual fastställer koncernens redovisningsprinciper, förklarar hur transaktioner ska redovisas och tydliggör upplysningskraven. Manualen fokuserar på redovisningsprinciper som tillämpas i enlighet med internationella redovisningsstandarder (IFRS).
- » Lundin Petroleums finans- och redovisningsmanual: denna manual beskriver de löpande redovisningsrutinerna i koncernen.

5. Uppföljning

Styrelsen, revisionskommittén och verkställande ledningen, inklusive bolagets CFO, utför uppföljningsaktiviteter i syfte att säkerställa att internkontrollen av den finansiella rapporteringen bedrivs på ett effektivt sätt. Internrevisorn och koncernens ekonomiavdelning följer upp hur interna policies, rutiner och andra policydokument efterlevs. Därutöver följer internrevisorn också upp tidigare års internrevisioner och riskbedömningar för att säkerställa att lämpliga korrigerande åtgärder har vidtagits, vilket utgör en viktig uppföljningsaktivitet. Uppföljning sker på central nivå, men också lokalt i dotterbolagen.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2012

STYRELSEN				
Namn	Ian H. Lundin	C. Ashley Heppenstall	Kristin Færøvik	Asbjørn Larsen
Funktion	Styrelseordförande (sedan 2002)	Koncernchef och VD, styrelseledamot	Ledamot	Ledamot Styrelsens representant i CR och HSE-frågor
Vald	2001	2001	2011	2008
Född	1960	1962	1962	1936
Utbildning	Bachelor of Science, petroleumingenjör, från University of Tulsa.	Bachelor of Science, matematik, från University of Durham.	Master of Science, petroleumingenjör, från University of Trondheim.	Norska Handelshögskolan (NHH).
Erfarenhet	Ian H. Lundin var tidigare VD i International Petroleum Corp. under 1989–1998, i Lundin Oil AB under 1998–2001 och i Lundin Petroleum under 2001–2002.	C. Ashley Heppenstall har arbetat med publika bolag där familjen Lundin är storägare sedan 1993. Han var CFO i Lundin Oil AB under 1998–2001 och i Lundin Petroleum under 2001–2002.	Kristin Færøvik är för närvarande Executive Vice President Offshore inom Bergen Group. Hon arbetade på Marathon Petroleum Company under 2003–2010 och på BP under 1986–2003.	Asbjørn Larsen var finansdirektör i Saga Petroleum under 1978–1979 och VD i Saga Petroleum under 1979–1998.
Övriga styrelseuppdrag	Styrelseordförande i Etrion Corporation och Bukowski Auktioner AB.	Ledamot i Etrion Corporation, Vostok Nafta Investment Ltd. och Gateway Storage Company Limited.	Ledamot i GC Rieber Shipping AS.	Ledamot i Selvaag Gruppen AS, GreenStream Network Oyj, The Montebello Cancer Rehabilitation Foundation och The Tom Wilhelmsen Foundation.
Aktieinnehav i Lundin Petroleum (per den 31 december 2012)	0 ¹	1 391 283	9 000	12 000
Deltagande i styrelsemöten	8/8	8/8	8/8	8/8
Deltagande i revisionskommitténs möten	–	–	–	6/6
Deltagande i ersättningskommitténs möten	–	–	2/3	–
Deltagande i olje- och gasreservskommitténs möten	1/1	–	–	1/1
Arvode för styrelse- och kommittéarbete	SEK 916 673	0	SEK 525 000	SEK 525 000
Ersättning för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget ⁶	SEK 1 920 000	0	0	0
Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Ja ²	Nej ³	Ja	Ja
Oberoende av bolagets större aktieägare	Nej ¹	Nej ³	Ja	Ja

1 Ian H. Lundin är stiftare (settler) av en trust som äger Landor Participations Inc., ett investmentbolag som innehar 11 538 956 aktier i bolaget, och tillhör familjen Lundin som innehar, genom en familjetrust, Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. som innehar 76 342 895 aktier i bolaget och Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. som innehar 10 844 643 aktier i bolaget.

2 Ian H. Lundin har regelbundet blivit engagerad av bolagsledningen för uppdrag som faller utanför det sedvanliga styrelsearbetet. Enligt valberedningens och bolagets mening är han trots dessa åtaganden oberoende av bolaget och bolagsledningen.

3 C. Ashley Heppenstall är enligt valberedningens och bolagets mening inte att anse som oberoende av bolaget och bolagsledningen eftersom han är koncernchef och VD i Lundin Petroleum, och inte att anse som oberoende av bolagets större aktieägare eftersom han har styrelseuppdrag i två bolag där bolag associerade med familjen Lundin innehar tio procent eller mer av aktiekapitalet och rösttalet.

STYRELSEN

Lukas H. Lundin	William A. Rand	Magnus Unger	Namn
Ledamot	Ledamot	Ledamot	Funktion
2001	2001	2001	Vald
1958	1942	1942	Född
Examen från New Mexico Institute of Mining, Technology and Engineering.	Commerce examen (ekonomi) från McGill University, juristexamen från Dalhousie University, Master of Laws examen i internationell rätt från London School of Economics och Doctorate of Laws från Dalhousie University (Hon).	Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.	Utbildning
Lukas H. Lundin har haft ett flertal nyckelpositioner i bolag där familjen Lundin är storägare.	William A. Rand praktiserade juridik i Kanada fram till 1992 varefter han var med och bildade ett investmentbolag och fortsatte inom det privata näringslivet.	Magnus Unger var vice VD inom Atlas Copco gruppen under 1988–1992.	Erfarenhet
Styrelseordförande i Lundin Mining Corp., Vostok Nafta Investment Ltd., Denison Mines Corp., Lucara Diamond Corp., NGEx Resources Inc., Sirocco Mining Inc. och Lundin Foundation, ledamot i Fortress Minerals Corp. och Bukowski Auktioner AB.	Ledamot i Lundin Mining Corp., Vostok Nafta Investment Ltd., Denison Mines Corp., New West Energy Services Inc. och NGEx Resources Inc.	Styrelseordförande i CAL-Konsult AB och ledamot i Black Earth Farming Ltd.	Övriga styrelseuppdrag
788 331 ⁴	120 441	50 000	Aktieinnehav i Lundin Petroleum (per den 31 december 2012)
7/8	8/8	8/8	Deltagande i styrelsemöten
–	6/6	6/6	Deltagande i revisionskommitténs möten
–	3/3	3/3	Deltagande i ersättningskommitténs möten
–	–	–	Deltagande i olje- och gasreservskommitténs möten
SEK 425 000	SEK 675 000	SEK 625 000	Arvode för styrelse- och kommittéarbete
0	0	SEK 100 000	Ersättning för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget ⁶
Ja	Ja	Ja	Oberoende av bolaget och bolagsledningen
Nej ⁴	Nej ⁵	Ja	Oberoende av bolagets större aktieägare

4 Lukas H. Lundin tillhör familjen Lundin som innehar, genom en familjetrust, Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. som innehar 76 342 895 aktier i bolaget och Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. som innehar 10 844 643 aktier i bolaget.

5 Enligt valberedningens och bolagets mening är William A. Rand inte att anses som oberoende av bolagets större aktieägare eftersom han har styrelseuppdrag i bolag där bolag associerade med familjen Lundin innehar tio procent eller mer av aktiekapitalet och röstetalet.

6 Dessa ersättningar som betalats under 2012 är hänförliga till särskilda uppdrag som utförts för koncernens räkning. Betalningen av dessa ersättningar var i enlighet med de arvoden som godkänns av årsstämman 2012.

Dambisa F. Moyo avböjde omval vid årsstämman den 10 maj 2012. Under perioden 1 januari till 10 maj 2012 närvarade hon vid 2 av 3 styrelsemöten, liksom vid 1 av 1 möten med ersättningskommittén. För ytterligare information om Dambisa F. Moyo, se bolagets årsredovisning för 2011, och för till henne utbetald ersättning under 2012, se not 33 på sidorna 102-103.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2012

DEN VERKSTÄLLANDE LEDNINGEN/INVESTERINGSKOMMITTÉN				
Namn	C. Ashley Heppenstall	Alexandre Schneider	Geoffrey Turbott	Chris Bruijnzeels
Funktion	Koncernchef och VD, styrelseledamot	Executive Vice President och Chief Operating Officer	Vice President Finance och Chief Financial Officer	Senior Vice President Operations
Anställd i Lundin Petroleum sedan	2001	2001	2001	2003
Född	1962	1962	1963	1959
Utbildning	Bachelor of Science, matematik, från University of Durham.	Examen i geologi samt en Masters i geofysik från University of Geneva.	Medlem i förbundet för auktoriserade revisorer i Nya Zeeland.	Ingenjörsexamen i gruvdrift från University of Delft.
Erfarenhet	C. Ashley Heppenstall har arbetat med publika bolag där familjen Lundin är storägare sedan 1993. Han var CFO i Lundin Oil AB under 1998–2001 och i Lundin Petroleum under 2001–2002.	Alexandre Schneider har arbetat med publika bolag där familjen Lundin är storägare sedan 1993.	Geoffrey Turbott har arbetat med publika bolag där familjen Lundin är storägare sedan 1995.	Chris Bruijnzeels arbetade på Shell International under 1985–1998 i flera befattningar som reservoaringenjör och hos PGS Reservoir Consultants under 1998–2003 som Principal Reservoir Engineer and Director Evaluations.
Styrelseuppdrag	Ledamot i Etrion Corporation, Vostok Nafta Investment Ltd. och Gateway Storage Company Limited.	Ledamot i ShaMaran Petroleum Corp. och Swiss Sailing Team AG.	Inga.	Inga.
Aktieinnehav i Lundin Petroleum (per den 31 december 2012)	1 391 283	223 133	45 000	21 333
Syntetiska optioner	2 062 848	1 512 755	962 662	962 662

Stockholm, 9 april 2013

Styrelsen i Lundin Petroleum AB (publ)



Revisors yttrande om bolagsstyrningsrapporten

Till årsstämman i Lundin Petroleum AB (publ), org.nr 556610-8055

Det är styrelsen som har ansvaret för bolagsstyrningsrapporten för år 2012 på sidorna 48-66 och för att den är upprättad i enlighet med årsredovisningslagen.

Vi har läst bolagsstyrningsrapporten och baserat på denna läsning och vår kunskap om bolaget och koncernen anser vi att vi har tillräcklig grund för våra uttalanden. Detta innebär att vår lagstadgade genomgång av bolagsstyrningsrapporten har en annan inriktning och en väsentligt mindre omfattning jämfört med den inriktning och omfattning som en revision enligt International Standards on Auditing och god revisions sed i Sverige har.

Vi anser att en bolagsstyrningsrapport har upprättats, och att dess lagstadgade information är förenlig med årsredovisningen och koncernredovisningen.

Stockholm den 9 april 2013

PricewaterhouseCoopers AB

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Bo Hjalmarsson', written over a horizontal line.

Bo Hjalmarsson
Auktoriserad revisor

Huvudansvarig revisor

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Johan Malmqvist', written over a horizontal line.

Johan Malmqvist

Auktoriserad revisor

LUNDIN PETROLEUMS AKTIE OCH AKTIEÄGARE

Lundin Petroleum aktie

Lundin Petroleum aktie är noterad på Large Cap-listan på NASDAQ OMX (OMX) i Stockholm, Sverige och utgör en del av indexet OMX 30. Aktien är också noterad på Torontobörsen i Kanada (TSX).

Börsvärde

Lundin Petroleum börsvärde per den 31 december 2012 var 47 528 MSEK.

Likviditet

Under året omsattes totalt 320,9 miljoner aktier vid OMX till ett värde om cirka 47 452 MSEK. Ett genomsnitt om 1,3 miljoner Lundin Petroleumaktier omsattes dagligen vid OMX i Stockholm. 0,6 miljoner aktier omsattes vid TSX till ett värde om cirka 12,6 miljoner CAD. Ett genomsnitt om 3 741 Lundin Petroleumaktier omsattes dagligen vid TSX.

Aktiekapital och röster

Aktiekapitalet uppgick per den 31 december 2012 till 3 179 106 SEK fördelat på 317 910 580 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK och en röst per aktie. Alla utestående aktier är stamaktier och ger samma rätt till del i Lundin Petroleum tillgångar och resultat.

Egna återköpta aktier

Årsstämman i Lundin Petroleum som hölls den 10 maj 2012 beslutade att bemyndiga styrelsen att under perioden fram till nästa årsstämma besluta om återköp och försäljning av Lundin Petroleum aktier på OMX och TSX. Det högsta antalet återköpta aktier får inte innebära att innehavet av egna aktier vid något tillfälle överstiger fem procent av samtliga aktier i bolaget. Syftet med bemyndigandet är att ge styrelsen ett instrument att optimera Lundin Petroleum kapitalstruktur och att säkra Lundin Petroleum exponering avseende dess LTIPs.

Lundin Petroleum innehav av återköpta aktier uppgick till totalt 7 368 285 per den 31 december 2012.

Årsstämmans bemyndigande

Årsstämman 2012 beslutade att bemyndiga styrelsen att besluta om emission av totalt högst 35 miljoner nya aktier samt att därvid kunna avvika från aktieägarnas företrädesrätt i syfte att möjliggöra för bolaget att anskaffa kapital för finansieringen av verksamheten och för genomförandet av företagsförvärv. Om bemyndigandet utnyttjas i sin helhet motsvarar ökningen av aktiekapitalet en utspädningseffekt om tio procent.

Utdelningspolicy

Lundin Petroleum primära målsättning är att öka värdet för aktieägare, anställda och samhället genom att bedriva en lönsam verksamhet med tillväxt. Detta kommer att åstadkommas genom ökade kolvätereserver, utbyggnad av fyndigheter för att nå en ökning i produktion och slutligen genom kassaflöden och nettointäkter. Det ökade värdet kommer att komma till uttryck dels genom en ökning i aktiekursen på lång sikt, dels genom utdelningar.

Storleken på en eventuell utdelning skulle komma att avgöras av bolagets finansiella ställning och möjligheterna till tillväxt genom lönsamma investeringar. Utdelning kommer att ske när bolagets kassaflöden och nettointäkter från de olika verksamheterna medger en långsiktig finansiell styrka och flexibilitet. Aktieägarnas totala avkastning förväntas över tiden övergå från en ökning i aktiekursen till erhållna utdelningar.

Lundin Petroleum arbetar med ett antal transformerande utbyggnadsprojekt vilka kommer att kräva finansiering. Denna utbyggnadsfinansiering kommer att prioriteras framför utdelningar.

Aktiedata

Sedan bildandet av Lundin Petroleum i maj 2001 och fram till den 31 december 2012 har moderbolagets aktiekapital utvecklats enligt nedan.

Aktiedata	År	Kvotvärde (SEK)	Förändring av antalet aktier	Summa antal aktier	Summa aktiekapital (SEK)
Bolagets bildande	2001	100,00	1 000	1 000	100 000
Split 10 000:1	2001	0,01	9 999 000	10 000 000	100 000
Nyemission	2001	0,01	202 407 568	212 407 568	2 124 076
Optionsrätter	2002	0,01	35 609 748	248 017 316	2 480 173
Teckningsoptioner	2002–2008	0,01	14 037 850	262 055 166	2 620 552
Förvärvet av Valkyries Petroleum Corp.	2006	0,01	55 855 414	317 910 580	3 179 106
Summa			317 910 580	317 910 580	3 179 106

Antal aktier i cirkulation per den 31 december 2012

	2012
Antal utställda aktier	317 910 580
Antal aktier återköpta av Lundin Petroleum	7 368 285
Antal aktier i cirkulation	310 542 295

Aktieägarstruktur

Lundin Petroleum hade 43 954 aktieägare per den 31 december 2012. Svenska privata aktieägars innehav uppgick till 12 procent. Utländska aktieägare innehade 70 procent.

De 10 största aktieägarna per den 31 december 2012	Antal aktier	Andel av antal aktier/röster,%
Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. ¹	76 342 895	24,01
Landor Participations Inc. ²	11 538 956	3,63
Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. ¹	10 844 643	3,41
Swedbank Robur fonder	8 248 334	2,59
Lundin Petroleum AB	7 368 285	2,32
Norges Bank Investment Management (Pension Fund Global)	5 314 647	1,67
Fjärde AP-fonden	3 657 851	1,15
Länsförsäkringar fondförvaltning AB	2 918 807	0,92
Första AP-Fonden	2 901 928	0,91
Danske Capital Sverige AB	2 795 260	0,88
Övriga aktieägare	185 978 974	58,51
Summa	317 910 580	100,00

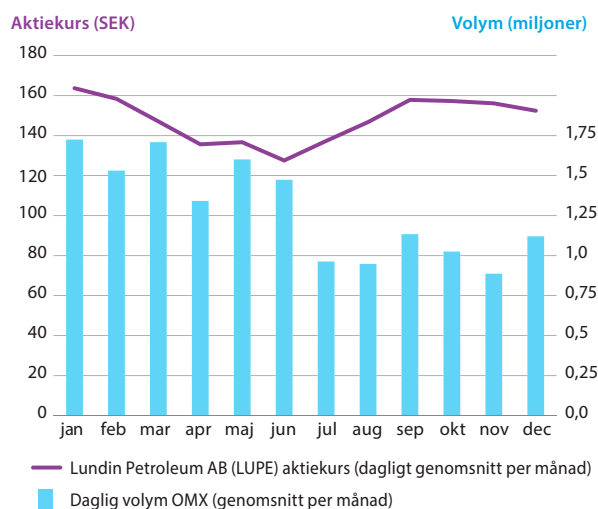
¹ Ett investmentbolag som är helägt av en Lundinfamiljetrust.

² Ett investmentbolag som här helägt av en trust, vars stiftare (settler) är Ian H. Lundin.

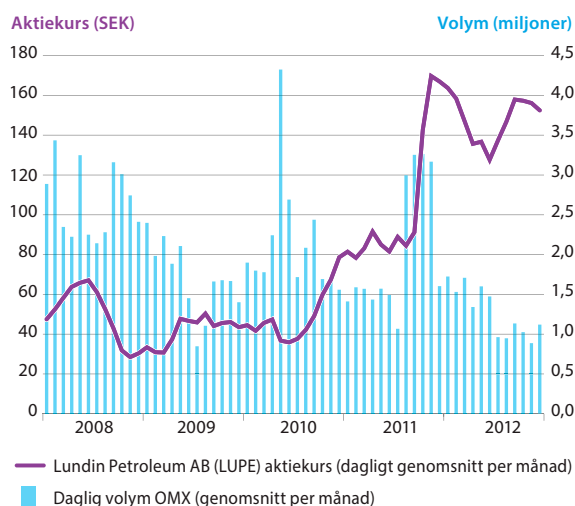
De tio största aktieägarna exkluderar förvaltarregistrerade aktieinnehav. Ovanstående lista inkluderar endast institutionella aktieägare som äger aktier direkt och finns upptagna i aktieboken hos Euroclear Sweden, med undantag för Norges Bank Investment Managements (NBIM) aktieinnehav, vilket har erhållits direkt från NBIM.

Storleksklasser	Antal aktieägare	Andel av antal aktier, %
1–500	30 813	1,53
501–1 000	5 786	1,53
1 001–10 000	6 275	5,85
10 001–50 000	706	4,81
50 001–100 000	118	2,58
100 001–500 000	168	12,62
500 001–	88	71,08
Summa	43 954	100,00

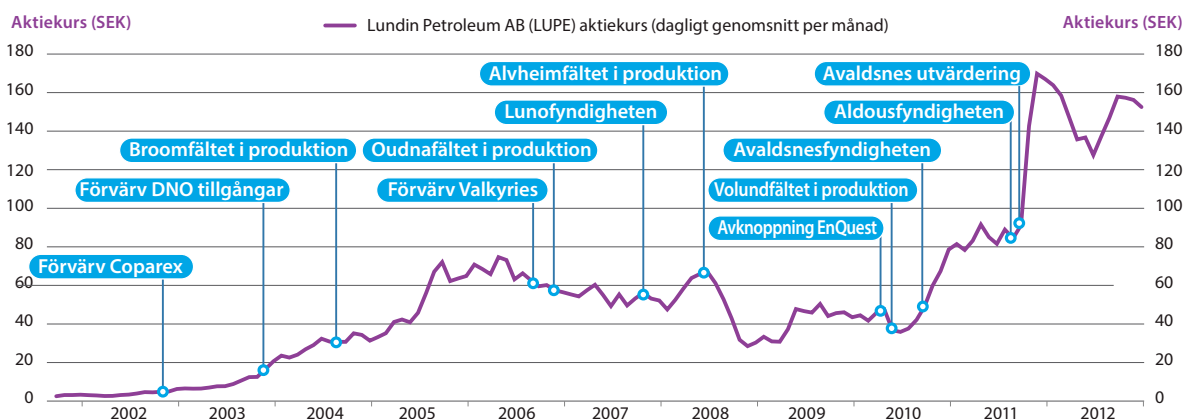
AKTIEKURS 2012



FEM ÅRS AKTIEKURS 2008–2012



AKTIEKURS 2001–2012



RISKER OCH RISKHANTERING

Målsättningen med riskhantering är att fortlöpande identifiera, rätt förstå och hantera hot och möjligheter inom verksamheten. Detta mål uppnås genom att skapa mandat och engagemang för riskhantering på alla nivåer i bolaget. På detta sätt hanteras risker som en integrerad och fortlöpande del i bolagets beslutsprocesser. Bolaget säkerställer därmed att alla risker identifieras, uppmärksammas, rätt förstås och kommuniceras med god framförhållning. Förmågan att hantera och/eller minska dessa risker är en avgörande faktor för att säkerställa att bolaget uppnår sina verksamhetsmål. Prospektering, utbyggnad och produktion av olja och gas medför dock höga operativa och finansiella risker som även en kombination av erfarenhet, kunskap och noggrann utvärdering inte kan eliminera fullt ut. Detta gäller även risker som ligger utanför bolagets kontroll.

Lundin Petroleum har identifierat följande huvudsakliga risker kopplade till koncernens verksamhet. Samtliga risker nedan har potential att negativt påverka bolagets goda namn och rykte (risk för förlorat anseende).

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
STRATEGISK RISK	
<p>Oförmåga att skapa aktieägarvärde och uppfylla aktieägarnas förväntningar En ineffektiv och undermåligt kommunicerad eller genomförd strategi kan leda till att investerare tappat förtroende för bolaget och att aktiekursen sjunker.</p>	<p>Lundin Petroleum affärsmodell definierar på ett tydligt sätt bolagets vision och strategi. Lundin Petroleum strävar efter att skapa aktieägarvärde i alla stadier av verksamhetscykeln: genom att proaktivt investera i prospektering, organiskt utöka reservbasen, frigöra värden i den befintliga tillgångsbasen och förvärva eller avyttra reserver – och genom en opportunistisk affärsmodell.</p> <p>Goda kommunikationsvägar i kombination med effektivt ledarskap bidrar till att upprätthålla kreativitet och entreprenörsanda. Detta säkerställer att hela organisationen strävar mot samma mål.</p>
<p>Bristfällig hantering av bolagets tillgångar Dåligt ledarskap kan leda till oförmåga att rätt förstå och frigöra en tillgångs fulla värde, vilket skulle kunna påverka aktieägarvärdet negativt.</p>	<p>Lundin Petroleum följer löpande det ekonomiska värdet på tillgångarna i portföljen för att säkerställa att värdet för varje enskild tillgång i portföljen är rätt förstått, kommunicerat och till fullo avspeglat i aktiekursen.</p>
<p>Oförmåga att rekrytera, behålla och förvalta humankapital Bristande förmåga att attrahera och behålla medarbetare skulle kunna skapa störningar i verksamheten på kort och medellång sikt.</p>	<p>Lundin Petroleums strategi för rekrytering och ersättning ligger i linje med bolagets mål och tar hänsyn till branschutvecklingen. Prestationsledningsprocessen är utformad för att öka engagemanget och skapa en känsla av delaktighet på alla nivåer i bolaget.</p>
<p>Bristande samhällsansvar och miljömedvetenhet En verklig eller uppfattad brist på samhällsansvar och miljömedvetenhet kan ha negativ inverkan på de människor bolaget arbetar med, på miljön i vilken bolaget är verksamt och på dess anseende. All negativ inverkan på bolagets anseende kan i sin tur påverka vårt mandat att bedriva vår verksamhet, få finansiering eller tillgång till nya affärsmöjligheter.</p>	<p>Lundin Petroleums ramverk för ansvarsfullt företagande tillämpas på alla bolagets verksamheter och inkluderar uppföljning av riskreducerande åtgärder, rapportering och utredning av alla incidenter. Kommunikationsplaner och intressentdialog är utformade för att gagna upprätthållandet av goda och verkningsfulla relationer. (Se även Samhällsansvar på sidorna 40–47).</p> <p>Bolaget strävar efter att prospektera och producera olja och gas på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter, inklusive aktieägare, anställda, samarbetspartners, myndigheter i värd- och hemländer och lokala samhällen.</p>
FINANSIELL RISK¹	
<p>Upptäckning av kostnader och bristande tillsyn av investeringar Lämpliga policies måste finnas på plats, där det framgår att inga utgiftsåtaganden får göras innan nödvändiga interna och externa godkännanden erhållits. Varje ändring av förväntade kostnader måste fångas upp i tid av bolagets rapporteringskrav.</p>	<p>Genom bolagets årliga budget och godkännandepolicy för budgettillägg har Lundin Petroleum infört en rigorös tillsynsprocess för att löpande granska alla utgifter. Denna process säkerställer att utgifter är i linje med investeringskommitténs godkännanden och att eventuella ändringar kommuniceras grundligt och i rätt tid.</p>
<p>Likviditetsrisk Risken att koncernen inte har förmågan att reglera eller uppfylla sina skyldigheter i tid eller till ett rimligt pris kan leda till att prospekterings- och utbyggnadsarbetsprogram inte kan finansieras.</p>	<p>Lundin Petroleum följer upp koncernens rullande likviditetsprognoser för att säkerställa att tillräckliga medel finns tillgängliga för att uppfylla verksamhetens behov. För att hålla ledningen informerad om händelser som kan påverka beslut om kapital, bevakar ekonomi- och planeringsavdelningen löpande de makro- och mikroekonomiska förhållanden som inverkar på koncernens verksamhet.</p>
<p>Kreditrisk Risken uppstår via likvida medel, inlåning i banker och finansinstitut samt genom kreditexponering mot kunder.</p>	<p>För att minska kreditrisken är det Lundin Petroleum policy att begränsa sina kunder och partners till att bara omfatta de stora oljebolagen samt endast använda större banker. Om det uppstår en kreditrisk i samband med olje- och gasförsäljning är policyn att begära en oåterkallelig remburs på det totala värdet av försäljningen.</p>
<p>Risker i den finansiella rapporteringen Risken för väsentliga felaktigheter i den finansiella rapporteringen, och oförmåga att korrekt rapportera finansiell information, kan leda till myndighetsåtgärder och rättsliga följder samt skada bolagets anseende.</p>	<p>Systemet för internkontroll av den finansiella rapporteringen finns för att säkerställa att koncernens mål för finansiell rapportering uppfylls.</p>

¹ För mer detaljerad information om finansiella risker se även not 13 i noterna till de finansiella rapporterna, sidorna 97–99.

Mer information om internkontroll återfinns i Bolagsstyrningsrapporten, sidorna 48–66.

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
OPERATIV RISK	
<p>Utbyggnadsprojekt uppnår inte utsatta mål För att säkerställa att aktieägarvärdet maximeras är det viktigt att utbyggnadsprojekt uppnår uppsatta mål samt håller budget och tidsplan.</p>	<p>Samtliga utbyggnadsprojekt måste gå igenom Lundin Petroleums värdeprocess, i vilken det ställs krav på att alla investeringsbeslut ska erhålla tekniskt, finansiellt, investeringskommitténs och styrelsens godkännande. Genom bolagets ledningsprocess tillsätts för varje utbyggnadsprojekt en styrkommitté som bistår projektet med vägledning, riktlinjer och uppföljning. Myndigheter, samarbetspartners och tredjepartsaktörer bistår också med oberoende tillsyn.</p> <p>I Norge styrs bolaget av detaljerade riktlinjer för upprättande av utbyggnadsplaner (Plan for development and operation of a petroleum deposit, PDO) och installations- och driftsplaner (Plan for installation and operation of facilities for transport and utilisation of petroleum, PIO) som publiceras av norska Oljedirektoratet.</p>
<p>Hälsa, säkerhet och miljö (HSE) En allvarlig incident i verksamheten som rör hälsa, säkerhet eller miljö (HSE) skulle kunna få negativa konsekvenser för de människor och den miljö där bolaget är verksamt. Detta skulle i sin tur kunna ha negativ påverkan på värderingen av bolaget.</p>	<p>Lundin Petroleum främjar att man aktivt arbetar med HSE-frågor i hela bolaget. Proaktiv riskhantering, HSE-policies och ett HSE-ledningssystem som uppfyller lagstadgade krav är en integrerad del av verksamheten. (Se även Samhällsansvar på sidorna 40–47.)</p>
<p>Ökade produktionskostnader Produktionskostnaderna påverkas av de normala ekonomiska drivkrafterna för utbud och efterfrågan, liksom av olika platsspecifika förhållanden på fältet.</p>	<p>Effektiva processer för inköp och kostnadskontroll är grundläggande för att säkerställa rimliga kostnadsnivåer i förhållande till bolagets affärsplaner. God verksamhetsledning och grundlig underhållsplanering bidrar till att säkerställa effektiviteten i driften. Produktionsförseningar och försämringar av normala verksamhetsförhållanden kan inte uteslutas och kan i varierande grad leda till negativa konsekvenser för intäkter och kassaflöde.</p>
<p>Tillgång till operativ utrustning Prospektering och utbyggnad av olja och gas är beroende av tillgången på borrhings- och därtill hörande utrustning. Bristande förmåga att anskaffa utrustning i rätt tid kan försena prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter.</p>	<p>I bolagets avancerade planering av sina verksamhetsprogram ingår att säkerställa att upphandlingsstrategin och inköpsprocessen är implementerade. Risken minskas genom regelbundna kontakter med uppdragstagare och leverantörer samt att utrustningsbehovet beaktas redan i licensansökningsprocessen.</p>
<p>Uppskattningar av reserver och resurser I allmänhet baseras uppskattningar av ekonomiskt utvinningsbara olje- och gasreserver, och deras framtida nettokassaflöde, på ett antal olika faktorer och antaganden. Alla sådana uppskattningar är i viss mån spekulativa, och klassificeringen av reserver ska endast ses som försök att definiera graden av spekulat.</p>	<p>Beräkningar av reserver och resurser genomgår en omfattande intern granskningsprocess s.k. peer review och följer branschstandard. Samtliga reserver är föremål för oberoende revision av ERC-Equipoise Ltd. som en del av den årliga processen för revision av reserver, om inte annat anges. (Se även Reserver, resurser och produktion på sidorna 12–17.)</p>
<p>Förmåga att ersätta och utöka reserver Förmågan att utöka reserver kommer att vara beroende av såväl förmågan att prospektera och bygga ut bolagets nuvarande portfölj av möjligheter som av förmågan att välja ut och förvärva lämpliga producerande tillgångar eller strukturer.</p>	<p>Användningen av effektiv granskning s.k. peer review av analyser under markytan och val av borrhingsplatser, i kombination med en väldefinierad strategi för att rekrytera och behålla kompetent personal minskar risken. (Se även Reserver, resurser och produktion på sidorna 12–17.)</p>
<p>Ineffektiva system för att förhindra mutor och korruption Korruption kan förekomma i alla verksamhetsländer. Incidenter som innebär bristande efterlevnad av anti-korruptionslagar skulle kunna skada Lundin Petroleum, dess anseende och aktieägarvärde.</p>	<p>Risken minskas av en konsekvent tillämpning av Lundin Petroleums uppförandekod, tillsammans med policies och rutiner som tydligt definierar befogenhetsgränser, samt av internkontroll. Lundin Petroleum anslöt sig 2010 till FN:s Global Compact för att ytterligare befästa bolagets åtagande att tillämpa etiska affärsmetoder. Styrelsen antog också 2011 en anti-korruptionspolicy med tillhörande riktlinjer. (Se även Samhällsansvar på sidorna 40–47.)</p>
EXTERN RISK	
<p>Geopolitisk risk Lundin Petroleum är, och kommer att förbli, aktivt engagerat i olje- och gasverksamheter i diverse länder. Förändringar i dessa länders lagstiftning kan få negativa konsekvenser som, dock inte begränsat till, utmätning av egendom, hävning eller justering av kontraktshöjdigheter och/eller höjda skatter.</p>	<p>Bolaget ser regelbundet över sin portfölj av tillgångar avseende dess finansiella resultat. Beaktandet av politiska riskelement är en viktig del i investeringsbesluten för bolaget som helhet. Bolaget bevakar lokal lagstiftning och strävar efter att säkerställa att man utförligt tolkar och efterlever alla lagändringar som kan påverka verksamheten.</p>
<p>Fluktuationer i olje- och gaspriser Priset på olja och gas påverkas av de normala ekonomiska drivkrafterna för utbud och efterfrågan, liksom av finansiella investerare och osäkerhet på marknaden.</p>	<p>Lundin Petroleums policy är att ha ett flexibelt förhållningssätt till oljeprissäkring, baserat på en bedömning av säkringskontraktens fördelar under särskilda omständigheter.</p>
<p>Valutakursförändringar Råoljepriser fastställs i regel i US dollar, medan kostnader kan uppstå i en mängd olika valutor. Valutakursförändringar kan därför leda till valutaexponering.</p>	<p>Lundin Petroleums policy beträffande valutakurssäkringar är att, i fall valutaexponering skulle uppstå, överväga att för kända kostnader i icke-US dollarvalutor i förväg lägga fast valutakursen gentemot US dollar så att framtida kostnadsnivåer kan förutsägas i US dollar med rimlig säkerhet. De funktionella valutorna i Lundin Petroleums dotterbolag ses över årligen.</p>
<p>Ränterisk Osäkerhet vad gäller framtida räntenivåer kan ha påverkan på bolagets resultat. Koncernens ränterisk är hänförlig till den långfristiga upplåningen.</p>	<p>Lundin Petroleum bedömer fortlöpande fördelarna med räntesäkring av upplåningen.</p>

FINANSIELLA RAPPORTER

Förvaltningsberättelse	73	- Not 28 – Ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	101
Koncernens resultaträkning	82	- Not 29 – Resultat per aktie	101
Koncernens rapport över totalresultat	83	- Not 30 – Justering för ej kassaflödespåverkande poster	101
Koncernens balansräkning	84	- Not 31 – Transaktioner med närstående	101
Koncernens kassaflödesanalys	85	- Not 32 – Genomsnittligt antal anställda	102
Förändringar i koncernens egna kapital	86	- Not 33 – Ersättningar till styrelse, verkställande ledning och andra anställda	102
Redovisningsprinciper	87	- Not 34 – Långfristiga incitamentsprogram	104
Noter till koncernens finansiella rapporter	92	- Not 35 – Ersättningar till koncernens revisorer	104
- Not 1 – Segmentinformation	92	- Not 36 – Händelser efter balansdagens utgång	104
- Not 2 – Produktionskostnader	92	Moderbolagets årsredovisning	105
- Not 3 – Avskrivningar och återställningskostnader	93	Moderbolagets resultaträkning	105
- Not 4 – Prospekteringskostnader	93	Moderbolagets rapport över totalresultat	105
- Not 5 – Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	93	Moderbolagets balansräkning	106
- Not 6 – Finansiella intäkter	93	Moderbolagets kassaflödesanalys	107
- Not 7 – Finansiella kostnader	93	Förändring i moderbolagets egna kapital	108
- Not 8 – Inkomstskatt	93	Noter till moderbolagets finansiella rapporter	109
- Not 9 – Olje- och gastillgångar	95	- Not 1 – Övriga rörelseintäkter per land	109
- Not 10 – Övriga materiella anläggningstillgångar	96	- Not 2 – Finansiella intäkter	109
- Not 11 – Aktier i gemensamt kontrollerade enheter och intresseföretag	97	- Not 3 – Finansiella kostnader	109
- Not 12 – Övriga aktier och andelar	97	- Not 4 – Inkomstskatt	109
- Not 13 – Finansiella risker, sensitivitetsanalys och derivatinstrument	97	- Not 5 – Övriga fordringar	109
- Not 14 – Övriga finansiella tillgångar	99	- Not 6 – Avsättningar	109
- Not 15 – Lager	99	- Not 7 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	109
- Not 16 – Kundfordringar	99	- Not 8 – Finansiella instrument per kategori	109
- Not 17 – Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	99	- Not 9 – Ställda säkerheter, ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	109
- Not 18 – Övriga fordringar	100	- Not 10 – Ersättningar till revisorn	109
- Not 19 – Likvida medel	100	- Not 11 – Aktier i dotterbolag	110
- Not 20 – Övriga reserver	100	Styrelsens försäkran	111
- Not 21 – Avsättning för återställningskostnader	100	Revisionsberättelse	112
- Not 22 – Pensionsavsättning	100	Femårsöversikt	113
- Not 23 – Övriga avsättningar	100	Nyckeltal	114
- Not 24 – Finansiella skulder	100	Olje- och gasreserver	115
- Not 25 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	101	Information till aktieägare	116
- Not 26 – Övriga skulder	101		
- Not 27 – Ställda säkerheter	101		



FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

LUNDIN PETROLEUM AB (PUBL) ORG NO. 556610-8055

Lundin Petroleum AB:s huvudkontor är Hovslagargatan 5, Stockholm, Sverige.

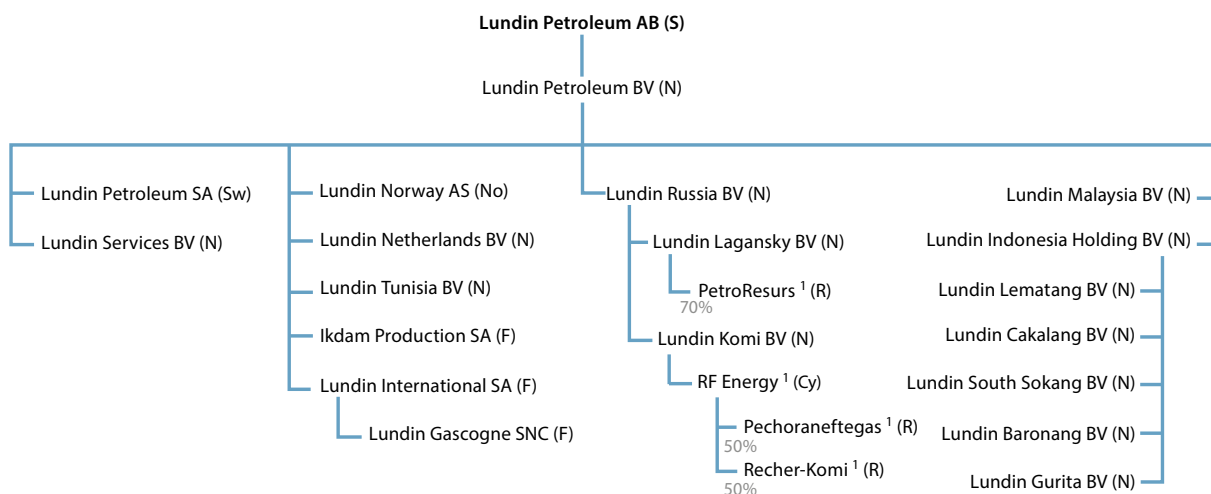
Lundin Petroleum:s huvudsakliga verksamhet är prospektering efter, utbyggnad av samt produktion av olja och gas. Lundin Petroleum innehar en portfölj av producerande olje- och gastillgångar och utbyggnadsprojekt i ett antal länder med ytterligare prospekteringsmöjligheter.

Koncernen bedriver inte forskning och utveckling i någon väsentlig omfattning. Koncernen har filialer i flertalet av de områden där verksamhet bedrivs. Moderbolaget har inga utländska filialer.

KONCERNFÖRÄNDRINGAR

Den 27 augusti 2012 förvärvade Lundin Petroleum ytterligare 60 procent av kapitalet i Ikdam Production SA, ett bolag som äger Ikdam FPSO-fartyget, vilket tar upp dess totala ägande till 100 procent. Ikdam Production SA:s finansiella resultat har konsoliderats i koncernens finansiella rapporter från och med slutet av augusti 2012.

Koncernens organisationsschema per den 31 december 2012



LAND

(Cy) Cypern	(R) Ryssland
(F) Frankrike	(S) Sverige
(N) Nederländerna	(Sw) Schweiz
(No) Norge	

¹ Se koncernens finansiella rapporter not 11 och moderbolagets finansiella rapporter not 11 för fullständiga namn och samtliga dotterbolag

Not: Koncernens organisationsschema visar endast betydande dotterbolag

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

VERKSAMHETEN

PRODUKTION

Produktionen för räkenskapsåret 2012 uppgick till 35,7 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (33,3 Mboepd) och omfattade nedanstående:

Produktion i Mboepd	2012	2011
Olja		
Norge	23,3	21,1
Frankrike	2,8	3,1
Ryssland	2,7	3,1
Tunisien	0,1	0,7
Summa produktion olja	28,9	28,0
Gas		
Norge	3,9	2,1
Nederländerna	1,9	2,0
Indonesien	1,0	1,2
Summa produktion gas	6,8	5,3
Summa produktion		
Kvantitet i Mboe	13 050,4	12 151,5
Kvantitet i Mboepd	35,7	33,3

EUROPA

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	Lundin Petroleum licensandel (l.a.)	2012	2011
Alvheim	15%	11,8	11,2
Volund	35%	13,1	12,0
Gaupe	40%	2,3	-
		27,2	23,2

Nettoproduktionen från Alvheimfältet under året översteg förväntningarna på grund av utmärkt drifttid på Alvheim FPSO:n om över 95 procent och av att det för andra kvartalet planerade driftstoppet av SAGE-systemet ställdes in. En utbyggnadsborrning på Alvheim genomfördes under första halvåret 2012 och återkopplades och sattes i produktion i oktober 2012. I januari 2013 tilldelades Alvheimpartnerskapet ytterligare areal norr om Alvheimfältet genom 2012 års APA licensrunda. Arbetsprogrammet för den nya arealen innefattar ombearbetad 3D-seismik med målsättning att identifiera potentiella, nya, borrbara strukturer i Alvheimområdet. Produktionskostnaderna för Alvheimfältet under året var under 5 USD per fat exklusive ett antal planerade underhållsarbeten av borrningar under tredje kvartalet 2012.

Volundfältets produktion under året översteg förväntningarna på grund av bättre reservoarprestanda och Alvheim FPSO:ns drifttid. Ytterligare en utbyggnadsborrning för Volund har genomförts och produktionsstart har skett under första kvartalet 2013. Produktionskostnaderna för Volundfältet under året var under 2 USD per fat på grund av lägre produktionskostnader än förväntat och högre produktion än förväntat.

Produktionsstart från Gaupefältet i PL292 skedde den 31 mars 2012. Produktion från Gaupefältet har varit under förväntan sedan produktionsstart. Tekniska analyser indikerar att de två produktionsborrningarna är kopplade till lägre kolväteolymer än vad som förväntades innan produktionsstart. Som ett resultat har reserverna minskat baserat på det konservativa antagandet att inga ytterligare produktionsborrningar kommer att genomföras.

Utbyggnad

Det norska Stortinget godkände utbyggnadsplanen för Edvard Grieg (l.a. 50%) i juni 2012. Utbyggnadsplanen omfattar åtgärder för den

samordnade utbyggnadslösningen för Edvard Griegfältet med det närliggande Ivar Aasenfältet (tidigare Draupne) i PL001B med Det norske oljeselskap ASA som operatör. En utbyggnadsplan för Ivar Aasenfältet lämnades in i december 2012.

Edvard Griegfältet uppskattas innehålla 186 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) av bruttoreserver med förväntad produktionsstart i slutet av 2015 och förväntad toppproduktion, brutto, om cirka 100,0 Mboepd. Bruttoinvesteringen för Edvard Griegfältets utbyggnad uppskattas till fyra miljarder USD och omfattar plattform, pipelines och 15 borrningar. Kværner har tilldelats kontrakt för projektering, upphandling och utförande av jacket och processdäck för plattformen, Rowan Companies för en jack-up rigg för utbyggnadsborrningarna. Saipem har tilldelats kontraktet för de marina installationerna. Utbyggnaden fortlöper väl och bygget av jacketen pågår. Under 2013 kommer konstruktions- och projekteringsarbete av jacket, processdäck och pipelines för export att pågå. Vidare är en utvärderingsborrning planerad att genomföras i sydöstra delen av Edvard Griegreservoaren under 2013 med målsättning att finna ytterligare resurser.

Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet i PL148 (l.a. 90%) godkändes av det norska Olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet innehåller bruttoreserver om 23,1 MMboe och förväntas producera 12,0 Mboepd, brutto på platånivå, med förväntad produktionsstart i slutet av 2013. Utbyggnaden innefattar fyra borrningar som kopplas tillbaka till Piercefältets existerande produktionsanläggning i den brittiska sektorn av Nordsjön, för vilken Shell är operatör. Utbyggnaden fortskrider väl beträffande projektering och konstruktionsarbete och jack-up riggen Maersk Guardian kommer att påbörja utbyggnadsborrningar under andra kvartalet 2013. I december 2012 meddelade Lundin Petroleum att en transaktion har slutförts med Talisman Energy om att förvärva ytterligare en licensandel om 20 procent i PL148 vilket innebär att Lundin Petroleums licensandel i fältet blir 90 procent.

En utbyggnadsplan för Bøylafältet i PL340 (l.a. 15%) lämnades in i juni 2012 och godkändes av norska Olje- och energidepartementet i oktober 2012. Bøylafältet innehåller bruttoreserver om 21 MMboe och kommer att byggas ut som en 28 km lång återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n. Produktionsstart för Bøylafältet förväntas under fjärde kvartalet 2014 med en platåproduktion, om 19,0 Mboepd, brutto.

Utvärdering

Lundin Petroleum upptäckte Avaldsnesfältet i PL501 (l.a. 40%) under 2010. Statoil upptäckte fyndigheten Aldous Major South i den angränsande PL265 (l.a. 10%) 2011. Till följd av utvärderingsborrningar fastställdes det att fyndigheterna var sammanhängande och i januari 2012 fick den sammanhängande fyndigheten namnet Johan Sverdrup. Ett utvärderingsprogram pågår för att definiera de utvinningsbara resurserna samt bistå strategin för utbyggnadsplaneringen.

Under året har fyra utvärderingsborrningar och två sidospårsborrningar genomförts i PL501 och ytterligare två utvärderingsborrningar i PL265 har också slutförts.

I januari 2012 slutfördes en tredje utvärderingsborrning, 16/5-2S, belägen i PL501. Målsättningen för borrningen var att avgränsa den södra delen av fyndigheten Johan Sverdrup i PL501. Även om borrningen påträffade god sandstensreservoar från juraåldern låg den djupare än förväntat, vilket resulterade i att reservoaren påträffades under kontakten mellan olja och vatten.

I mars 2012 slutfördes ytterligare en utvärderingsborrning, 16/2-11, i PL501, vilken påträffade en oljekolonn om 54 meter, brutto, i sandstensreservoar från övre och mellersta juraålder utan att kontakten mellan olja och vatten kunde fastställas. Reservoaren påträffades vid förväntat djup. En sidospårsborrning slutfördes med framgång och

påträffade en oljekolonn om 35 meter, brutto, vilket bekräftade liknande utmärkt reservoartjocklek och kvalitet.

I det tredje kvartalet 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrningen 16/2-13S på den nordöstra delen av Johan Sverdrupfyndigheten samt sidospårsborrningen 16/2-13A. Resultatet från borrningarna var utmärkta beträffande reservoarkvalitet och tjocklek, vilket bekräftar den geologiska modellen och bekräftar en djupare kontakt mellan olja och vatten på denna plats. Borrning 16/2-13S påträffade en oljekolonn om 25 meter, brutto, i sandstensreservoar från övre och mellersta juraålder utan att kontakten mellan olja och vatten kunnat fastställas. Sidospårsborrningen 16/2-13A påträffade en reservoarkolonn, brutto, om cirka 22 meter av vilka 12 meter var ovanför kontakten mellan olja och vatten. Kontakten mellan olja och vatten fastställdes till cirka 1 925 meter under havsytan vilket är cirka tre meter djupare än vad som tidigare observerats vid borrningar i PL501.

I december 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrning 16/2-16 i den nordöstra delen av fyndigheten. Borrningen påträffade totalt 15 meter av sand i en 60 meters jurasekvens. Kontakten mellan olja och vatten påträffades vid samma djup som vid 16/2-13A åt öster, 1 925 meter under havsytan, vilket resulterar i en oljeförande reservoarkolonn vid denna plats om cirka en meter. Ytterligare en sidospårsborrning, 16/2-16AT2, genomfördes väster om borrningen 16/2-16, cirka 1 000 meter åt sidan. Sidospårsborrningen som med framgång slutfördes i januari 2013 påträffade en oljekolonn om 30 meter, brutto, med till stor del utmärkta reservoarkvaliteter inom jurareservoarsekvensen. Olja påträffades vid samma djup som vid 16/2-10 i PL265, vilket är den djupaste kontakten mellan olja och vatten som hittills påträffats i Johan Sverdrup.

Utvärderingsborrningen 16/3-5 i den sydöstra delen av Johan Sverdrup i PL501 har genomförts med framgång och testats under första kvartalet 2013.

I november 2012, meddelade Statoil att utvärderingsborrning 16/2-14 på Johan Sverdrup i PL265 med framgång slutförts. Borrningen 16/2-14 genomfördes i nordvästra segmentet av Johan Sverdrup, cirka 6 km nordväst om fyndighetsborrningen 16/2-6 som genomfördes av Lundin Petroleum. Borrningen 16/2-14 påträffade en cirka 30 meter reservoarsekvens saturerad av olja. Borrningen bekräftade god reservoarkvalitet vid denna plats.

I början av januari 2013 meddelade det norska Oljedirektoratet att utvärderingsborrningen 16/2-15 som genomfördes i den sydvästra delen av Johan Sverdrup i PL265 med framgång har avslutats. Borrningen genomfördes 5 km sydost om fyndighetsborrningen 16/2-6 och påträffade en oljekolonn, brutto, om 30 meter av vilka 20 meter innehöll utmärkt reservoarkvaliteter.

Det är sannolikt att åtminstone ytterligare två utvärderingsborrningar kommer att genomföras i både PL501 och PL265 under 2013.

Lundin Petroleum, har som operatör för PL501, undertecknat ett pre-unit avtal med partners i PL501 och PL265 för den samordnade fältutbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Statoil har blivit utvald till arbetande operatör för pre-unit fasen. Samtliga partners i PL501 och PL265 har kommit överens om en tidtabell för Johan Sverdrupfältet med val av utbyggnadskoncept under det fjärde kvartalet 2013, inlämnande av utbyggnadsplan under det fjärde kvartalet 2014 och produktionsstart i slutet av 2018.

Prospektering

Under året slutfördes totalt fem prospekteringsborrningar i Norge.

I juni 2012, slutfördes prospekteringsborrningen 2/8-18S med målsättning den potentiella strukturen Clapton i PL440s (l.a. 18%) av

operatör Faroe Petroleum. Borrningen, som är belägen i södra Nordsjön, påträffade inga kolväten. Borrningen genomfördes till ett djup om 2 619 meter under havsytan och pluggades igen och övergavs.

I augusti 2012, slutfördes prospekteringsborrningen 16/2-12 med målsättning strukturen Geitungen i PL265 (l.a. 10%) med framgång som en oljefyndighet. Borrningen som var belägen norr om Johan Sverdrupfyndigheten och söder om 16/2-9S Aldous Major North-fyndigheten, har bekräftat en oljekolonn, brutto, om 35 meter i sandstensreservoar av hög kvalitet från juraåldern. Olja bekräftades också i grundsten. Insamling av data från borrningen inklusive borrhärdar, loggar och vätskeprover indikerar att strukturen Geitungen är i kommunikation med Johan Sverdrupfyndigheten som Lundin Petroleum upptäckte 2010. Preliminära beräkningar för storleken av fyndigheten Geitungen ligger mellan 140 och 270 miljoner fat utvinningsbar olja, brutto¹. Geitungen kommer att byggas ut som en del av Johan Sverdruputbyggnaden.

I oktober 2012, meddelade Lundin Petroleum resultatet för Albertborrningen i PL519 (l.a. 40%). Den huvudsakliga målsättningen för borrningen 6201/11-3 var att testa sandstensreservoar från krita- och triasåldern från en struktur med multipla mål. Borrningen påträffade olja i en tunn reservoarsekvens från kritaåldern vid förväntad nivå för den preliminära målsättningen. Den tunna tjockleken och osäkra distributionen av reservoaren ger inte grund för resursuppskattning vid denna tidpunkt och fyndigheten bedöms inte kommersiell för närvarande. Ytterligare potential existerar i Albertstrukturen om tjockare sektion av kriteservoar i denna stora struktur kan identifieras. Den sekundära reservoaren trias var tight utan rörliga kolväten. En mindre kolonn av rörliga kolväten påträffades också i ett sekundärt mål i paleocenåldern. Ytterligare prospekteringsaktiviteter är planerade i detta område i början av 2014 med borrningen av strukturen Storm i PL555 där Lundin Petroleum har en licensandel om 60 procent och är operatör.

I oktober 2012, meddelade Lundin Petroleum att prospekteringsborrningen 7220/10-1 i PL533 (l.a. 20%) har funnit gas/kondensat i Salinastrukturen belägen på den västra flanken av Loppahöjden i Barents hav. Borrningen har bekräftat två gaskolonner i sandsten från krita- och juraåldern. Datainsamling från borrningen, inklusive borrhärdar, loggar och vätskeprover har bekräftat god reservoarkvalitet i sandsten. Preliminära beräkningar som genomförts av det norska Oljedirektoratet, ger ett intervall om mellan 174 och 246 miljarder kubik fot (bcf) (29 och 41 MMboe), brutto, av utvinningsbar gas/kondensat. Ytterligare potentiella resurser existerar i förkastningsegment i anslutning till Salinastrukturen.

I november 2012, slutförde Lundin Petroleum med framgång prospekteringsborrningen 7120/6-3S i PL490 (l.a. 50%) i Barents hav. Borrningen var belägen 10 km nordväst om Snøhvitfältet med målsättning de på varandra staplade reservoarerna Snurrevad och Juksa i tidig krita- och sen jurareservoar. Preliminära analyser av borrhärdar från en sektion av reservoaren indikerar tunn oljeförande sand i en åtta till nio meters zon vid toppen av en 25 meters tidig kritesandssekvens. Ingen reservoar upptäcktes i Snurrevad på juranivå. Den tunna oljeförande sanden i Juksafyndigheten är sannolikt inte kommersiell även om det är uppmuntrande att borrningen påträffade oljeförande sand istället för gas.

Lundin Petroleum meddelade i juli 2012 att man har ingått ett utfarmningsavtal för att minska innehavet i ett antal licenser. Spring Energy Norway AS har förvärvat en licensandel om 10 procent i PL490, där Lundin Petroleum behåller 50 procent och Norwegian Energy Company ASA har förvärvat en licensandel om 10 procent i PL492, där Lundin Petroleum behåller 40 procent. Båda licenserna är belägna i Barents hav. Explora Petroleum AS har förvärvat en licensandel om 30 procent i

¹ Uppskattad av Statoil, operatör för PL265

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

PL544, där Lundin Petroleum behåller 40 procent. Licensen är belägen i Nordsjön. De norska myndigheterna har godkänt dessa utfarmningsavtal. I januari 2012 tilldelades Lundin Petroleum tio prospekteringslicenser i 2011 års licensrunda APA, av vilka Lundin Petroleum är operatör för fyra. I januari 2013 tilldelades Lundin Petroleum ytterligare sju licenser i 2012 års licensrunda APA av vilka Lundin Petroleum är operatör för två. Fyra av de sju licenserna finns i Nordsjön, två i Norska havet och en i Barents hav. Lundin Petroleum har lämnat in ett flertal licensansökningar för den 22:a licensrundan i Norge och tilldelning förväntas att offentliggöras av Olje- och energidepartementet under första halvåret 2013.

Lundin Petroleum's prospekteringsprogram i Norge för 2013 kommer att omfatta 10 prospekteringsborrningar med ett fortsatt fokus på Utsira High-området med sex prospekteringsborrningar med liknande geologiska förlängningar som Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Vidare har en prospekteringsborrning genomförts under det första kvartalet 2013 i södra Nordsjön och en andra borrning planeras under det andra kvartalet 2013. En borrning planeras att genomföras i Barents hav och en är planerad i PL330 (i.a. 30%) i norra Norska havet. Riggare har säkrats för samtliga prospekteringsborrningar under 2013.

Frankrike Produktion

Produktion i Mboepd	Lundin Petroleum licensandel (i.a.)	2012	2011
Paris Basin	100%	2,3	2,4
Aquitaine Basin	50%	0,5	0,7
		2,8	3,1

Återutbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin, slutfördes till största del under året med produktionsstart av utbyggnadsborrningarna under fjärde kvartalet 2012.

Två prospekteringsborrningar genomfördes under året. Prospekteringsborrningen Amaltheus i Paris Basin i Val des Marais-koncessionen (i.a. 100%) slutfördes med framgång under fjärde kvartalet 2012 och resulterade i en oljefyndighet. Borrningen är under långsiktig test. En andra prospekteringsborrning med målsättning strukturen Contault i Paris Basin, i Est Champagne-koncessionen (i.a. 100%) slutfördes under fjärde kvartalet 2012 som ett torrt hål. Lundin Petroleum genomför en prospekteringsborrning i Paris Basin under 2013. Hoplites-1 borrningen kommer att genomföras på Est Champagne-koncessionen (i.a. 100%) med målsättning strukturen Nettancourt.

Nederländerna

Gasproduktionen, netto, för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 1,9 Mboepd för året. Utbyggnadsborrningar på existerande producerande tillgångar pågår för att optimera fältutvinningen. Prospekteringsborrningen Vinkega-2 i Gorredijkkoncessionen (i.a. 7,75%) resulterade i en gasfyndighet under tredje kvartalet 2012 och produktionsstart förväntas ske under andra kvartalet 2013.

Lundin Petroleum deltar i två prospekteringsborrningar i Nederländerna, onshore, under 2013.

Irland

Efter genomförda seismikstudier på licensen Slyne Basin 04/06 (i.a. 50%) har diskussioner hållits av licensparterna beträffande framtida planer.

SYDOSTASIEN

Indonesien

Lematang (södra Sumatra)

Lundin Petroleum's nettoproduktion från gasfältet Singa (i.a. 25,9%) uppgick under året till 1,0 Mboepd. Årets produktion har påverkats av underhåll av borrningar, vilket avslutades i september 2012.

Baronang/Cakalang (Natunahavet)

Prospekteringsborrningar på Baronangblocket (i.a. 100%) kommer att påbörjas under 2013.

South Sokang (Natunahavet)

Ett 3D-seismik program planeras att slutföras under 2013 på South Sokang (i.a. 60%).

Gurita (Natunahavet)

Insamling av 3D-seismik på mer än 950 km² har slutförts under 2012 på Guritablocket (i.a. 100%) och en prospekteringsborrning kommer att genomföras under 2013.

Malaysia

East Malaysia, offshore Sabah

Lundin Petroleum innehar två licenser offshore Sabah i östra Malaysia.

SB303 (i.a. 75%) innefattar gasfyndigheterna Tarap, Cempulut och Titik Terang med uppskattade betingade bruttoresurser om mer än 270 bcf. Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av dessa gasfyndigheter mest sannolikt genom en klusterutbyggnad.

I september 2012 avslutades prospekteringsborrningen Berangan-1 i SB303 med framgång som en gasfyndighet. Borrningen penetrerade en gaskolonn om över 165 meter, brutto, i sandsten från mellersta Mioceneåldern 10 km sydost om gasfyndigheten Tarap som Lundin Petroleum gjorde 2011 och 15 km söder om gasfyndigheten Cempulut som också gjordes 2011. Beranganfyndigheten uppskattas innehålla 69 bcf (11,5 MMboe) betingade gasresurser, brutto, och det är sannolikt att den kommer att inkluderas i en klusterutbyggnad med de andra gasfyndigheterna i SB303.

I juli 2012 pluggades borrningen Tiga Papan 5 i SB307/308 (i.a. 42,5%) med målsättning sandstensreservoar från mellersta mioceneåldern från Tiga Papan Unit igen som ett torrt hål.

En prospekteringsborrning kommer att genomföras offshore Sabah under 2013.

Offshore Malaysiska halvön

Lundin Petroleum innehar fyra licenser offshore Malaysiska halvön.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307. Insamling av 2 100 km² 3D-seismik slutfördes 2011. I januari 2012 slutfördes utvärderingsborrningen Bertam-2 med framgång och bekräftade förlängning och kvalitet av oljesandstensreservoaren K10. Konceptuella utbyggnadsstudier är till största del slutförda beträffande en potentiell utbyggnad av Bertamfältet och beslut kommer att tas under 2013. I november 2012 meddelade Lundin Petroleum att borrningen Tembaku-1 i block PM307 resulterat i en gasfyndighet. Tembaku-1 borrningen genomfördes till ett djup om 1 565 meter och påträffade ett flertal på varandra staplade geologiska gasreservoarer på miocennivå. Det kolväteförande sandlagret, netto, utgjorde 60 meter utav fem sandintervall av hög kvalitet. Med hänsyn till den relativa närheten till existerande gasinfrastruktur tillsammans med förväntad stark efterfrågan av gas på den Malaysiska halvön finns förutsättningarna för en kommersiell utbyggnad och ytterligare studier kommer att genomföras för att utvärdera denna fyndighets kommersialitet. Tembaku-1 fyndigheten uppskattas innehålla betingade bruttoresurser gas om 306 bcf (51 MMboe). För närvarande pågår insamling av 3D-seismik över den norra delen av block PM307. Insamling av 3D-seismik sträcker sig även in i det nyligen tilldelade block PM319 (i.a. 75%).

block PM308A (i.a. 35%) innefattar oljefyndigheterna Janglau och Rhu. Ytterligare en prospekteringsborrning med målsättning strukturen Ara i

block PM308A har genomförts under det första kvartalet 2013. Borrningen har som målsättning sandstensreservoar från oligocenaåldern (intra-rift) vilken upptäcktes genom prospekteringsborrningen Janglau genomförd 2011. En insamling av 1 450 km² av ny 3D-seismik i PM308A slutfördes under året.

I block PM308B (i.a. 75%) slutfördes prospekteringsborrningen Merawan Batu-1 i oktober 2012 och pluggades igen som ett tort hål.

I december 2012 meddelade Lundin Petroleum tilldelningen av ett nytt block, offshore Malaysiska halvön. Lundin Petroleum är operatör för block PM319 med en licensandel om 85 procent och Petronas innehar en licensandel om 15 procent. Blocket omfattar ett område om cirka 8 400 km² och är belägen väster om block PM307 där Lundin Petroleum och Petronas har haft framgång under 2012 med utvärderingsborrningen av oljefältet Bertam och gasfyndigheten Tembakau-1. Området har en mycket begränsad 3D-täckning och arbetsprogrammet omfattar en fullständig undersökning (tensor gravity survey), 550 km² av 3D-seismik och en prospekteringsborrning.

Två prospekteringsborrningar offshore Malaysiska halvön kommer att genomföras under 2013.

RYSSLAND

Lundin Petroleums nettoproduktion från Ryssland för året var 2,7 Mboepd från tillgångar onshore belägna i Komi Republiken. Årets produktion var lägre än förväntat och som en konsekvens har de återstående reserverna, per den 31 december 2012, reducerats.

I Laganskyblocket (i.a. 70%) i norra delen av Kaspian gjordes en betydande oljefyndighet på Morskayafyndigheten 2008. Fyndigheten anses som strategisk av den ryska staten under lagen för strategiska investeringar (FSIL), på grund av dess läge offshore Kaspian. Som ett resultat krävs ett 50-procentigt ägande av ett statligt bolag innan utvärdering och utbyggnad. Diskussioner fortsätter med tredje parter för att möta kraven under FSIL.

AFRIKA

Tunisien

Produktionen från Oudnafältet (i.a. 40%) för det första kvartalet 2012 var 0,4 Mboepd och för året 0,1 Mboepd. Till följd av stormskador på en röranläggning i mars 2012, stängdes Oudnafältet ner. En utvärdering av olika reparationslösningar av röranläggningen genomfördes och det bedömdes vara oekonomiskt att reparera. Under 2012 kopplades Ikdam FPSO:n bort från Oudnafältet och borrningarna övergavs permanent. Lundin Petroleum har ökat ägarandelen i Ikdam FPSO:n under året till 100 procent och kommer nu att söka nya möjligheter för fartyget.

Kongo (Brazzaville)

Med återlämnandet av licensandelen i block Marine XI licensen (i.a. 18,75%) i juni 2012 och då block Marine XIV licensen (i.a. 21,55%) gick ut i oktober 2012 har Lundin Petroleum lämnat Kongo (Brazzaville).

FINANSIELL ÖVERSIKT

FINANSIELLT RESULTAT

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2012 uppgick till 103,9 MUSD (155,2 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för året uppgick till 108,2 MUSD (160,1 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,35 USD (0,51 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 144,1 MUSD (1 012,1 MUSD) för året, motsvarande EBITDA per aktie om 3,68 USD (3,25 USD). Operativt kassaflöde för året uppgick till

831,4 MUSD (676,2 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,68 USD (2,17 USD).

Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för året uppgick till 1 319,5 MUSD (1 257,7 MUSD) och beskrivs i not 1. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 100,89 USD (101,04 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för året uppgick till 111,67 USD (111,26 USD) per fat. Alvhheim- och Volundfältens laster med råolja om såldes under året, vilka uppgick till 61 procent (63 procent) av totala sålda volymer prissattes i genomsnitt till 3,53 USD (3,87 USD) per fat utöver Dated Brent för varje last.

Årets försäljning av olja och gas omfattar nedanstående:

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	2012	2011
Försäljning olja		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	8 270,1	7 896,0
– Genomsnittspris per boe	115,29	115,38
Frankrike		
– Kvantitet i Mboe	1 041,1	1 155,5
– Genomsnittspris per boe	110,44	110,59
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	1,7	2,2
– Genomsnittspris per boe	100,09	103,87
Ryssland		
– Kvantitet i Mboe	981,6	1 138,4
– Genomsnittspris per boe	77,23	69,85
Tunisien		
– Kvantitet i Mboe	227,5	198,2
– Genomsnittspris per boe	108,14	125,12
Summa försäljning olja		
– Kvantitet i Mboe	10 522,0	10 390,3
– Genomsnittspris per boe	110,90	110,25
Försäljning gas och NGL		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	1 513,9	947,2
– Genomsnittspris per boe	64,18	61,14
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	704,2	722,8
– Genomsnittspris per boe	60,18	60,61
Indonesien		
– Kvantitet i Mboe	338,1	387,7
– Genomsnittspris per boe	32,43	32,43
Summa försäljning gas och NGL		
– Kvantitet i Mboe	2 556,2	2 057,7
– Genomsnittspris per boe	59,69	54,50
Summa försäljning		
– Kvantitet i Mboe	13 078,2	12 448,0
– Genomsnittspris per boe	100,89	101,04

Sålda volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Permanenta skillnader uppkommer som ett resultat av royaltybetalningar som gjorts i sak samt effekterna av produktionsdelningskontrakt.

Oljan som produceras i Ryssland säljs antingen på den inhemska ryska marknaden eller exporteras till den internationella marknaden. Av den ryska försäljningen såldes under året 45 procent (37 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 109,93 USD

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

per fat (109,92 USD per fat) och återstående 55 procent (63 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 49,98 USD per fat (46,45 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 25,7 MUSD (11,8 MUSD) för året och inkluderade 11,0 MUSD (- MUSD), avseende en överenskommelse före skatt, för att på nytt fastställa licensandelarna vilken gjordes upp mellan parterna i blocken K4a, K4b/K5a och K5b, offshore Nederländerna samt 6,5 MUSD (5,8 MUSD) hänförliga till en kompensation avseende justering för kvalitetsskillnader som erhållits från Viljefältets ägare till Alvhheim- och Volundfältets ägare i Norge. Justeringen för kvalitetsskillnader i Norge uppkommer eftersom alla tre fälten producerar till Alvhheim FPSO-fartyget och oljan blandas för att producera Alvheimolja (Alvhheim crude blend), vilken sedan säljs. I övriga rörelseintäkter ingår även tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna, inklusive förändringar i lager uppgick för året till 172,5 MUSD (193,1 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnaderna för året inkluderade en kreditering för förändring i under- eller överuttag och lager om 15,9 MUSD jämfört med en kostnad om 13,1 MUSD för jämförelseperioden, vilket beskrivs nedan. Produktionskostnader och avskrivningar per fat oljeekvivalenter som producerats framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe	2012	2011
Utvinningskostnader	8,09	8,43
Tariff- och transportkostnader	2,27	1,88
Royalty och direkta skatter	3,93	4,31
Förändringar i lager/över- underuttag	-1,22	1,08
Övrigt	0,14	0,18
Totala produktionskostnader	13,21	15,88
Avskrivningar ¹	14,26	13,59
Total kostnad per boe	27,47	29,47

¹ exkluderar återställningskostnader

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 105,6 MUSD, och till 102,5 MUSD för jämförelseperioden och inkluderar utvinningskostnader om 12,0 MUSD hänförliga till Gaupefältet, Norge, vilket startade produktion den 31 mars 2012. Utvinningskostnaderna för Oudnafältet, Tunisien uppgick till 8,6 MUSD för året och till 17,0 MUSD för jämförelseperioden till följd av ett produktionsstopp i mars 2012. Utvinningskostnaden per fat var lägre under året än för jämförelseperioden beroende främst på att produktionen var högre.

Tariff- och transportkostnaderna för året uppgick till 29,7 MUSD i förhållande till 22,9 MUSD för jämförelseperioden. Årets tariff- och transportkostnader innehåller kostnader hänförliga till Gaupefältet, Norge till ett belopp om 7,4 MUSD.

I royalty och direkta skatter ingår rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Resource Extraction Tax, MRET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MRET baseras på volymen producerad i Ryssland och varierar i förhållande till världsmarknadspotentialen på Urals Blend och rubelns växelkurs. Årets MRET-genomsnitt uppgick till 22,92 USD (21,21 USD) per fat för den ryska produktionen. Exportskattesatsen på rysk olja justeras av den ryska staten varje månad och är beroende av det genomsnittliga priset som erhålls för Urals Blend den föregående månaden. Exportskatten baseras på volym exporterad olja från Ryssland och genomsnittet uppgick till 57,08 USD (57,52 USD) per fat för året.

Det finns såväl permanenta skillnader som tidsskillnader, vilka får till följd att försäljningsnivåerna inte är desamma som produktionsnivåerna under en given tidsperiod. Förändringar i kolvätelager och under- eller överuttag är ett resultat av dessa tidsskillnader och ett belopp om 15,9 MUSD, netto har krediterats resultaträkningen under året, vilket kan jämföras med en kostnad om 13,1 MUSD för jämförelseperioden. Under rapporteringsperioden redovisades en nettoförändring i underuttag om 18,5 MUSD på Alvhheim-/Volundfälten, Norge där årets sålda volymer råolja var lägre än producerade volymer i Norge, jämfört med ett överuttag om 18,7 MUSD, netto för jämförelseperioden. Dessutom var Gaupefältet i Norge i underuttagsposition under året vilket resulterade i en kreditering av utvinningskostnaderna om 12,9 MUSD (- MUSD). Gaupefältets kolväten bearbetas i värdplattformen Armada, för vilken Lundin Petroleum inte är operatör och det finns ett fördelningsavtal, genom vilket nya fält kompenserar existerande fält med producerade volymer, vilka härrör från den nya produktionsströmmen. Underuttagspositionen kommer att återbetalas av existerande fält i kommande perioder. Lastning av lager gjordes också från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilket medförde en produktionskostnad om 14,6 MUSD (-6,2 MUSD) för året.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 186,2 MUSD (165,1 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 83 procent av de totala avskrivningarna för året, motsvarande en kostnad per fat om 15,54 USD. Ökningen i avskrivningar i förhållande till jämförelseperioden är till största delen ett resultat av att Gaupefältet, Norge räknas med.

Årets återställningskostnader som redovisats över resultaträkningen uppgick till 5,3 MUSD (- MUSD) och beskrivs i not 3. Detta representerar kostnader för återställning av Oudnafältet, Tunisien utöver den avsättning som gjorts för arbetet. Återställningsarbetet av Oudnafältet var till fullo avslutat under 2012.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna för året uppgick till 168,5 MUSD (140,0 MUSD) och beskrivs i not 4. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs dessa direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Prospekteringskostnader om 103,1 MUSD (74,1 MUSD) kostnadsfördes i Norge under 2012. I det fjärde kvartalet 2012 kostnadsfördes utgifter avseende Albertborrningen på PL519 och Juksaborrningen med tillhörande licenskostnader på PL490 med 36,6 MUSD respektive 50,1 MUSD. Utgifter om 12,3 MUSD hänförliga till Claptonborrningen på PL440S som genomfördes under det andra kvartalet 2012 kostnadsfördes också.

Prospekteringskostnader om 46,7 MUSD (11,0 MUSD) kostnadsfördes i Malaysia under 2012. Kostnaderna var främst hänförliga till borrhokostnader på Merawan Batustrukturen och tillhörande licenskostnader på PM308B om 36,1 MUSD, vilka kostnadsfördes under det fjärde kvartalet 2012. Utgifter för borrhokostnaden Tiga Papan 5 med tillhörande licenskostnader på SB307/308 om 9,8 MUSD kostnadsfördes också under det andra kvartalet 2012.

I Frankrike kostnadsfördes prospekteringskostnader om 4,5 MUSD avseende den ej framgångsrika borrhokostnaden som gjordes under det fjärde kvartalet 2012 på koncessionen Est Champagne.

Övriga prospekteringskostnader som redovisats under året är hänförliga till kostnadsföringen av tidigare aktiverade kostnader till följd av tekniska genomgångar och inkluderar återlämnande av licenser.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar

Årets nedskrivningar uppgick till 237,5 MUSD (- MUSD) och beskrivs i not 5. Till följd av dålig prestanda sedan produktionsstarten av Gaupefältet, Norge har reserverna reducerats baserat på det konservativa antagandet att inga ytterligare produktionsborrningar kommer att göras, vilket resulterat i en nedskrivning om 205,8 MUSD. Dessutom har dålig prestanda från de ryska onshore tillgångarna lett till en nedskrivning om 31,7 MUSD.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick 31,7 MUSD (67,0 MUSD), vilka innehöll ej kassaflödespåverkande kostnader om 9,1 MUSD (44,9 MUSD), hänförliga till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Avsättningen för LTIP beräknas baserat på Lundin Petroleum aktiekurs på balansdagen, enligt Black & Scholes värderingsmetod och fördelas över den delen av LTIP som är utestående, som redovisas på balansdagen. En förändring i värdet på tilldelningen som beror på aktiekursen påverkar samtliga LTIP tilldelningar som redovisas på balansdagen, vilket inkluderar de som redovisats under tidigare perioder och förändringen i avsättningen redovisas över resultaträkningen. Lundin Petroleum aktiekurs sjönk med 12 procent under 2012, jämfört med en ökning om 102 procent under 2011. Lundin Petroleum har kompenserat kassaflödesexponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se avsnittet om ersättningar nedan.

Årets avskrivningar uppgick till 3,1 MUSD (2,6 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 27,2 MUSD (46,5 MUSD) och beskrivs i not 6.

Ränteintäkter för året uppgick till 5,1 MUSD (4,1 MUSD) och innehöll ett belopp om 1,3 MUSD hänförliga till Brynhildtransaktionen med Talisman Energy.

Valutakursvinster för året uppgick till 6,2 MUSD (8,9 MUSD) netto. Under året redovisades en valutakursförlust om 5,5 MUSD (-8,9 MUSD) på de koncerninterna lånemellanhavanden som inte är i US dollar och på saldon som utgör rörelsekapital och denna förlust kompenserades av en realiserad valutakursvinst om 11,7 MUSD (- MUSD) på förfallna valutakurssäkringar.

En vinst vid konsolidering av ett dotterbolag om 13,4 MUSD (- MUSD) redovisades under det tredje kvartalet 2012 och är hänförligt till redovisningen av konsolideringen av Ikdam Production SA (IPSA) till följd av förvärvet av de utestående 60 procent av bolagets aktier i slutet av augusti 2012. Lundin Petroleum innehade redan 40 procent av IPSA:s aktier vilka förvärvades som del i förvärvet av Coparex 2002. Vid tiden för förvärvet av Coparex tilldelades aktierna i IPSA inget värde och en avsättning gjordes mot koncernens lån till IPSA. Till följd av förvärvet av återstående 60 procent har en uppskrivning av det bokförda värdet av det initiala 40 procentiga innehavet baserat på det verkliga värdet av tillgångar och skulder i bolaget vid slutet av augusti 2012 redovisats och avsättningen som gjordes mot det initiala lånet har lösts upp.

Ett belopp om 30,0 MUSD hänförliga till vinsten vid försäljningen av aktier i Africa Oil Corporation ingår i finansiella intäkter för jämförelseperioden.

Finansiella kostnader

Årets finansiella kostnader uppgick till 48,5 MUSD (21,0 MUSD) och beskrivs i not 7.

Räntekostnader för året uppgick till 6,8 MUSD (5,4 MUSD). Dessutom har ett belopp om 3,4 MUSD (1,4 MUSD) avseende finansiering av de norska utbyggnadsprojekten aktiverats under året.

En avsättning för återställningskostnader har redovisats i balansräkningen till det diskonterade värdet av uppskattad framtida kostnad. Effekten av diskonteringen återförs varje år och redovisas över resultaträkningen. Under året har 5,1 MUSD (4,5 MUSD) redovisats i resultaträkningen.

Avskrivningarna av aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 6,6 MUSD (2,2 MUSD) för året och är hänförliga till aktiveringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteten över den facilitetens utnyttjandeperiod. Lundin Petroleum har ordnat en ny kreditfacilitet om 2,5 miljarder USD, vilken skrevs under den 25 juni 2012, och de aktiverade avgifterna hänförliga till denna facilitet kommer att skrivas av allt eftersom krediten fortlöper.

Engagemangavgifter för lånefaciliteten uppgick till 10,3 MUSD (1,0 MUSD) för året. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförliga till engagemangavgifterna avseende den icke-utnyttjade delen av den större 2,5 miljarder USD faciliteten som ingicks i juni 2012.

Lundin Petroleum äger 50 miljoner aktier i ShaMaran Petroleum, vilka anskaffades under 2009 i en ej kassaflödespåverkande transaktion. Investeringen redovisades till det verkliga värdet för aktierna vid datumet för förvärvet och förändringar i det verkliga värdet har redovisats i övrigt totalresultat. I januari 2012 meddelade ShaMaran Petroleum att bolaget hade återlämnat dess licensandelar i de produktionsdelningskontrakt för vilka bolaget var operatör och därmed har nedgången i det verkliga värdet av aktierna i ShaMaran Petroleum som innehas av Lundin Petroleum bedömts vara permanent. Som ett resultat av den permanenta nedgången i det verkliga värdet av aktierna har den ackumulerade förlusten om 18,6 MUSD som redovisats i övrigt totalresultat omklassificerats från eget kapital och har kostnadsförts i resultaträkningen under det första kvartalet 2012. Den värdeökning som uppkommit efter nedskrivningen har redovisats i övrigt totalresultat.

Skatt

Årets skattekostnad uppgick till 418,4 MUSD (574,4 MUSD) och beskrivs i not 8.

Den aktuella skattekostnaden för året uppgick till 341,3 MUSD (400,2 MUSD), av vilken 311,8 MUSD (365,6 MUSD) är hänförliga till Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge för året är lägre än för jämförelseperioden, vilket huvudsakligen beror på högre utbyggnads- och prospekteringsutgifter under 2012.

Den uppskjutna skattekostnaden för året uppgick till 77,1 MUSD (174,2 MUSD) och uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. I Norge uppgår årets uppskjutna skattekostnad till 80,4 MUSD (166,2 MUSD) efter beaktande av en upplösning av den uppskjutna skattekostnaden om 160,6 MUSD till följd av nedskrivningen av Gaupefältet under det fjärde kvartalet 2012.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 procent och 78 procent. Koncernens effektiva skattesats för året uppgick till 80 procent. Denna effektiva skattesats är beräknad direkt ur resultaträkningen och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje verksamhetsland. Norge är det land som huvudsakligen bidrar till den effektiva skattesatsen med en skattesats om 78 procent, vilken reduceras av det för skatteändamål ökade avdraget för utbyggnadsutgifter. Den effektiva skattesatsen har ökat beroende på ett flertal icke-skattepåverkande poster under året, vilka innehåller nedskrivningen av ShaMaranaktierna, kostnadsförda prospekteringsutgifter i Malaysia och vissa administrationskostnader samt ett lägre skatteavdrag för nedskrivningen av de ryska tillgångarna onshore och prospekteringskostnader hänförliga till Rangkasblocket, Indonesien. Det är inte någon skattekostnad hänförlig till den finansiella intäkt som redovisats i och med konsolideringen av Ikdam Production SA.

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för året till 4,3 MUSD (-4,9 MUSD) och är främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

BALANSRÄKNINGEN

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 2 864,4 MUSD (2 329,3 MUSD) och finns beskrivna i not 9.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för året beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	2012	2011
Norge	369,0	186,8
Frankrike	29,2	30,9
Nederländerna	8,5	4,1
Indonesien	-0,4	6,4
Ryssland	7,5	4,2
	413,8	232,4

Under året har ett belopp om 369,0 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. Under föregående år förbrukades 186,8 MUSD på utbyggnaden av Gaupe- och Alvhøimfältet. Under året har 29,2 MUSD redovisats främst på Grandvillefältets återutbyggnad i Frankrike.

Prospekteringsutgifter Belopp i MUSD	2012	2011
Norge	323,2	288,6
Frankrike	9,8	1,7
Indonesien	16,4	16,4
Ryssland	3,6	10,0
Malaysia	100,5	98,7
Kongo (Brazzaville)	1,3	19,0
Övriga	2,5	3,1
	457,3	437,5

Under året har prospekterings- och utvärderingsborrningar redovisats till ett belopp om 323,2 MUSD i Norge, avseende huvudsakligen utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfältet och prospekteringsborrning på Claptonstrukturen i PL440S, Albertstrukturen i PL519, Salinastrukturen i PL533 och Juksaborrningen i PL490. Under jämförelseperioden redovisades 288,6 MUSD i Norge avseende utvärderingsborrning på Johan Sverdrupfältet och fyra prospekteringsborrningar. I Malaysia redovisades 100,5 MUSD (98,7 MUSD) avseende huvudsakligen fem borrningar och insamling av seismisk data.

Materiella anläggningstillgångar uppgick till 49,4 MUSD (16,1 MUSD) och avser kontorsinventarier, fastigheter samt det redovisningsmässiga värdet för Ikdam FPSO:n vilken konsoliderades för första gången i augusti 2012.

Övriga aktier och andelar uppgick till 20,0 MUSD (17,8 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde.

Uppskjuten skatt uppgick till 13,3 MUSD (15,3 MUSD) och är främst hänförlig till den del av de utnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas i Nederländerna.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 18,7 MUSD (31,6 MUSD) och inkluderar både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Minskningen i förhållande till

den 31 december 2011 beror främst på en lastning av kolvätelaget på Oudnafältet, Tunisien under året.

Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 32,9 MUSD (4,5 MUSD) och innehåller en förutbetalad försäkring för utbyggnadsprojektet Edvard Grieg, Norge och licensavgifter för 2013.

Derivatinstrument uppgick till 9,1 MUSD (- MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av de utestående valutasäkringskontrakt som ingicks under 2012.

Övriga fordringar uppgick till 40,3 MUSD (23,1 MUSD) och beskrivs i not 18. I övriga fordringar ingår underuttagspositionen om 26,4 MUSD (1,9 MUSD), av vilka 24,5 MUSD är hänförliga till de norska producerande fälten, inklusive Gaupefältet.

Likvida medel uppgick till 97,4 MUSD (73,6 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 190,5 MUSD (119,3 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden som beskrivs i not 21. Ökningen i förhållande till den 31 december 2011 beror främst på en uppdatering av de uppskattningar som gjorts avseende återställningskostnader och att en lägre diskonteringsfaktor för att beräkna nuvärdet av återställningsåtagandena har använts.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 942,2 MUSD (803,5 MUSD) som beskrivs i not 8 och är hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Övriga avsättningar uppgick till 70,4 MUSD (63,4 MUSD) och beskrivs i not 23. Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program uppgick till 67,1 MUSD (58,1 MUSD) och ingår i övriga avsättningar.

Finansiella skulder uppgick till 384,2 MUSD (204,5 MUSD) och beskrivs not 24. Banklån uppgick till 432,0 MUSD (207,0 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 47,8 MUSD (2,5 MUSD) och är hänförliga till den nya sjuåriga, kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD som skrevs under i juni 2012. De aktiverade avgifterna skrivs av över facilitetens förväntade löptid. Beloppet för jämförelseperioden är hänförligt till balansen av de aktiverade finansieringsavgifterna under den föregående kreditfaciliteten, vilka kostnadsfördes i sin helhet under året.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 22,6 MUSD (21,8 MUSD) och är till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, till vilket en bolag utan bestämmande inflytande har bidragit med finansiering i förhållande till LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Skatteskulder uppgick till 170,0 MUSD (240,1 MUSD), av vilka 163,6 MUSD (223,0 MUSD) är hänförliga till Norge.

Skuld gentemot joint venture partners uppgick till 209,6 MUSD (88,4 MUSD) och är hänförlig till den höga borrings- och utbyggnadsaktivitetsnivån i Norge och Malaysia.

Övriga skulder uppgick till 15,5 MUSD (29,2 MUSD) och beskrivs i not 26.

ÅRSSTÄMMAN

Årsstämman kommer att hållas i Stockholm den 8 maj 2013.

STYRELSENS FÖRSLAG PÅ ERSÄTTNING TILL VERKSTÄLLANDE LEDNING

Styrelsens har för avsikt att föreslå att årsstämman 2013 godkänner en ersättningspolicy 2013 som följer i alla väsentliga avseenden samma principer som tillämpades 2012 och som består av liknande komponenter för ersättning till den verkställande ledningen som 2012 års ersättningspolicy, d.v.s. grundlön, årlig rörlig lön, långfristigt incitamentsprogram (LTIP) och andra förmåner. En LTIP för den verkställande ledningen som innefattade utställande av syntetiska optioner godkändes av 2009 års årsstämma men, som en följd av utomordentligt goda resultat för bolaget och dess aktiekurs sedan årsstämman 2009, har styrelsen sett över villkoren för LTIP 2009. Som ett resultat har styrelsen beslutat att föreslå årsstämman 2013 att LTIP 2009 skall ersättas av en ny LTIP 2013, med samma antal och fördelning av LTIP tilldelningar till den verkställande ledningen som under LTIP 2009. Den föreslagna LTIP 2013 förändrar inte bolagets finansiella förpliktelser gentemot den verkställande ledningen. Däremot möjliggör den för den verkställande ledningen att erhålla sin enligt LTIP berättigade ersättning som (a) kontant betalning; och/eller (b) aktier i bolaget. Dessa aktier skall överföras från bolagets eget aktieinnehav av redan emitterade aktier och inga nya aktier skall ges ut enligt den föreslagna LTIP 2013. Mer information om förslaget finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com.

Därutöver kommer styrelsen att begära bemyndigande från årsstämman, såsom under tidigare år, att frångå ersättningspolicyn om det i ett enskilt fall finns skäl för det.

För en detaljerad beskrivning av ersättningspolicyn som tillämpades 2012 hänvisas till sidorna 48–66 av bolagsstyrningsrapporten. Ersättning till styrelsen och verkställande ledning beskrivs i not 33 av de finansiella rapporterna.

AKTIEINFORMATION

För årsstämmans beslut om bemyndigande att besluta om nyemission av aktier se sidan 68, Lundin Petroleums aktie och aktieägare.

UTDELNING

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret. För detaljer om policy för utdelning, se Lundin Petroleums aktie och aktieägare, sidan 68.

FÖRSLAG TILL VINSTDISPOSITION

Styrelsen föreslår att moderbolagets fria egna kapital om 7 005 298 TSEK, inklusive årets resultat om 762 231 TSEK överförs i ny räkning.

FÖRÄNDRINGAR I STYRELSEN

På årsstämman den 10 maj 2012 omvaldes Lundin Petroleums nuvarande styrelseledamöter. Dambisa F. Moyo hade avböjt omval. Samtliga nuvarande styrelseledamöter kommer att föreslås för omval vid 2013 års årsstämma, förutom Kristin Færøvik som har avböjt omval. Vidare kommer Peggy Bruzelius och Cecilia Vieweg att föreslås för val som nya styrelseledamöter.

FINANSIELLA RAPPORTER

Resultatet för koncernens verksamhet samt dess finansiella ställning vid räkenskapsårets utgång framgår av efterföljande resultaträkning, rapport över totalresultat, balansräkning, kassaflödesanalys, förändring i eget kapital samt tillhörande noter, vilka har presenterats i US dollar.

Moderbolagets resultat- och balansräkning, kassaflödesanalys, förändring i eget kapital samt tillhörande noter presenterade i svenska kronor finns på sidorna 105–110.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT

Lundin Petroleum har gett ut en bolagsstyrningsrapport, vilken är avskild från de finansiella rapporterna. Bolagsstyrningsrapporten återfinns på sidorna 48–66.

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2012	2011
Rörelsens intäkter			
Försäljning av olja och gas	1	1 319 490	1 257 691
Övriga rörelseintäkter	1	25 652	11 824
		1 345 142	1 269 515
Rörelsens kostnader			
Produktionskostnader	2	-172 474	-193 104
Avskrivningar och återställningskostnader	3	-191 444	-165 138
Prospekteringskostnader	4	-168 480	-140 027
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	5	-237 490	-
Bruttoresultat		575 254	771 246
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-31 722	-67 022
Rörelseresultat	1	543 532	704 224
Resultat från finansiella investeringar			
Finansiella intäkter	6	27 241	46 455
Finansiella kostnader	7	-48 522	-21 022
		-21 281	25 433
Resultat före skatt		522 251	729 657
Inkomstskatt	8	-418 401	-574 413
Årets resultat		103 850	155 244
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare:		108 161	160 137
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-4 311	-4 893
Årets resultat		103 850	155 244
Resultat per aktie – USD ¹	29	0,35	0,51

¹ Beräknat på årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2012	2011
Årets resultat		103 850	155 244
Övrigt totalresultat			
Valutaomräkningsdifferens		61 661	-37 525
Kassaflödessäkring		9 222	6 971
Investeringar som kan säljas		16 053	-50 210
Skatt på övrigt totalresultat	8	-2 306	-1 743
Övrigt totalresultat efter skatt		84 630	-82 507
Totalresultat		188 480	72 737
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		190 233	80 466
Innehav utan bestämmande inflytande		-1 753	-7 729
		188 480	72 737

KONCERNENS BALANSRÄKNING

PER DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2012	2011
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	9	2 864 395	2 329 270
Övriga materiella anläggningstillgångar	10	49 418	16 084
Övriga aktier och andelar	12	19 983	17 775
Uppskjutna skattefordringar	8	13 270	15 345
Övriga finansiella tillgångar	14	10 852	10 960
Summa anläggningstillgångar		2 957 918	2 389 434
Omsättningstillgångar			
Lager	15	18 700	31 589
Kundfordringar	16	125 905	144 954
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	17	32 906	4 522
Derivatinstrument	13	9 056	-
Fordringar på joint venture	13	11 539	20 252
Övriga fordringar	18	40 277	23 090
Likvida medel	19	97 425	73 597
Summa omsättningstillgångar		335 808	298 004
SUMMA TILLGÅNGAR		3 293 726	2 687 438
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Aktiekapital		463	463
Övrigt tillskjutet kapital		474 855	483 565
Övriga reserver	20	-63 734	-145 806
Balanserad vinst/förlust		662 660	502 523
Årets resultat		108 161	160 137
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 182 405	1 000 882
Innehav utan bestämmande inflytande		67 648	69 424
Summa eget kapital		1 250 053	1 070 306
Långfristiga skulder			
Avsättning för återställningskostnader	21	190 470	119 341
Pensionsavsättning	22	1 510	1 460
Avsättning för uppskjuten skatt	8	942 235	803 493
Övriga avsättningar	23	70 410	63 699
Finansiella skulder	24	384 188	204 494
Övriga långfristiga skulder		22 556	21 830
Summa långfristiga skulder		1 611 369	1 214 317
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder	13	15 718	16 546
Skatteskulder	8	170 007	240 052
Derivatinstrument	13	-	168
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	25	12 687	16 227
Skulder till joint venture	13	209 594	88 417
Övriga skulder	26	15 473	29 190
Avsättningar	23	8 825	12 215
Summa kortfristiga skulder		432 304	402 815
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		3 293 726	2 687 438
Ställda säkerheter	27	1 831 294	1 790 617
Ansvarförbindelser	28	-	-

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2012	2011
Kassaflöde från verksamheten			
Årets resultat		103 850	155 244
Vinst vid försäljning av tillgångar		-1 117	-
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	30	1 056 898	915 174
Erhållen ränta		3 489	1 457
Betald ränta		-8 871	-1 597
Betald skatt		-428 842	-183 870
Förändringar i rörelsekapital:			
Förändring i lager		12 889	-11 550
Förändring i underuttag		-24 588	11 601
Förändring i fordringar		7 973	36 605
Förändring i överuttag		-7 180	5 909
Förändring i skulder		104 453	-32 037
Summa kassaflöde från verksamheten		818 954	896 936
Kassaflöde från investeringar			
Investering i olje- och gastillgångar		-919 356	-670 032
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-9 702	-3 786
Investering i dotterbolag		-11 000	-
Betalda återställningskostnader		-18 550	-
Försäljning av övriga aktier och andelar		-	53 938
Förändring i övriga finansiella anläggningstillgångar		-	1 908
Övriga betalningar		-3 188	-1 168
Summa kassaflöde från investeringar		-961 796	-619 140
Kassaflöde från finansiering			
Upptagna lån		592 000	175 000
Återbetalning av lån		-366 274	-427 238
Betalda finansieringsavgifter		-49 225	-
Köp av egna aktier		-8 710	-
Utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-23	-212
Summa kassaflöde från finansiering		167 768	-252 450
Förändring av likvida medel		24 926	25 346
Likvida medel vid årets början		73 597	48 703
Likvida medel från konsolidering		815	-
Valutakursdifferenser i likvida medel		-1 913	-452
Likvida medel vid årets slut		97 425	73 597

Effekterna av investeringar i dotterbolag ingår ej i förändringar i balansposter. Detsamma gäller effekterna av valutakursdifferenser som uppstår vid omräkning av utländska koncernbolag eftersom de inte påverkar kassaflödet. Likvida medel består av kontanta medel och kortfristiga placeringar med en förfallotid inom tre månader.

FÖRÄNDRINGAR I KONCERNENS EGNA KAPITAL

Summa eget kapital består av: Belopp i TUSD	Aktie kapital ¹	Övrigt tillskjutet kapital	Övriga reserver ²	Balanserad vinst	Årets resultat	Innehav utan bestämman- de inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2011	463	483 565	-66 135	-9 352	511 875	77 365	997 781
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	511 875	-511 875	-	-
Årets resultat	-	-	-	-	160 137	-4 893	155 244
Valutaomräkningsdifferens	-	-	-34 689	-	-	-2 836	-37 525
Kassaflödessäkring	-	-	6 971	-	-	-	6 971
Investeringar som kan säljas	-	-	-50 210	-	-	-	-50 210
Skatt på övrigt totalresultat	-	-	-1 743	-	-	-	-1 743
Totalresultat	-	-	-79 671	-	160 137	-7 729	72 737
Transaktioner med ägare							
Utdelning	-	-	-	-	-	-212	-212
Summa transaktioner med ägare	-	-	-	-	-	-212	-212
Balans per den 31 december 2011	463	483 565	-145 806	502 523	160 137	69 424	1 070 306
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	160 137	-160 137	-	-
Årets resultat	-	-	-	-	108 161	-4 311	103 850
Valutaomräkningsdifferens	-	-	59 103	-	-	2 558	61 661
Kassaflödessäkring	-	-	9 222	-	-	-	9 222
Investeringar som kan säljas	-	-	16 053	-	-	-	16 053
Skatt på totalresultat	-	-	-2 306	-	-	-	-2 306
Totalresultat	-	-	82 072	-	108 161	-1 753	188 480
Transaktioner med ägare							
Utdelning	-	-	-	-	-	-23	-23
Köp av egna aktier	-	-8 710	-	-	-	-	-8 710
Summa transaktioner med ägare	-	-8 710	-	-	-	-23	-8 733
Balans per den 31 december 2012	463	474 855	-63 734	662 660	108 161	67 648	1 250 053

¹ Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital per den 31 december 2012 uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 317 910 580 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK. Motsvarande belopp i USD av det registrerade aktiekapitalet är 463 TUSD. I antalet aktier per den 31 december 2012 ingår 7 368 285 aktier som Lundin Petroleum AB innehar i eget namn.

² Övriga reserver beskrivs i detalj i not 20.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Information om bolaget

Lundin Petroleum's huvudsakliga verksamhet är prospektering efter, utbyggnad av samt produktion av olja och gas. Lundin Petroleum innehar en portfölj av producerande olje- och gastillgångar och utbyggnadsprojekt i ett antal länder med exponering mot ytterligare prospekteringsmöjligheter.

Koncernen bedriver inte forskning och utveckling i någon väsentlig omfattning. Koncernen har filialer i flertalet av de områden där verksamhet bedrivs. Moderbolaget har inga utländska filialer.

Lundin Petroleum AB:s huvudkontor är beläget på Hovslagargatan 5, Stockholm, Sverige.

Grunder för rapporternas upprättande

Lundin Petroleum's årsredovisning har upprättats i enlighet med gällande IFRS (International Financial Reporting Standards) standarder och tolkningar från IFRIC (International Financial Reporting Interpretation Committee) som antagits av EU kommissionen samt årsredovisningslagen (SFS 1995:1554). Vidare har RFR 1 Kompletterande redovisningsregler för koncerner tillämpats, utgiven av Rådet för finansiell rapportering. Moderbolaget tillämpar samma redovisningsprinciper som koncernen med undantag för vad som anges i moderbolagets redovisningsprinciper på sidan 105.

Att upprätta finansiella rapporter i överensstämmelse med IFRS kräver användning av vissa kritiska redovisningsmässiga uppskattningar och kräver även att ledningen gör vissa bedömningar vid tillämpningen av koncernens redovisningsprinciper. De områden som innefattar en hög grad av bedömning, som är komplexa eller sådana områden där antaganden och uppskattningar är av väsentlig betydelse för koncernredovisningen anges under rubriken Kritiska redovisningsuppskattningar och bedömningar.

Lundin Petroleum's koncernredovisning har upprättats i enlighet med anskaffningsvärdemetoden förutom vad beträffar omvärderingen av finansiella tillgångar som kan säljas och finansiella tillgångar och skulder (inklusive derivatinstrument) värderade till verkligt värde via resultaträkningen.

Redovisningsstandarder, tillägg och tolkningar

Det har inte publicerats några nya och reviderade standarder eller tolkningar, som har haft en väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter för räkenskapsåret 2012.

Följande nyligen utgivna standarder är inte obligatoriska för 2012 års finansiella rapporter och har inte tillämpats i förtid. Dessa standarder kan leda till väsentliga förändringar i industripraxis vad gäller redovisning och standarder. Noggranna överväganden kommer att behöva göras för att bedöma effekten för koncernen i praktiken.

IFRS 9, "Finansiella instrument" Standarden hanterar klassificering, värdering och redovisning av finansiella tillgångar och skulder. IFRS 9 gäller från och med den 1 januari 2015 och inte från den 1 januari 2013, vilket var avsett initialt. Koncernen har att bedöma den fulla påverkan IFRS 9 kommer att få och har för avsikt att tillämpa IFRS 9 senast för det räkenskapsår som börjar den 1 januari 2015.

IFRS 10, "Koncernredovisning" Syftet med standarden är att bygga vidare på existerande principer genom att identifiera kontroll som den avgörande faktorn för huruvida ett företag skall inkluderas i koncernredovisningen. Koncernen har att bedöma den fulla påverkan IFRS 10 kommer att få och har för avsikt att tillämpa IFRS 10 från och med den 1 januari 2014.

IFRS 11, "Joint arrangements" Standarden fokuserar på rättigheter och skyldigheter snarare än på den juridiska formen av ett arrangemang.

Det finns två typer av "joint arrangements": "joint operations" och "joint ventures". En "joint operation" uppkommer då en "joint operator" har direkt rätt till tillgångarna och åtagande för skulderna i ett "joint arrangement" och följaktligen redovisar sin andel i tillgångar, skulder, intäkter och kostnader. Ett "joint venture" uppkommer då en "joint operator" har rätt till nettotillgångarna i ett "joint arrangement" och följaktligen redovisar sin andel enligt kapitalandelsmetoden. Koncernen har att bedöma den fulla påverkan IFRS 11 kommer att få och har för avsikt att tillämpa IFRS 11 från och med den 1 januari 2014.

IFRS 12, "Upplysning av intressen i andra företag" Standarden introducerar flera nya och utvidgade upplysningskrav. Dessa kommer att kräva upplysning av väsentliga bedömningar och uppskattningar som ledningen har gjort för att bedöma huruvida det föreligger "joint control" och om det är ett "joint venture", "joint operation" eller annan form av intresse. Koncernen har att bedöma den fulla påverkan IFRS 12 kommer att få och har för avsikt att tillämpa IFRS 12 från och med den 1 januari 2014.

IFRS 13, "Verkligt värde värdering" Standarden har som målsättning att värderingar till verkligt värde skall bli mer konsekventa och mindre komplexa genom att förtydliga definitionen för verkligt värde och utgöra en informationskälla för värdering till verkligt värde och upplysningskrav för användning över samtliga IFRS standarder. IFRS 13 skall tillämpas från och med den 1 januari 2013 och förväntas inte få någon väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter.

Konsolideringsprinciper

Dotterbolag

Dotterföretag är alla de företag där koncernen har ensamrätten att kontrollera verksamheten och finansiella strategier på ett sätt som vanligen följer med ett aktieinnehav uppgående till mer än hälften av rösträtterna. Förekomsten och effekten av potentiella rösträtter som för närvarande är möjliga att utnyttja eller konvertera beaktas vid bedömningen av koncernens bestämmande inflytande. Dotterföretag inkluderas i koncernredovisningen från och med den dag då det bestämmande inflytandet överförs till koncernen. De exkluderas ur koncernredovisningen från och med den dag då det bestämmande inflytandet upphör.

Förvärvsmetoden används för redovisning av koncernens rörelseförvärv. Köpeskillingen för förvärvet av ett dotterföretag utgörs av verkligt värde på överlåtna tillgångar, skulder mot de tidigare ägarna av den förvärvade rörelsen och de aktier som emitterats av koncernen. I köpeskillingen ingår även verkligt värde på alla tillgångar eller skulder som är en följd av en överenskommelse om villkorad köpeskillning. Identifierbara förvärvade tillgångar och övertagna skulder i ett rörelseförvärv, värderas inledningsvis till verkligt värde på förvärvsdagen.

Ägare utan bestämmande inflytandes andel i dotterbolaget representerar den del av dotterbolaget som inte ägs av koncernen. Dotterbolagets eget kapital hänförligt till aktieägare utan bestämmande inflytande visas på en separat post i koncernens eget kapital. Koncernen avgör för varje förvärv, om innehav utan bestämmande inflytande i det förvärvade företaget redovisas till verkligt värde eller till innehavets proportionella andel av det förvärvade företaget identifierbara nettotillgångar.

Om rörelseförvärvet genomförs i flera steg omvärderas köparens tidigare egetkapitalandelar i det förvärvade företaget till dess verkliga värde vid förvärvstidpunkten. Eventuellt uppkommen vinst eller förlust till följd av omvärderingen redovisas i resultatet.

Goodwill värderas initialt som det belopp varmed den totala köpeskillingen och eventuellt verkligt värde för innehav utan bestämmande inflytande överstiger verkligt värde på identifierbara förvärvade tillgångar och övertagna skulder. Om köpeskillingen är lägre än verkligt värde på det förvärvade bolagets nettotillgångar, redovisas skillnaden direkt i resultaträkningen.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Koncerninterna transaktioner, balansposter, intäkter och kostnader på transaktioner mellan koncernföretag elimineras. Vinster och förluster som resulterar från koncerninterna transaktioner och som är redovisade i tillgångar elimineras också. Redovisningsprinciperna för dotterföretag har i förekommande fall ändrats för att garantera en konsekvent tillämpning av koncernens principer.

Gemensamt kontrollerade enheter

Som redovisats ovan kommer ett dotterbolag som koncernen utövar kontroll över att konsolideras in i Lundin Petroleum's resultat. Gemensamt bestämmande inflytande existerar när koncernen inte har beslutanderätten att avgöra strategiska, operationella, investerings- och finansiella policys av ett delvist ägt bolag utan samverkan med andra. När detta är fallet kan bolaget konsolideras proportionellt.

Gemensamt kontrollerade tillgångar

Olje- och gasverksamhet bedrivs av koncernen i joint ventures som saknar registrerad bolagsform, via licenser vilka innehas gemensamt med andra bolag. Koncernens finansiella rapporter reflekterar koncernens relevanta andel av produktion, investeringar, verksamhetskostnader och kortfristiga tillgångar och skulder i de gemensamt ägda tillgångarna.

Intresseföretag

En investering i ett intresseföretag är en investering i ett bolag där koncernen har ett betydande men inte bestämmande inflytande, allmänt åtföljt av ett aktieinnehav om minst 20 procent men högst 50 procent av rösterna. Sådana innehav redovisas enligt kapitalandelsmetoden och har initialt redovisats till anskaffningsvärde i koncernredovisningen.

Övriga aktier och andelar

Investeringar där aktieinnehavet är mindre än 20 procent av rösterna behandlas som tillgångar som innehas för försäljning. Om en värdenedgång för en aktie är betydande eller utdragen bokas den ackumulerade förlusten bort från det egna kapitalet och en nedskrivning redovisas i resultaträkningen. Utdelningar hänförliga till dessa tillgångar redovisas i resultaträkningen under finansnetto.

Utländsk valuta

Poster som ingår i de finansiella rapporterna för de olika bolagen i koncernen är värderade i den valuta som används i den ekonomiska miljö där respektive bolag huvudsakligen är verksamt (funktionell valuta). Koncernens finansiella rapporter presenteras i US dollar, vilken koncernen valt som rapporteringsvaluta.

Transaktioner och balansposter

Monetära tillgångar och skulder noterade i utländska valutor omräknas till balansdagens kurs och valutakursdifferenser redovisas i resultaträkningen. Transaktioner i utländska valutor omräknas till den valutakurs som gäller på transaktionsdagen. Valutakursdifferenser redovisas som finansiella intäkter/kostnader i resultaträkningen förutom uppskjutna valutakursdifferenser avseende säkringsredovisning, vilken uppfyller villkoren för en sådan, vilka redovisas i övrigt totalresultat.

Rapporteringsvaluta

Utländska koncernföretags balans- och resultaträkningar omräknas enligt dagskursmetoden. Samtliga tillgångar och skulder i dotterbolagen omräknas till balansdagens kurs medan resultaträkningarna omräknas till genomsnittskurs för året förutom där det ansetts mer relevant att använda transaktionsdagens kurs. Omräkningsdifferenser som uppstår redovisas direkt i valutaomräkningsreserven i övrigt totalresultat. Vid avyttring av en utlandsverksamhet omklassificeras sådana omräkningsdifferenser från eget kapital till resultaträkningen och ingår i resultat från försäljningar. Omräkningsdifferenser på nettoinvesteringar i dotterbolag, använda för finansiering av prospekteringsarbeten, redovisas direkt i övrigt totalresultat.

Vid upprättandet av årsredovisningen har följande valutakurser använts:

	2012 Genomsnittskurs	2012 Balansdagskurs	2011 Genomsnittskurs	2011 Balansdagskurs
1 USD motsvarar NOK	5,8148	5,5639	5,5998	5,9927
1 USD motsvarar EUR	0,7778	0,7579	0,7185	0,7729
1 USD motsvarar RUR	31,0546	30,5665	29,3738	32,2784
1 USD motsvarar SEK	6,7725	6,5045	6,4867	6,8877

Klassificering av tillgångar och skulder

Anläggningstillgångar, långfristiga skulder och avsättningar består av belopp som förväntas återvinnas eller betalas mer än tolv månader efter balansdagen. Kortfristiga tillgångar och kortfristiga skulder består enbart av belopp som förväntas återvinnas eller betalas inom tolv månader efter balansdagen.

Olje- och gastillgångar

Olje- och gastillgångar redovisas till historisk kostnad minus avskrivning. Alla kostnader för anskaffande av koncessioner, licenser eller andelar i produktionsdelningskontrakt samt för undersökning, borrning och utbyggnad av dessa aktiveras i separata kostnadsställen, ett för varje fält.

Kostnader som är direkt hänförliga till en prospekteringsborrning aktiveras tills reservernas värde har utvärderats. Om det fastställs att en kommersiell fyndighet inte föreligger, redovisas kostnaderna i resultaträkningen. Ingen avskrivning görs under prospekterings- och utbyggnadsfasen. Fältet kommer att föras över från ett icke-producerande kostnadsställe till ett producerande kostnadsställe inom olje- och gastillgångar när produktion påbörjas, och redovisas som en producerande tillgång. Kostnader för rutinmässiga underhållsarbeten och reparationer för producerande tillgångar redovisas över resultaträkningen när de uppkommer.

Aktiverade utgifter vid rapporteringsdatumet, tillsammans med förväntade framtida investeringar för utbyggnaden av bevisade och sannolika reserver fastställda enligt den prisnivå som förelåg på balansdagen, skrivs av i takt med årets produktion i förhållande till beräknade totala bevisade och sannolika reserver av olja och gas i enlighet med produktionsenhetsmetoden. Avskrivning per fält kostnadsförs i resultaträkningen när produktion påbörjas.

Bevisade reserver är de mängder petroleum som, genom analys av geologisk och teknisk data, med skälig tillförlitlighet kan uppskattas vara kommersiellt utvinningsbara från och med ett givet datum, från kända reservoarer under rådande ekonomiska villkor, existerande produktionsmetoder samt nuvarande statliga bestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Om deterministiska metoder tillämpas anses termen tillförlitlighet uttrycka en hög grad av tilltro att dessa kvantiteter kan utvinnas. Om metoder som bygger på sannolikhetssteori tillämpas bör det vara minst 90 procent sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är lika med eller överstiger uppskattningarna.

Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av geologisk- och teknisk data anses mer sannolika att kunna utvinnas än motsatsen. I detta sammanhang anses det vara minst 50 procent 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 gaskoncessioner i prospekteringsstadiet reducerar de aktiverade utgifterna för varje kostnadsställe. Eventuell ersättning överstigande de aktiverade utgifterna redovisas i resultaträkningen. I det fall försäljning sker i prospekteringsstadiet redovisas en eventuell förlust i resultaträkningen.

Prövning av eventuellt nedskrivningsbehov utförs årligen eller när det finns händelser eller omständigheter som tyder på att redovisat värde på aktiverade utgifter inom varje fält med avdrag för återställningskostnader, royalty och uppskjutna produktions- eller intäktsrelaterade skatter är högre än förväntad framtida nettointäkt från olje- och gasreserver hänförliga till koncernens andelar i fälten. Aktiverade utgifter kan inte ligga kvar i balansräkningen om dessa kostnader inte understöds av framtida kassaflöden från det specifika fältet. Reservering görs för varje nedskrivning, där redovisat värde, enligt ovan, överstiger återvinningsvärdet, vilket är det högre av nyttjandevärde och verkligt värde med avdrag för försäljningskostnad, vilket bestäms av framtida diskonterade kassaflöden med användande av de priser och kostnader som används av koncernledningen för interna prognoser. Om beslut tas att inte fortsätta med ett fälts specifika prospekteringsprogram redovisas kostnaden vid tidpunkten för beslutet.

Övriga materiella anläggningstillgångar

Övriga materiella anläggningstillgångar upptas till anskaffningsvärde med avdrag för ackumulerad avskrivning. Avskrivningen är baserad på anskaffningskostnaden och görs linjärt enligt plan över den beräknade nyttjandeperioden om 20 år för fastighet, och 3 till 5 år för kontorsinventarier och övriga tillgångar. FPSO-fartyget kommer att skrivas av över sin återstående nyttjandetid när uppgraderingen av fartyget har slutförts.

Tillkommande utgifter läggs till tillgångens redovisade värde eller redovisas som en separat tillgång, beroende på vilket som är lämpligt, endast då det är sannolikt att de framtida ekonomiska förmåner som är förknippade med tillgången kommer att komma koncernen tillgodo och tillgångens anskaffningsvärde kan mätas på ett tillförlitligt sätt. Redovisat värde för eventuella reservdelar skrivs ned till noll. Andra ytterligare utgifter bedöms vara reparations- och underhållskostnader, vilka kostnadsförs under den period de uppkommer.

Redovisat värde skrivs direkt ned till sitt återvinningsvärde om redovisat värde är högre. Återvinningsvärdet är det högre av en tillgångs verkliga värde med avdrag för försäljningskostnader och dess nyttjandevärde.

Goodwill

Det överskott som utgörs av skillnaden mellan anskaffningsvärdet och det verkliga värdet på koncernens andel av identifierbara förvärvade nettotillgångar redovisas som goodwill. Om anskaffningskostnaden understiger det verkliga värdet för de förvärvade nettotillgångarna i dotterbolaget redovisas mellanskillnaden direkt i resultaträkningen.

Anläggningstillgångar som innehas för försäljning

För att kunna klassificeras som en anläggningstillgång som innehas för försäljning måste det antas att redovisat värde kommer att återvinnas genom en försäljning istället för genom fortsatt nyttjande. Den måste också vara tillgänglig för omedelbar försäljning i sitt förevarande skick och det måste vara mycket sannolikt att försäljning kommer att ske. Om tillgången klassificeras som en anläggningstillgång som innehas för försäljning kommer den att värderas till det lägre av redovisat och verkligt värde minskat med försäljningskostnad.

Nedskrivning av tillgångar exklusive goodwill och olje- och gastillgångar

Koncernen bedömer per varje balansdag om det finns indikationer att nedskrivningsbehov föreligger bland tillgångarna. När en indikation om nedskrivningsbehov finns eller när ett nedskrivningstest för en tillgång krävs, genomför koncernen en formell bedömning av återvinningsvärdet. När det redovisade värdet av en tillgång överstiger återvinningsvärdet skrivs tillgången ned till återvinningsvärdet.

Återvinningsvärdet är det högre av tillgångens verkliga värde minskat med försäljningskostnader och nyttjandevärde. Nyttjandevärde beräknas genom att diskontera uppskattade framtida kassaflöden till deras

nuvärde med användande av en diskonteringsränta som återspeglar en aktuell marknadsbedömning av det tidsberoende värdet av pengar och de risker som är förknippade med tillgången. När återvinningsvärdet är lägre än det bokförda värdet redovisas en kostnad för nedskrivning i resultaträkningen. Om det föreligger indikationer på att behovet av redovisade nedskrivningar inte längre existerar eller har minskat genomförs en bedömning av återvinningsvärdet. När en tidigare redovisad nedskrivning återförs ökar tillgångens redovisade värde till det uppskattade återvinningsvärdet men ökningen i redovisat värde får inte överstiga det ursprungliga redovisade värdet, efter avskrivningen för tillgången om inte någon nedskrivning av tillgången hade gjorts under tidigare år.

Finansiella instrument

Tillgångar och skulder redovisas inledningsvis till verkligt värde plus transaktionskostnader och därefter till upplupet anskaffningsvärde om inte annat anges. Finansiella tillgångar tas bort från balansräkningen när rätten att erhålla kassaflöden från instrumentet har löpt ut eller överförs och koncernen har överfört i stort sett alla risker och förmåner som är förknippade med äganderätten.

Lundin Petroleum redovisar följande finansiella instrument:

- » Lån och fordringar redovisas till upplupet anskaffningsvärde med användande av effektivräntemetoden minskat med eventuell reservering för värdeminskning. Omräkningsdifferenser redovisas i resultaträkningen, med undantag för omräkningsdifferenser på långfristiga koncerninterna lån som används vid finansiering av prospekteringsaktiviteter, och för vilka inga fasta återbetalningsvillkor finns, förs direkt till övrigt totalresultat hänförligt till aktieägarna.
- » Övriga aktier och andelar (finansiella tillgångar som kan säljas) värderas till verkligt värde och förändring i verkligt värde redovisas direkt i verkligt värdereserven inom övrigt totalresultat tills det att avyttring sker. Om övriga aktier och andelar inte har något noterat marknadspris på en aktiv marknad och det verkliga värdet inte kan mätas tillförlitligt så redovisas de till anskaffningsvärde minskat med eventuell nedskrivning. En vinst eller förlust på finansiella tillgångar som kan säljas skall redovisas i övrigt totalresultat, förutom vad gäller nedskrivningar och omräkningsdifferenser fram till det att den finansiella tillgången har tagits bort från balansräkningen.
- » Derivatinstrument värderas inledningsvis till verkligt värde vid kontraktetsdag och omvärderas därefter löpande till verkligt värde. Metoden att avräkna en vinst eller förlust beror på om derivatet är definierat som ett säkringsinstrument eller inte. Koncernen dokumenterar också sin bedömning, både när säkringen ingås och fortlöpande, av huruvida de derivatinstrument som används i säkringstransaktioner är effektiva när det gäller att motverka förändringar i verkligt värde eller kassaflöden som är hänförliga till de säkrade posterna. När derivat inte kvalificerar för säkringsredovisning, redovisas förändringar i verkligt värde direkt i resultaträkningen.

Koncernen innehar bara kassaflödessäkringar vilka kvalificerar för säkerhetsredovisning. Den effektiva delen av förändringen av verkligt värde på derivat som kvalificerar som kassaflödessäkring redovisas i övrigt totalresultat. Vinsten eller förlusten hänförlig till den ineffektiva delen redovisas direkt över resultaträkningen. Ackumulerade belopp i övrigt totalresultat överförs till resultaträkningen under samma period som när den säkrade posten redovisas i resultaträkningen. När ett säkringsinstrument inte längre uppfyller kraven för säkringsredovisning, löper ut eller säljs, kvarstår eventuell ackumulerad vinst eller förlust i eget kapital tills dess det inte längre bedöms sannolikt att den prognostiserade transaktionen kommer att inträffa, då den redovisas i resultaträkningen.

Lager

Lager av förbrukningsmaterial upptas till det lägsta av anskaffningsvärde och nettoförsäljningsvärde. Anskaffningsvärdet beräknas på basis av vägd genomsnittlig kostnad. Nettoförsäljningsvärdet är det uppskattade försäljningspriset i den löpande verksamheten, med avdrag för

REDOVISNINGSPRINCIPER

tillämpliga rörliga försäljningskostnader. Lager av kolväten upptas till det lägsta av anskaffningsvärde och nettoförsäljningsvärde. Under- eller överutttag av kolväten värderas till marknadspris per balansdagen. Ett underutttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga fordringar och värderas till avistapriset eller gällande kontraktspris och ett överutttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga skulder och värderas till rapporteringsdagens avistapris eller gällande kontraktspris. En förändring i underuttags- eller överuttagsposition redovisas i resultaträkningen som produktionskostnader.

Likvida medel

I likvida medel ingår banktillgodohavanden, kontanter, och likvida räntebärande värdepapper med initial förfallodag inom tre månader.

Eget kapital

Aktiekapitalet består av moderbolagets registrerade aktiekapital. Kostnader hänförliga till emission av nya aktier redovisas i eget kapital som ett avdrag från emissionslikviden. Överskottet hänförligt till en aktieemission redovisas under posten övrigt tillskjutet kapital.

Då något koncernföretag köper moderföretagets aktier (återköp av egna aktier) reducerar den betalda köpeskillingen, inklusive eventuella direkt hänförliga transaktionskostnader (netto efter skatt), det egna kapitalet hänförligt till moderbolagets aktieägare, tills aktierna annulleras eller avyttras. Om dessa aktier senare avyttras, redovisas erhållna belopp, netto efter eventuella direkt hänförliga transaktionskostnader och skatteeffekter i eget kapital hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Förändring i verkligt värde avseende övriga aktier och andelar redovisas i verkligt värdereserven. Vid realisering av värdeförändringen kommer den redovisade förändringen i verkligt värde att överföras till resultaträkningen. Förändringen i verkligt värde av säkringsinstrument som kvalificerar för säkerhetsredovisning redovisas i säkringsreserven. Vid reglering av säkringsinstrument, kvarstår eventuella ackumulerad vinst eller förlust i övrigt totalresultat tills den säkrade transaktionen redovisas i resultaträkningen. Valutaomräkningsreserven innefattar orealiserade omräkningsdifferenser hänförliga till omräkningen av de funktionella valutorna till rapporteringsvalutan.

Balanserad vinst innehåller de ackumulerade resultaten hänförliga till moderbolagets aktieägare.

Avsättningar

En avsättning redovisas när bolaget har ett formellt eller informellt åtagande, till följd av en tidigare händelse, och det är mer sannolikt än inte att ett utflöde av resurser kommer att krävas för att reglera åtagandet och en tillförlitlig uppskattning kan göras av beloppet.

Avsättningarna värderas till nuvärdet av det belopp som förväntas krävas för att reglera förpliktelsen genom att använda en diskonteringsränta som återspeglar en aktuell marknadsbedömning av det tidsberoende värdet av pengar och de risker som är förknippade med avsättningen. Den ökning av avsättningen som beror på att tid förflyter redovisas som finansiella kostnad.

För fält där koncernen är skyldig att bidra till återställningskostnader görs en avsättning som motsvarar det framtida beräknade åtagandet. En tillgång, som del av olje- och gastillgången, motsvarande nuvärdet av den förväntade återställningskostnaden redovisas. Tillgången skrivs av över fältets livstid baserat på fältets produktion, enligt produktionsenhetsmetoden. Redovisningstransaktionen som utgör bokningen av tillgången tar hänsyn till nuvärdet av den framtida skyldigheten. Nuvärdesfaktorn av den förväntade återställningsskyldigheten löses gradvis upp över fältets livstid och belastar de finansiella kostnaderna. Förändringar i återställningskostnader och reserver tillämpas framåtriktat och i enlighet med den initiala principen för redovisning.

Upplåning

Upplåning redovisas initialt till verkligt värde, netto efter transaktionskostnader. Upplåning redovisas därefter till upplupet anskaffningsvärde med användande av effektivräntemetoden och räntekostnad beräknad på effektiv avkastning.

Effektivräntemetoden är en metod som används för att beräkna den upplupna kostnaden på en finansiell skuld och för att allokera räntekostnaden över den relevanta perioden. Den effektiva räntan är den ränta som exakt diskonterar förväntade framtida betalningar baserat på den finansiella skuldens förväntade livslängd, eller en kortare period när det är lämpligt.

Intäkter

Intäkter från försäljning av olja och gas upptas i resultaträkningen netto efter avdrag för royaltandel uttagen i sak. Försäljning av olja och gas redovisas först när produkterna levererats och kunden accepterat eller när tjänsterna utförts. Tillfälliga intäkter från produktion av olja eller gas reducerar de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga tills storleken på bevisade och sannolika reserver bestämts och kommersiell produktion påbörjats.

Serviceintäkter, vilka avser tekniska tjänster och tjänster utförda av ledande befattningshavare till joint ventures, redovisas som övriga intäkter.

Produktions- och omsättningskatter direkt hänförliga till fält, inklusive royalties och exportavgifter kostnadsförs i resultaträkningen och klassificeras som direkta produktionskatter inom produktionskostnader. Den lokala skattelagstiftningen bestämmer om royalty skall betalas kontant eller i sak. Royalty som betalas kontant periodiseras över den räkenskapsperiod när skulden uppkommer. Royalty som tas ut i sak dras av från produktionen under den period som avses.

Lånekostnader

Lånekostnader hänförliga till förvärv, konstruktion eller produktion av kvalificerade tillgångar läggs till anskaffningskostnaden för dessa tillgångar. Kvalificerade tillgångar, för vilka lånekostnader kan inräknas i anskaffningsvärdet är tillgångar som tar betydande tid i anspråk för att färdigställas för avsedd användning eller försäljning. Om intäkter uppkommer från en tillfällig investering av ett specifikt lån, vars avsikt är att användas för en kvalificerad tillgång, för vilken lånekostnader kan inräknas i anskaffningsvärdet, ska intäkterna dras av från den del av lånekostnaden som aktiveras. Detta gäller ränta på lån som används för att finansiera fält under utbyggnad och som aktiveras inom olje- och gastillgångar till dess produktion påbörjas. Alla övriga lånekostnader redovisas i resultaträkningen i den period de uppkommer. Ränta på lån för finansiering av förvärv av producerande olje- och gastillgångar resultatförs i den period de uppkommer.

Ersättningar till anställda

Kortfristiga ersättningar till anställda

Kortfristiga ersättningar till anställda som löner, sociala kostnader och semesterlön resultatförs när de uppkommer.

Pensionsförpliktelser

Pensioner utgör de vanligaste långfristiga ersättningarna till anställda. Pensionsprogrammen finansieras genom betalningar till försäkringsbolag. Koncernens pensionsförpliktelser består främst av avgiftsbestämda planer. En avgiftsbestämd plan är en pensionsplan där koncernen betalar fasta avgifter. Koncernen har inga ytterligare betalningsåtaganden efter det att premierna har betalats. Premierna redovisas som kostnad när de förfaller till betalning.

Koncernen har en förmånsbestämd plan. Den skuld som redovisas i balansräkningen värderas till nuvärdet av diskonterat framtida kassaflöde beräknat av en oberoende aktuarie. Aktuariella vinster och

förluster kostnadsförs i resultaträkningen. Koncernen har inga avsedda förvaltningstillgångar.

Aktierelaterade ersättningar

Lundin Petroleum kostnadsför aktierelaterade ersättningar, där regleringen görs med kontanter och redovisar en avsättning hänförligt till LTIP-programmet. Avsättningen är värderad till verkligt värde och omvärderas vid varje balansdag enligt Black & Scholes värderingsmetod och vid dagen då reglering sker. En förändring i verkligt värde redovisas över resultaträkningen den aktuella perioden.

Inkomstskatter

De huvudsakliga skattekomponenterna är aktuell och uppskjuten skatt. Skatt redovisas i resultaträkningen, förutom när den relaterar till belopp som redovisats i övrigt totalresultat eller direkt i eget kapital då den hänförs till dem.

Aktuell skatt är skatt som ska betalas eller erhållas för aktuellt år och innefattar även justeringar av aktuell skatt hänförlig till tidigare perioder.

Uppskjuten inkomstskatt är en icke-kassaflödespåverkande kostnad som redovisas i sin helhet, enligt balansräkningsmetoden, på alla temporära skillnader som uppkommer mellan det skattemässiga värdet på tillgångar och skulder och dess redovisade värden. Temporära skillnader kan uppkomma till exempel när utgifter för investeringar är aktiverade redovisningsmässigt men skatteavdraget görs tidigare eller när återställningskostnader har redovisats i de finansiella rapporterna men det skattemässiga avdraget inte infaller förrän då kostnaderna har inträffat. Om emellertid den uppskjutna inkomstskatten uppstår till följd av en transaktion som utgör den första redovisningen av en tillgång eller skuld som inte är företagsförvärv och som, vid transaktionstillfället, varken påverkar redovisat eller skattemässigt resultat, redovisas den inte. Uppskjuten skatt beräknas på temporära skillnader som uppkommer på andelar i dotterföretag och intresseföretag, förutom där tidpunkten för återföring av den temporära skillnaden kan styras av koncernen och det är sannolikt att den temporära skillnaden inte kommer att återföras inom överskådlig framtid. Uppskjuten inkomstskatt beräknas med tillämpning av skattesatser (och lagar) som har antagits eller aviserats per balansdagen och som förväntas gälla när den berörda uppskjutna skattefordran realiserar eller den uppskjutna skatteskulden regleras. Uppskjutna skattefordringar redovisas i den omfattning det är troligt att framtida skattemässiga överskott kommer att finnas tillgängliga mot vilka de temporära skillnaderna kan utnyttjas.

Uppskjutna skattefordringar kvittas mot uppskjutna skatteskulder i balansräkningen när de uppkommit i samma land.

Segmentrapportering

Rörelsesegment rapporteras på ett sätt som överensstämmer med den interna rapportering som lämnas till den högste verkställande beslutsfattaren det vill säga den verkställande ledningen och görs per land på grund av det unika i varje lands verksamhet, kommersiella villkor och skattemässiga miljöer. Information för segment beskrivs enbart om tillämpligt. Segmentrapportering presenteras i följande noter: not 1 segmentinformation, not 3 nedskrivning, not 4 prospekteringskostnader, not 5 nedskrivning av olje- och gastillgångar, not 8 skatter och not 9 olje- och gastillgångar.

Kritiska redovisningsuppskattningar och antaganden

Lundin Petroleums ledning måste göra uppskattningar och antaganden vid upprättandet av koncernens finansiella rapporter. Osäkerheter i uppskattningar och antaganden skulle kunna ha effekt på redovisade värden för tillgångar och skulder och koncernens resultat. De viktigaste uppskattningarna och antagandena i relation till detta är:

Uppskattningar av olje- och gasreserver

Uppskattningar av olje- och gasreserver används i beräkningar vid bedömning om eventuellt nedskrivningsbehov och vid redovisning av avskrivning av olje- och gastillgångar samt återställningskostnader. Erkända standardmetoder för värdering används för att uppskatta bevisade och sannolika reserver. Dessa metoder tar hänsyn till den framtida utbyggnadsnivån som är nödvändig för att producera reserverna. En oberoende kvalificerad revisor av olje- och gasreserver granskar dessa uppskattningar. Se sidan 115 Olje- och gasreserver. Förändringar i uppskattningar av olje- och gasreserver, vilka resulterar i förändrade framtida produktionsprofiler, kommer att påverka diskonterat kassaflöde som används vid bedömning av nedskrivningsbehov, förväntade datumet för återställning av borrhåll och avskrivningar i enlighet med produktionsenhetsmetoden. Förändringar i uppskattningar av olje- och gasreserver kan till exempel uppkomma som ett resultat från ytterligare borrhåll, iakttagelser av långsiktig reservoarprestanda eller förändringar i makroekonomiska faktorer såsom oljepris och inflation.

Information avseende bokfört värde för olje- och gastillgångar och kostnadsförda belopp, inklusive kostnader för avskrivning, prospektering och nedskrivning beskrivs i not 9.

Nedskrivning av olje- och gastillgångar

Viktiga uppskattningar i modellerna för nedskrivning har att göra med priser och kostnader vilka baseras på framåtriktade kurvor samt på ledningens långsiktiga antaganden. Lundin Petroleum har utfört sitt årliga nedskrivningstest i samband med den årliga revisionen av reserverna. Användandet av uppskattningar är nödvändig för beräkningen av nedskrivningen. För att bedöma en eventuell nedskrivning använder ledningen framtida oljepriser och förväntade produktionsvolymerna för att kunna uppskatta det framtida kassaflödet för nyttjandevärdet. Uppskattningarna som gjorts av ledningen och antagandena som har baserats på dessa, ändras när ny information blir tillgänglig. Förändringar i ekonomiska förhållanden kan också påverka räntan som använts för att diskontera framtida kassaflödesuppskattningar och diskonteringsräntan som används granskas löpande under året.

Information avseende bokfört värde för olje- och gastillgångar och nedskrivning av olje- och gastillgångar beskrivs i noterna 5 och 9.

Avsättning för återställningskostnader

De belopp som används vid redovisning av en avsättning för återställningskostnader är uppskattningar baserade på aktuella legala och informella krav och aktuell teknik och prisnivåer för förflyttning av anläggningar och återställning. Det framtida verkliga kassaflödet kan avvika från de avsatta återställningskostnaderna på grund av ändringar i dessa parametrar. Det redovisade värdet av avsättningen för återställningskostnader ses över regelbundet för att återspegla effekterna till följd av förändringar i lagstiftning, krav, teknik och prisnivåer.

Effekterna av förändrade uppskattningar leder inte till justeringar av tidigare år och hänförs till återstående beräknade kommersiella reserver för varje fält. Även om koncernen använder bästa tillgängliga uppskattningar och bedömningsgrunder kan det faktiska utfallet komma att avvika från uppskattningarna.

Information avseende bokfört värde för avsättning för återställningskostnader beskrivs i not 21.

Händelser efter balansdagen

Upplýsingar har lämnats om alla händelser fram till datumet då de finansiella rapporterna godkändes för utfärdande och vilka har väsentlig effekt på de finansiella rapporterna.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 1 – SEGMENTINFORMATION

Koncernen är verksam inom flera geografiska områden. Segment rapporteras per land, vilket är i överensstämmelse med den interna rapporteringen till den verkställande ledningen.

Nedanstående sammanställning visar segmentinformation avseende rörelsens intäkter, rörelseresultat och viss information om tillgångar och skulder avseende koncernens segment. Därutöver presenteras segmentinformation i följande noter: not 3 avskrivningar, not 4 prospekteringskostnader, not 5 nedskrivning av olje- och gastillgångar, not 8 inkomstskatter och not 9 olje- och gastillgångar.

TUSD	2012	2011
Rörelsens intäkter		
Försäljning av:		
Olja		
Norge	953 432	911 072
Frankrike	114 974	127 789
Nederländerna	170	228
Ryssland	75 806	79 515
Tunisien	24 597	24 798
	1 168 979	1 143 402
Kondensat		
Norge	2 312	1 314
Nederländerna	999	–
	3 311	1 314
Gas		
Norge	94 851	57 909
Nederländerna	41 385	42 496
Indonesien	10 964	12 570
	147 200	112 975
Summa försäljning	1 319 490	1 257 691
Övriga intäkter:		
Norge	6 487	5 848
Frankrike	2 641	1 566
Nederländerna	12 213	1 397
Övriga	4 311	3 013
Summa övriga intäkter	25 652	11 824
Summa rörelseintäkter	1 345 142	1 269 515

Intäkter härrör från diverse externa kunder. Det förekom inga koncerninterna försäljningar eller inköp under året eller under föregående år och därför finns det inga avstämningsposter mot beloppen i resultaträkningen.

TUSD	2012	2011
Rörelseresultat		
Norge	558 646	703 711
Frankrike	70 429	85 334
Nederländerna	29 908	18 868
Indonesien	-7 511	168
Ryssland	-26 304	7 715
Tunisien	-4 297	13 476
Malaysia	-47 554	-11 010
Kongo (Brazzaville)	-1 309	-51 273
Övriga	-28 476	-62 765
Summa rörelseresultat	543 532	704 224

TUSD	Tillgångar		Eget kapital och skulder	
	2012	2011	2012	2011
Norge	1 942 797	1 445 439	1 221 134	1 035 145
Frankrike	279 587	207 894	87 194	70 581
Nederländerna	112 801	96 643	555 397	300 139
Indonesien	108 243	106 123	16 299	16 400
Ryssland	619 029	652 168	112 463	114 179
Tunisien	12 663	21 703	9 421	21 416
Malaysia	197 757	138 697	33 148	39 987
Kongo (Brazzaville)	30	7 677	768	9 012
Övriga	20 819	11 094	7 849	10 273
Tillgångar/skulder per land	3 293 726	2 687 438	2 043 673	1 617 132
Eget kapital hänförligt till aktieägare	N/A	N/A	1 182 405	1 000 882
Innehav utan bestämmande inflytande	N/A	N/A	67 648	69 424
Summa koncernens egna kapital	N/A	N/A	1 250 053	1 070 306
Summa konsoliderat	3 293 726	2 687 438	3 293 726	2 687 438

Se även not 9 för detaljerad information över olje- och gastillgångar, vilken inkluderar avskrivningar per land. Det förekommer inga avstämningsposter mot beloppen i resultat- och balansräkningen.

NOT 2 – PRODUKTIONSKOSTNADER

TUSD	2012	2011
Utvinningkostnader	105 612	102 476
Tariff- och transportkostnader	29 684	22 863
Direkta produktionsskatter	51 328	52 390
Förändring i över- och underuttag	-30 700	18 419
Lagerförändring	14 782	-5 290
Övriga	1 768	2 246
Summa produktionskostnader	172 474	193 104

För ytterligare information om produktionskostnader se förvaltningsberättelsen på sidan 78.

NOT 3 – AVSKRIVNINGAR OCH ÅTERSTÄLLNINGSKOSTNADER

TUSD	2012	2011
Norge	154 140	130 011
Frankrike	11 668	12 174
Nederländerna	10 437	11 939
Indonesien	5 612	6 250
Ryssland	4 320	4 764
Summa avskrivningar	186 177	165 138
Tunisien	5 267	–
Summa återställningskostnader	5 267	–
Summa avskrivningar och återställningskostnader	191 444	165 138

	2012	2011
Genomsnittliga avskrivningar, USD per boe		
Norge	15,54	15,34
Frankrike	11,21	10,88
Nederländerna	15,03	16,47
Indonesien	15,20	14,76
Ryssland	4,39	4,18
Summa	14,27	13,59

För ytterligare information om avskrivningar och återställningskostnader, se förvaltningsberättelsen på sidan 78.

NOT 4 – PROSPEKTERINGSKOSTNADER

TUSD	2012	2011
Norge	103 052	74 060
Frankrike	5 012	1 486
Indonesien	7 432	967
Malaysia	46 683	11 015
Kongo (Brazzaville)	1 298	51 263
Övriga	5 003	1 236
Summa prospekteringskostnader	168 480	140 027

För ytterligare information om prospekteringskostnader se förvaltningsberättelsen på sidorna 78-79.

NOT 5 – NEDSKRIVNING AV OLJE- OCH GASTILLGÅNGAR

TUSD	2012	2011
Norge	205 835	–
Ryssland	31 655	–
Summa nedskrivning av olje- och gastillgångar	237 490	–

För ytterligare information om nedskrivning av olje- och gastillgångar se förvaltningsberättelsen på sidan 78-79 och not 9 olje- och gastillgångar.

NOT 6 – FINANSIELLA INTÄKTER

TUSD	2012	2011
Ränteintäkter	5 050	4 138
Valutakursvinster, netto	6 154	8 945
Vinst vid konsolidering av ett dotterbolag	13 409	–
Vinst vid försäljning av aktier	–	29 974
Garanti-intäkter	233	998
Övriga finansiella intäkter	2 395	2 400
Summa finansiella intäkter	27 241	46 455

Valutakursrörelser är främst resultatet av US dollarns värdeförändringar mot en pool av valutor där bland annat EUR, NOK och RUR ingår. Lundin Petroleum har lån utgivna i USD till dotterbolag vars funktionella valuta är annan än USD. Valutakursvinsten, netto inkluderar en realiserad vinst om 11,7 MUSD (– MUSD) på förfallna valutakurssäkringar.

För ytterligare information om finansiella intäkter, se förvaltningsberättelsen på sidan 79.

NOT 7 – FINANSIELLA KOSTNADER

TUSD	2012	2011
Räntekostnader	6 819	5 390
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	198	6 995
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	5 073	4 494
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	6 634	2 181
Engagemangsvgifter för lånefacilitet	10 315	1 005
Nedskrivning av övriga aktier	18 631	–
Övriga finansiella kostnader	852	957
Summa finansiella kostnader	48 522	21 022

För ytterligare information om finansiella kostnader, se förvaltningsberättelsen på sidan 79.

NOT 8 – INKOMSTSKATTER

Skattekostnad TUSD	2012	2011
Aktuell skatt		
Norge	311 760	365 615
Frankrike	21 721	27 149
Nederländerna	5 898	3 014
Indonesien	663	760
Ryssland	794	1 360
Tunisien	61	1 634
Övriga	405	678
Summa aktuell skatt	341 302	400 210
Uppskjuten skatt		
Norge	80 413	166 190
Frankrike	2 366	2 149
Nederländerna	2 180	-981
Indonesien	-1 913	3 177
Ryssland	-2 949	1 604
Tunisien	1 507	-1 937
Malaysia	-4 473	5 149
Övriga	-32	-1 148
Summa uppskjuten skatt	77 099	174 203
Summa skatt	418 401	574 413

För ytterligare information om skatter se förvaltningsberättelsen på sidan 79.

Skatten på koncernens resultat före skatt skiljer sig från det teoretiska belopp som skulle uppkomma om svensk skattesats hade tillämpats enligt följande:

TUSD	2012	2011
Vinst före skatt	522 251	729 657
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige (26,3%)	-137 352	-191 900
Effekt av utländska skattesatser	-282 571	-371 884
Skatteeffekt på ej avdragsgilla kostnader	-25 942	-21 002
Skatteeffekt på avdrag för petroleumskatt	22 517	15 770
Skatteeffekt på ej skattepliktiga intäkter	4 414	8 751
Skatteeffekt på utnyttjande av ej bokförda underskottsavdrag	8 348	6 669
Skatteeffekt på uppkomna ej bokförda underskottsavdrag	-7 787	-23 155
Justeringar av föregående års taxeringar	-28	2 338
Skattekostnad	-418 401	-574 413

Skattesatsen i Norge om 78 procent och det stora bidraget till resultatet är de huvudsakliga

orsakerna till den väsentliga effekten av utländska skattesatser i tabellen ovan.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – NOT 8

Skatt hänförlig till delposter i övrigt totalresultat uppgår till följande belopp:

TUSD	2012			2011		
	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt
Valutaomräkningsdifferens	61 661	–	61 661	-37 525	–	-37 525
Kassaflödessäkring	9 222	-2 306	6 916	6 971	-1 743	5 228
Investeringar som kan säljas	16 053	–	16 053	-50 210	–	-50 210
Övrigt totalresultat	86 936	-2 306	84 630	-80 764	-1 743	-82 507
Aktuell skatt		–			–	
Uppskjuten skatt		-2 306			-1 743	
		-2 306			-1 743	

Den uppskjutna skattekostnaden om 2 306 TUSD (1 743 TUSD) har redovisats direkt i övrigt totalresultat.

Bolagsskatteskuld –aktuell och uppskjuten TUSD	Aktuell		Uppskjuten	
	2012	2011	2012	2011
Bolagsskatt				
Norge	163 648	222 971	802 770	660 643
Frankrike	–	6 656	36 701	33 691
Nederländerna	2 500	7 733	7 975	3 326
Indonesien	1 684	1 021	6 148	7 688
Ryssland	648	152	77 158	80 334
Tunisien	1 527	1 519	–	1 823
Malaysia	–	–	11 384	15 857
Övriga	–	–	99	131
Summa skatteskuld	170 007	240 052	942 235	803 493

Det finns också en skattefordran om 3 986 TUSD (–TUSD) hänförlig till Frankrike som redovisats i övriga fordringar per balansdagen som redovisats i not 18.

Specifikation av uppskjutna skattefordringar och skatteskulder ¹ TUSD	2012	2011
Uppskjuten skattefordran		
Icke-utnyttjade underskottsavdrag	13 758	12 714
Överuttag	–	3 842
Verkligt värde på finansiella instrument	–	42
Övriga avdragsgilla temporära skillnader	8 720	6 524
	22 478	23 122
Uppskjutna skatteskulder		
Avskrivningar utöver plan	867 392	736 834
Verkligt värde på finansiella instrument	2 264	–
Aktiverad förvärvskostnad	158	155
Uppskjuten skatt på övervärden	81 629	74 281
	951 443	811 270

¹ Specifikationen av uppskjutna skattefordringar och skatteskulder kan inte stämmas av mot beloppen i balansräkningen eftersom de har kvittats i balansräkningen när de har uppkommit i samma land.

De uppskjutna skattefordringarna är främst hänförliga till underskottsavdrag i Nederländerna uppgående till 12 572 TUSD (12 329 TUSD). Uppskjutna skattefordringar hänförliga till underskottsavdrag redovisas enbart när det finns en rimlig säkerhet avseende när och i vilken omfattning underskottsavdragen kommer att kunna utnyttjas.

De uppskjutna skatteskulderna är hänförliga främst till avskrivningar utöver plan, som utgör skillnaden mellan det bokförda och det skattemässiga värdet på olje- och gastillgångar, främst i Norge samt skatt på övervärdena i de förvärvade tillgångarna i Ryssland. De uppskjutna skatteskulderna kommer att lösas upp över tillgångarnas livslängd och det bokförda värdet skrivs av i redovisningen.

Outnyttjade skattemässiga underskott

Koncernen har holländska underskottsavdrag, uppgående till ungefär 161 MUSD (134 MUSD). Holländska underskottsavdrag kan utnyttjas i upp till nio år. En uppskjuten skattefordran uppgående till 110 MUSD (87 MUSD), beräknad på dessa underskottsavdrag har ej beaktats per den 31 december 2012 på grund av osäkerheten i när och i vilken omfattning de kan utnyttjas.

NOT 9 – OLJE- OCH GASTILLGÅNGAR

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Kostnadsställen med produktion	857 009	792 446
Kostnadsställen utan produktion	2 007 386	1 536 824
	2 864 395	2 329 270

2012 Kostnadsställen med produktion TUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Tunisien	Summa
Anskaffningsvärde							
1 januari	791 950	265 721	105 085	68 696	98 229	105 876	1 435 557
Investeringar	112 311	29 224	8 515	-430	7 458	-	157 078
Avyttringar	-	-1 406	-	-	-	-105 876	-107 282
Förändringar i uppskattningar	21 262	18 140	21 210	-	1 196	-	61 808
Omklassificeringar	229 389	43	9	12	-	-	229 453
Omräkningsdifferens	66 113	5 930	2 203	-	1 649	-	75 895
31 december	1 221 025	317 652	137 022	68 278	108 532	-	1 852 509
Avskrivningar							
1 januari	-326 283	-100 376	-64 469	-10 391	-35 716	-105 876	-643 111
Årets avskrivningar	-154 140	-11 668	-10 437	-5 612	-4 320	-	-186 177
Nedskrivningar	-205 835	-	-	-	-31 655	-	-237 490
Avyttringar	-	1 302	-	-	-	105 876	107 178
Omklassificeringar	-	-43	-	-	-	-	-43
Omräkningsdifferens	-32 192	-2 212	-1 453	-	-	-	-35 857
31 december	-718 450	-112 997	-76 359	-16 003	-71 691	-	-995 500
Redovisat värde	502 575	204 655	60 663	52 275	36 841	-	857 009

2011 Kostnadsställen med produktion TUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Tunisien	Summa
Anskaffningsvärde							
1 januari	767 187	243 961	102 780	62 292	95 565	105 876	1 377 661
Investeringar	38 832	30 945	4 146	6 404	4 194	-	84 521
Avyttringar	-	-	-	-	-	-	-
Förändringar i uppskattningar	7 158	650	1 556	-	54	-	9 418
Omräkningsdifferens	-21 227	-9 835	-3 397	-	-1 584	-	-36 043
31 december	791 950	265 721	105 085	68 696	98 229	105 876	1 435 557
Avskrivningar							
1 januari	-209 907	-91 903	-54 961	-4 141	-30 952	-105 876	-497 740
Årets avskrivningar	-130 011	-12 174	-11 939	-6 250	-4 764	-	-165 138
Omräkningsdifferens	13 635	3 701	2 431	-	-	-	19 767
31 december	-326 283	-100 376	-64 469	-10 391	-35 716	-105 876	-643 111
Redovisat värde	465 667	165 345	40 616	58 305	62 513	-	792 446

2012 Kostnadsställen utan produktion TUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Malaysia	Kongo (Brazzaville)	Övriga	Summa
1 januari	804 075	7 124	3 122	35 829	552 504	129 831	-	4 339	1 536 824
Investeringar	630 532	9 781	2 464	16 385	3 595	100 455	1 298	-	764 510
Avyttringar	-	-	-	-	-1 010	-	-	-	-1 010
Kostnadsförda prospekteringskostnader	-103 052	-5 012	-565	-7 559	-	-46 683	-1 298	-4 311	-168 480
Förändringar i uppskattningar	11 763	-	-	-	-	-	-	-	11 763
Omklassificeringar	-229 389	-	-	-12	-	-	-	-	-229 401
Omräkningsdifferens	85 811	266	111	-40	7 293	-233	-	-28	93 180
31 december	1 199 740	12 159	5 132	44 603	562 382	183 370	-	-	2 007 386

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – NOT 9

2011 Kostnadsställen utan produktion TUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Tunisien	Malaysia	Kongo (Brazzaville)	Övriga	Summa
1 januari	461 249	7 113	1 902	20 255	550 119	–	42 057	32 256	4 099	1 119 050
Investeringar	436 534	1 740	1 632	17 711	10 048	13	98 657	19 007	169	585 511
Kostnadsförda prospekteringskostnader	-74 060	-1 486	-255	-2 163	–	-13	-11 015	-51 263	228	-140 027
Förändringar i uppskattningar	15 353	–	–	–	–	–	–	–	–	15 353
Omräkningsdifferens	-35 001	-243	-157	26	-7 663	–	132	–	-157	-43 063
31 december	804 075	7 124	3 122	35 829	552 504	–	129 831	–	4 339	1 536 824

Omklassificeringen som gjorts under 2012 från kostnadsställen utan produktion till kostnadsställen med produktion hänförs till produktionsstarten av Gaupefältet, Norge.

Nedskrivning

Lundin Petroleum har utfört sitt nedskrivningstest per den 31 december 2012 i samband med den årliga revideringen av olje- och gasreserver. Lundin Petroleum har använt ett fast oljepris om 100 USD per bbl, en årlig inflation om 2 procent, en framtida inflationsfaktor om 2 procent per år, samt en diskonteringsränta om 10 procent, för beräkningen av framtida kassaflöden före skatt. Till följd av nedskrivningstestet skrevs Gaupefältet, Norge och de producerande tillgångarna i Ryssland, onshore ned och ett belopp om 237,5 MUSD, före skatt kostnadsfördes. För ytterligare information om nedskrivningar, se förvaltningsberättelsen på sidan 79.

Aktiverad ränta

Under 2012 har 3,4 MUSD (1,4 MUSD) aktiverade ränteutgifter lagts till olje- och gastillgångarna, och är hänförliga till olje- och gastillgångarna i Norge. Räntesatsen för aktiverade ränteutgifter är beräknad på den externa lånefacilitetens ränta, LIBOR plus ett påslag om 2,75 procent per år.

Åtagande avseende prospekteringskostnader

Koncernen deltar i joint ventures med externa parter i olje- och gasprospektering. Koncernen är bunden enligt avtal att fullfölja vissa prospekteringsprogram inom ramen för olika koncessionsavtal. Åtaganden per den 31 december 2012 uppskattas till 935,7 MUSD (629,8 MUSD) för vilka externa parter, som är joint venture partners, kommer att bidra med cirka 491,5 MUSD (279,8 MUSD).

NOT 10 – ÖVRIGA MATERIELLA ANLÄGGNINGSTILLGÅNGAR

TUSD	2012				2011			
	FPSO	Fastigheter	Kontorsinventarier och övriga tillgångar	Summa	FPSO	Fastigheter	Kontorsinventarier och övriga tillgångar	Summa
Anskaffningsvärde								
1 januari	–	11 129	17 936	29 065	–	11 182	15 174	26 356
Förvärvad vid konsolidering	25 222	–	–	25 222	–	–	–	–
Investeringar	6 037	86	3 579	9 702	–	–	3 786	3 786
Avyttringar	–	–	-175	-175	–	–	-655	-655
Omklassificeringar	–	–	–	–	–	-53	–	-53
Omräkningsdifferens	1 253	52	837	2 142	–	–	-369	-369
31 december	32 512	11 267	22 177	65 956	–	11 129	17 936	29 065
Avskrivningar								
1 januari	–	-1 375	-11 605	-12 980	–	-1 337	-9 748	-11 085
Avyttringar	–	–	162	162	–	–	530	530
Årets avskrivningar	–	-117	-2 999	-3 116	–	-95	-2 579	-2 674
Omräkningsdifferens	–	-53	-551	-604	–	57	191	248
31 december	–	-1 545	-14 993	-16 538	–	-1 375	-11 606	-12 981
Redovisat värde	32 512	9 722	7 184	49 418	–	9 754	6 330	16 084

Årets avskrivningar avser avskrivningar enligt plan vilka baseras på anskaffningskostnaden och en uppskattad nyttjandeperiod om 3 till 5 år för kontorsinventarier och övriga tillgångar. Fastigheter skrivs av över en uppskattad nyttjandeperiod om 20 år. Avskrivningar ingår i raden för administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar i resultaträkningen.

FPSO:n kommer att skrivas av över sin återstående livslängd när uppgraderingen av fartyget har slutförts. FPSO:n har konsoliderats från och med slutet av augusti 2012, se avsnitt koncernförändringar i förvaltningsberättelsen sidan 73.

NOT 11 – AKTIER I GEMENSAMT KONTROLLERADE ENHETER OCH INTRESSEFÖRETAG

31 december 2012	Antal aktier	Andel %
RF Energy Investments Ltd. ¹	11 540	50,00
– CJSC Pechoraneftegas ¹	20 000	Direkt 100,00, indirekt 50,00
– LLC Zapolyarneftegas ¹	1	Direkt 100,00, indirekt 50,00
– LLC NK Recher-Komi ¹	1	Direkt 100,00, indirekt 50,00
– Geotundra BV ¹	20 000	Direkt 100,00, indirekt 50,00

¹ Genom den proportionella konsolideringen av RF Energy Investments Ltd. (RF Energy), är dotterbolagen i RF Energy också proportionellt konsoliderade i Lundin Petroleum's koncernredovisning.

"Direkt" utgör RF Energys ägarandel, "indirekt" utgör koncernens totala ägarandel.

I beloppen nedan ingår 100 procent av den gemensamt kontrollerade enheten RF Energys redovisning.

RF Energykoncernen TUSD	2012	2011
Resultaträkning		
Rörelsens intäkter	152 044	159 481
Rörelsens kostnader	-198 337	-149 348
Årets resultat	-46 293	10 133
Balansräkning		
Anläggningstillgångar	109 892	122 381
Omsättningstillgångar	43 469	39 428
Summa tillgångar	153 361	161 809
Eget kapital	56 655	97 015
Långfristiga skulder	72 692	47 220
Kortfristiga skulder	24 014	17 574
Summa skulder	153 361	161 809

Ikdam Production SA's finansiella resultat har konsoliderats till fullt, till följd av ökningen i aktieinnehavet från 40 procent till 100 procent i augusti 2012 och bolaget är inte längre ett intresseföretag.

Ikdam Production SA TUSD	2011
Resultaträkning	
Rörelsens intäkter	2 610
Rörelsens kostnader	-4 946
Årets resultat	-2 336
Balansräkning	
Anläggningstillgångar	–
Omsättningstillgångar	775
Summa tillgångar	775
Eget kapital	-13 934
Långfristiga skulder	14 213
Kortfristiga skulder	496
Summa skulder	775

NOT 12 – ÖVRIGA AKTIER OCH ANDELAR

Övriga aktier och andelar består av: TUSD	31 december 2012			31 december 2011
	Antal aktier	Andel %	Redovisat värde	Redovisat värde
Shamaran Petroleum Corp.	50 000 000	8,02	19 584	17 380
Cofraland B.V.	31	7,75	399	391
Maison de la géologie	–	–	–	4
			19 983	17 775

I oktober 2009 erhöll Lundin Petroleum 50 miljoner aktier i Shamaran Petroleum Corp. (Shamaran) som ersättning för försäljningen av Lundin International BV, ett helägt

dotterbolag, som hade påbörjat förhandlingar om produktionsdelningsavtal (PSC) för tre separata prospekterings- och utbyggnadsblock i Kurdistan. Investeringen redovisades till aktiernas verkliga värde vid datumet för förvärvet och i enlighet med redovisningsregler redovisas en efterföljande förändring i aktiernas värde i koncernens rapport över totalresultat.

Det verkliga värdet för Shamaran är beräknat utifrån marknadspriset på aktien på Torontobörsen på balansdagen och beskrivs nedan.

Shamaran TUSD	2012	2011
1 januari	17 380	68 205
Förändring i verkligt värde	16 303	-49 964
Omräkningsdifferens	4 532	-861
Nedskrivning	-18 631	–
31 december	19 584	17 380

Under 2012 skrevs det verkliga värdet av Shamaranaktierna ner med 18,6 MUSD, se avsnitt finansiella kostnader i förvaltningsberättelsen sidan 79.

I övriga aktier och andelar per den 31 december 2012 ingår 399,0 TUSD (395,0 TUSD) som värderats till anskaffningsvärde eftersom det verkliga värde inte tillförlitligt kan mätas då det inte finns ett marknadspris på aktien och på grund av osäkerheten avseende när framtida kassflöden kan förväntas från dessa bolag.

För ytterligare information om övriga aktier och andelar se avsnittet om anläggningstillgångar i förvaltningsberättelsen på sidan 80.

NOT 13 – FINANSIELLA RISKER, KÄNSLIGHETSANALYS OCH DERIVATINSTRUMENT

I egenskap av internationellt bolag som prospekterar efter och producerar olja och gas globalt, exponeras Lundin Petroleum av finansiella risker såsom förändringar i valutakurser, ränterisk, kreditrisk, likviditetsrisk såväl som risker relaterade till förändringar i oljepriset. Koncernen strävar efter att kontrollera dessa risker genom sunt ledarskap och användandet av internationellt accepterade finansiella instrument, såsom oljepris-, ränte- och valutakurssäkringar. Lundin Petroleum använder finansiella instrument enbart i syfte att minimera risker i koncernens verksamhet.

Finansiella skulder TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Kortfristiga		
Leverantörsskulder	15 718	16 546
Derivatinstrument	–	168
Skulder till joint venture partners	209 594	88 417
Skulder avseende förvärv	–	10 979
Långfristiga		
Banklån	432 000	207 000
Övriga långfristiga skulder	22 556	21 830

Hantering av kapital

Koncernens mål avseende hantering av kapital är att trygga koncernens förmåga att fortsätta sin verksamhet som en "going concern" så att den kan uppfylla sina arbetsåtaganden och skapa aktieägarvärde. Koncernen kan efter behov upprätta nya kreditfaciliteter, återbetala skulder, eller utföra andra sådana omstruktureringsaktiviteter när det är lämpligt. Koncernledningen följer upp och förvaltar koncernens nettoskuld regelbundet för att bedöma behovet av förändring i kapitalstrukturen för att möta målen och bibehålla flexibilitet. Lundin Petroleum är inte föremål för några externa krav vad gäller hantering av kapital.

Inga väsentliga ändringar var gjorda avseende mål, policies och rutiner under året som avslutades den 31 december 2012.

Lundin Petroleum följer upp kapitalet via nettoskulden. Nettoskulden beräknas som banklån med avdrag för likvida medel.

TUSD	31 december 2012	31 December 2011
Banklån	432 000	207 000
Likvida medel	-97 425	-73 597
Nettoskuld	334 575	133 403

Ökningen i förhållande till 2011 är hänförlig till den nya revolverande kreditfaciliteten som skrevs under i juni 2012.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – NOT 13

Ränterisk

En ränterisk är en risk mot resultatet på grund av osäkra framtida räntor.

Lundin Petroleum är utsatt för ränterisk via kreditfaciliteten (se även likviditetsrisk nedan). Lundin Petroleum kommer kontinuerligt att bedöma fördelarna med en räntesäkring av lån. Om säkringskontraktet innebär en minskning av ränterisken till ett för koncernen acceptabelt pris, kan Lundin Petroleum överväga att säkra räntan.

Tabellen nedan sammanfattar den inverkan en förändring av räntan på kreditfaciliteten skulle ha haft på resultatet och det egna kapitalet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012:

Resultat i de finansiella rapporterna (MUSD)	103,9	103,9
Möjlig rörelse (%)	-10%	10%
Summa påverkan på årets resultat (MUSD)	0,4	-0,4

Koncernen ingick en treårig fast ränteswap under det första kvartalet 2013, med start den 31 mars 2013 avseende 500 MUSD av koncernens banklån där LIBOR räntan låstes till ungefär 0,57 procent per år. Denna säkring minskar ränterisken.

Valutakursförändringar

Lundin Petroleum är ett svenskt bolag som är verksamt globalt och är därför under betydande inverkan från valutakursförändringar, både för transaktioner såväl som omräkning från funktionell valuta till rapporteringsvaluta. De funktionella valutorna för Lundin Petroleums dotterbolag är norska kronor (NOK), Euro (EUR) och ryska rubler (RUR), såväl som US dollar (USD) vilket gör Lundin Petroleum känsligt för variationer i dessa valutor gentemot den US dollarn, som är rapporteringsvaluta.

Betalningsexponering

Lundin Petroleums policy beträffande valutakursräddningar, vid valutaexponering, är att överväga att bestämma valutakursen för kända kostnader i icke-US dollar valutor gentemot US dollar i förväg, så att framtida kostnadsnivåer i US dollar kan förutsägas med rimlig säkerhet. Vid beslut om kursräddning tar koncernen hänsyn till nuvarande valutakurser och marknadsförväntningar i jämförelse med historiska trender och volatilitet.

Under 2012 ingick koncernen valutasäkringskontrakt som fastställer växelkursen mellan USD och NOK för att möta operativa åtaganden och krav avseende skatter i NOK, vilket sammanfattas i nedanstående tabell. Enligt IAS 39, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet kommer att redovisas i övrigt totalresultat. Per den 31 december 2012 har en kortfristig tillgång, uppgående till 9,1 MUSD (- MUSD) redovisats, vilken representerar den kortfristiga delen av det verkliga värdet av de utestående valutakursräddningskontrakten.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
MNOK 1 580,7	MUSD 261,6	NOK 6,04: 1 USD	1 Jun 2012 – 20 Dec 2012
MNOK 670,7	MUSD 110,4	NOK 6,07: 1 USD	2 Jan 2013 – 20 Dec 2013

Omräkningsexponering

Tabellen som följer sammanfattar den inverkan en förändring i dessa valutor gentemot US dollarn skulle ha på rörelseresultatet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012 vid en konvertering av koncernens dotterbolags resultaträkningar från funktionell valuta till rapporteringsvalutan US dollar.

Rörelseresultatet i de finansiella rapporterna (MUSD)			
		543,5	543,5
Förändring av valutakurser till:	Genomsnittlig kurs 2012	10% försvagning av USD	10% förstärkning av USD
EUR/USD	0,7778	0,7071	0,8556
NOK/USD	5,8148	5,2862	6,3963
RUR/USD	31,0546	28,2315	34,1601
Summa påverkan på rörelseresultatet (MUSD)		53,9	-53,9

Koncernens valutakursrisk på resultatet och eget kapital från omräkningsexponering är inte säkrad.

Priset på olja och gas

Priset på olja och gas påverkas av de normala ekonomiska drivkrafterna för tillgång och efterfrågan samt av finansiella investerare och osäkerhet på marknaden. Beslut i verksamheten, naturkatastrofer, makroekonomiska förhållanden, politisk instabilitet och konflikter eller större oljeexporterande länders handlingar utgör faktorer som påverkar dessa. Prisförändringar kan påverka Lundin Petroleums finansiella ställning.

Tabellen nedan sammanfattar den inverkan en förändring i oljepriset skulle ha haft på resultatet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012.

Resultat i de finansiella rapporterna (MUSD)	103,9	103,9
Förändring i oljepriset (USD/boe)	-10%	10%
Summa påverkan på årets resultat (MUSD)	-37,5	37,5

Effekten av en förändring i oljepriset på årets resultat reduceras på grund av den 78-procentiga skattesatsen i Norge.

Lundin Petroleums policy är att anta en flexibel hållning gentemot oljeprissäkring, baserad på en bedömning av fördelarna med säkringskontraktet under specifika omständigheter. Utifrån analyser av omständigheterna kommer Lundin Petroleum att bedöma fördelarna av att terminssäkra de månatliga försäljningskontrakten i syfte att generera kassaflöde. Beslut fattas att ingå en oljeprissäkring när bolaget tror att säkringskontraktet kommer att ge ökat kassaflöde.

Under räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012, ingick koncernen inga oljeprissäkringskontrakt. Det finns inga utstående oljeprissäkringskontrakt per den 31 december 2012.

Kreditrisk

Lundin Petroleums policy är att begränsa kreditrisken genom att begränsa motparter till de stora bankerna och oljebolagen. Då en kreditrisk anses föreligga vid försäljning av olja och gas, är policyn att efterfråga oåterkallliga remburer för det totala värdet av försäljningen. Policyn för joint venture partners är att förlita sig på villkoren i de underliggande gemensamma verksamhetsrelaterade avtalen för att ta över licensandelar, eller joint venture partners andelar av produktionen, vid utebliven betalning för cash calls eller andra belopp som förfallit till betalning.

Per den 31 december 2012 uppgick koncernens kundfordringar till 126,0 MUSD (145,0 MUSD). Det finns inga nyligen inträffade betalningsförsummelser. Övriga långfristiga och kortfristiga fordringar anses återvinningsbara. Avsättningen för osäkra fordringar per den 31 december 2012 uppgick till – MUSD (- MUSD). Likvida medel hålls med banker som har en historiskt hög kreditvärdighet.

Likviditetsrisk

Likviditetsrisk definieras som en risk att koncernen inte skulle kunna avsluta eller möta dess skyldigheter i tid eller till ett rimligt pris. Koncernens ekonomiavdelning är ansvarig för likviditeten, finansiering och hantering av avslut. Dessutom överses likviditets- och finansieringsrisker och relaterade processer och policies av ledningen.

Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en ny sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD för att finansiera Lundin Petroleums pågående utgifter för prospektering och utbyggnad, i synnerhet i Norge. Koncernens pågående utbyggnads- och prospekteringsutgifter förväntas att finansieras av koncernens operativa kassaflöde och lånefaciliteten. Under 2013 krävs inga återbetalningar av kreditfaciliteten. Se not 24 för ytterligare information avseende koncernens kreditfacilitet.

Lundin Petroleum har genom sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV ingått fem produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petrolia Nasional Berhad, det statliga malaysiska olje- och gasbolaget (Petronas), vilka avser de sex blocken i Malaysia, för vilka Lundin Petroleum är operatör. Bankgarantier har utfärdats som stöd för arbetsåtaganden i dessa produktionsdelningskontrakt till ett belopp om 75,4 MUSD. Dessutom har bankgarantier utfärdats som stöd för arbetsåtaganden i Indonesien vilka uppgår till 2,4 MUSD och i Tunisien för 1,5 MUSD för en skattetvist.

Finansiella instrument per kategori

Redovisningsprinciperna för finansiella instrument har tillämpats på följande tillgångar och skulder:

31 december 2012 TUSD	Lånefordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Derivat för säkringsändamål	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde
Tillgångar				
Övriga aktier och andelar	–	19 983	–	–
Obligationer	9 526	–	–	–
Derivatinstrument	–	–	9 056	–
Kundfordringar	125 905	–	–	–
Fordringar på joint venture	11 539	–	–	–
Likvida medel	97 425	–	–	–
	244 395	19 983	9 056	–
Skulder				
Leverantörsskulder	–	–	–	15 718
Skulder till joint venture	–	–	–	209 594
Banklån	–	–	–	432 000
Övriga långfristiga skulder	–	–	–	22 556
	–	–	–	679 868

31 december 2011 TUSD	Låne- fordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Derivat för säkrings- ändamål	Finansiella skulder till upplupet anskaffnings- värde
Tillgångar				
Övriga aktier och andelar	-	17 775	-	-
Obligationer	9 588	-	-	-
Kundfordringar	144 954	-	-	-
Fordringar på joint venture	20 252	-	-	-
Övriga fordringar	11 176	-	-	-
Likvida medel	73 597	-	-	-
	259 567	17 775	-	-
Skulder				
Leverantörsskulder	-	-	-	16 546
Banklån	-	-	-	207 000
Övriga långfristiga skulder	-	-	-	21 830
Derivatinstrument	-	-	168	-
Skulder till joint venture	-	-	-	213 944
Skulder avseende förvärv	-	-	-	10 979
	-	-	168	470 299

För finansiella instrument värderade till verkligt värde i balansräkningen, används följande värderingshierarki:

- Nivå 1: baserad på noterade priser på aktiva marknader;
- Nivå 2: baserad på andra ingångsdata än noterade priser som i nivå 1, som är antingen direkt eller indirekt observerbara;
- Nivå 3: baserad på ingångsdata som inte baserar sig på observerbar marknadsdata.

Finansiella instrument värderade till verkligt värde kan, baserat på denna hierarki, beskrivas enligt följande:

31 december 2012 TUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
- Aktier	19 584	-	399
- Derivatinstrument	-	9 056	-
	19 584	9 056	399
Skulder			
Derivat för säkringsändamål			
	-	-	-
	-	-	-

31 december 2011 TUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
- Aktier	17 380	-	395
	17 380	-	395
Skulder			
Derivat för säkringsändamål			
	-	168	-
	-	168	-

Aktier nivå 3 TUSD	31 december 2012	31 december 2011
1 januari	395	408
Avyttringar	-4	-
Omräkningsdifferens	8	-13
31 december	399	395

Utestående derivat kan specificeras enligt följande:

Verkligt värde på utestående derivatinstrument i balansräkningen (TUSD)	31 december 2012		31 december 2011	
	Tillgångar	Skulder	Tillgångar	Skulder
Ränteswappar	-	-	-	168
Valutasäkringsinstrument	9 056	-	-	-
Långfristig	-	-	-	-
Kortfristig	9 056	-	-	168
Summa	9 056	-	-	168

Det verkliga värdet av valutasäkringen beräknas genom att använda den kurvan för terminskursen över den utestående delen av de utestående valutakurssäkringkontrakten. Den effektiva delen av valutasäkringen per den 31 december 2012 uppgick till 9 056 TUSD (- TUSD).

Det verkliga värdet av ränteswappen beräknas genom att använda terminsräntekurvan över den utestående delen av säkringstransaktionen. Den effektiva delen av ränteswappen per den 31 december 2012 uppgick till - TUSD (168 TUSD).

För risker i den finansiella rapporteringen se avsnittet Intern kontroll och riskhantering i den finansiella rapporteringen i Bolagsstyrningsrapporten på sidorna 62-63 och för risker och riskhantering se sidorna 70-71 för mer information.

NOT 14 – ÖVRIGA FINANSIELLA TILLGÅNGAR

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Obligationer	9 526	9 588
Övriga	1 326	1 372
	10 852	10 960

Koncernen har 7,6 miljoner Euro-obligationer i Etrion Corporation med en kupongränta om 9 procent per år och en förfallodag i april 2015.

NOT 15 – LAGER

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Lager av olja och gas	1 576	16 307
Borrutrustning och förbrukningsmaterial	17 124	15 282
	18 700	31 589

NOT 16 – KUNDFORDRINGAR

Kundfordringar är hänförliga främst till försäljningar av kolväten till ett begränsat antal oberoende kunder från vilka det inte finns några nyligen inträffade betalningsförsummelse. De utestående kundfordringarna är inte förfallna och avsättningen till osäkra fordringar är noll.

NOT 17 – FÖRUTBETALDA KOSTNADER OCH UPPLUPNA INTÄKTER

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Förutbetalda hyra	605	521
Förutbetalda områdesavgifter	16 660	-
Förutbetalda försäkringar	12 210	1 675
Upplupna intäkter	1 083	885
Övriga	2 348	1 441
	32 906	4 522

Förutbetalda försäkringar innehåller 10 082 TUSD hänförliga till byggförsäkringen på Edvard Griegprosjektet, Norge.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 18 – ÖVRIGA FORDRINGAR

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Underuttag	26 439	1 851
Bolagsskatt	3 986	–
Kortfristig mervärdesskattefordran	2 963	5 699
Övriga	6 889	15 540
	40 277	23 090

NOT 19 – LIKVIDA MEDEL

Likvida medel innehåller endast kontanta medel i handkassan och på bankkonton. Inga kortfristiga placeringar innehades per den 31 december 2012.

NOT 20 – ÖVRIGA RESERVER

TUSD	Reserv för investering som kan säljas	Säkrings-reserv	Valuta-omräknings-reserv	Summa övriga reserver
1 januari 2011	41 023	-5 149	-102 009	-66 135
Totalresultat	-50 210	5 228	-34 689	-79 671
31 december 2011	-9 187	79	-136 698	-145 806
Totalresultat	16 053	6 916	59 103	82 072
31 december 2012	6 866	6 995	-77 595	-63 734

NOT 21 – AVSÄTTNING FÖR ÅTERSTÄLLNINGSKOSTNADER

TUSD	2012	2011
1 januari	119 341	93 766
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	10 340	4 494
Betalningar	-18 550	-1 168
Förändring i uppskattningar	73 571	24 771
Omräkningsdifferens	5 768	-2 522
31 december	190 470	119 341

Vid beräkning av nuvärdet av avsättningen för återställningskostnader användes en diskonteringsfaktor, före skatt, om 3,5% (5,5%), vilken är baserad på den förväntade långfristiga riskfria räntan. Den förväntade kostnaden för de slutliga återställningskostnaderna för tillgångarna har uppdaterats under året och effekten av de uppdaterade beräkningarna och förändringen i diskonteringsräntan som använts framgår i förändringar i uppskattningar i tabellen ovan. Av den totala summan beräknas cirka 60 procent att regleras efter mer än 15 år, vilket baserats på uppskattningarna som använts i beräkningen av återställningskostnaderna per den 31 december 2012.

NOT 22 – PENSIONSavsättning

TUSD	2012	2011
1 januari	1 460	1 421
Justering för verkligt värde	161	192
Gjorda utbetalningar	-147	-155
Omräkningsdifferens	36	2
31 december	1 510	1 460

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. Vidare bestämdes att om Adolf H. Lundin skulle avlida, skall månatliga utbetalningar utgå till hans fru, Eva Lundin, under hennes livstid.

Pensionsutbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 138 TCHF (147 TUSD) betalas till Eva Lundin. Bolaget kan, om det så väljer, betala ut denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 1 800 TCHF (1 967 TUSD).

NOT 23 – ÖVRIGA AVSÄTTNINGAR

TUSD	LTIP	Avsättning för avgångsvederlag	Övriga	Summa
1 januari 2012	70 294	3 517	2 103	75 914
Investeringar	13 873	718	96	14 687
Utbetalningar	-10 774	-3 188	–	-13 962
Omräkningsdifferens	2 567	–	29	2 596
31 december 2012	75 960	1 047	2 228	79 235

Långfristig	67 135	1 047	2 228	70 410
Kortfristig	8 825	–	–	8 825
Summa	75 960	1 047	2 228	79 235

Avsättningen för avgångsvederlag utgör Lundin Petroleum's andel i avsättningarna för kostnader för avgångsvederlag till anställda i Oudna joint venture i Tunisien.

För detaljer avseende LTIP se not 34.

NOT 24 – FINANSIELLA SKULDER

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Banklån	432 000	207 000
Aktiverade finansieringsavgifter	-47 812	-2 506
	384 188	204 494

Lundin Petroleum hade en säkrad revolverande "borrowing base" facilitet på 850 MUSD, med en sjuårig löptid till 2014. Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en ny sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Faciliteten är med en grupp om 25 banker, vilken inkluderar flera av de banker som givit faciliteten om 850 MUSD. Kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genereras av vissa producerande fält till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Den nya faciliteten har ingåtts för att finansiera Lundin Petroleum's pågående utgifter för prospektering och utbyggnad framför allt i Norge. Avgifterna i samband med upprättandet av den nya kreditfaciliteten har aktiverats och skrivs av över facilitetens förväntade livslängd. Räntan på Lundin Petroleum's kreditfacilitet är rörlig och uppgår för närvarande till LIBOR + 2,75 procent per år.

Följande belopp var utstående avseende finansiella skulder:

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Långfristiga		
Återbetalning inom 2–5 år:		
Banklån	–	207 000
Återbetalning efter 5 år:		
Banklån	432 000	–
Övriga långfristiga skulder	22 556	21 830
Kortfristiga		
Återbetalning inom 6 månader:		
Leverantörsskulder	15 718	16 546
Skulder på joint venture	209 594	213 944
Skulder avseende förvärv	–	10 979
Återbetalning mellan 6–12 månader:		
Övriga kortfristiga skulder	–	–
	679 868	470 299

Tabellen ovan visar en analys av koncernens finansiella skulder, uppdelad på löptid baserad på den återstående perioden från balansdagen fram till det kontraktuella avräkningsdatumet. Avräkningsdatumet för den nya bankfaciliteten är juni 2019 och det finns en låneminskingsplan som börjar 2016 och minskar ner till noll per det slutliga avräkningsdatumet. Dessutom baseras det belopp som är tillgängligt under faciliteten på en nuvärdesberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av hur mycket som är tillgängligt förfaller inga återbetalningar inom fem år under det nuvarande utestående banklånet.

Koncernens kreditavtal stipulerar att ett "event of default" äger rum när koncernen inte följer vissa väsentliga avtalsvillkor eller när vissa händelser sker enligt specifikation i avtalet, något som är sedvanligt för finansiella avtal av denna storlek och typ. Om en sådan händelse sker kan, med hänsyn tagen till tillämplig tidsfrist för åtgärdande, externa långivare vidta specifika åtgärder för att göra gällande deras säkerhet, vilka inkluderar en snabbare återbetalning av utestående belopp under kreditfaciliteten. Koncernen bryter inte mot dessa skuldöverenskommelser.

NOT 25 – UPPLUPNA KOSTNADER OCH FÖRUTBETALDA INTÄKTER

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Semesterlön	4 557	3 909
Rörelsekostnader	3 133	6 456
Sociala avgifter	2 641	2 316
Löner	109	91
Övrigt	2 247	3 455
	12 687	16 227

NOT 26 – ÖVRIGA SKULDER

TUSD	31 december 2012	31 december 2011
Överuttag	490	7 670
Skulder avseende förvärv	–	10 979
Källskatt på löner	5 430	4 770
Mervärdesskatteskuld	263	1 899
Skuld avseende sociala avgifter	677	633
Rysk mineralresursskatt	2 158	2 849
Övrigt	6 455	390
	15 473	29 190

Skulder avseende förvärv per den 31 december 2011 är hänförliga till en skuld gentemot Noreco som uppkom i samband med Lundin Petroleum's förvärv av Norecos 20-procentiga licensandel i PL148 Brynhild, Norge. Skulden reglerades under det första kvartalet 2012. Övriga skulder inkluderar en verksamhetsrelaterad skuld hänförlig till Gaupefältet, Norge, ett revisionsanspråk och övriga leverantörsskulder.

NOT 27 – STÄLLDA SÄKERHETER

I juni 2012 tecknade koncernen en ny sjuårig säker revolverande kreditfacilitet om 2,5 miljarder USD som beskrivs i not 24 finansiella skulder. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton.

De ställda säkerheterna per den 31 december 2012 uppgår för redovisningsändamål till 1 831,3 MUSD (1 791,0 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta bolagen.

NOT 28 – ANSVARSFÖRBINDELSER OCH EVENTUALTILLGÅNGAR

Ansvarsförbindelser

I samband med Lundin Petroleum's köp av ytterligare 30 procent i Laganskyblocket 2009 har Lundin Petroleum gått med på att betala en avgift till den tidigare ägaren av Laganskyblocket, vilken baseras på 0,30 USD per fat olja i förhållande till 30 procent av de bevisade och sannolika reserverna i Laganskyblocket vid dagen för beslut om utbyggnad.

Eventualtillgångar

I samband med ett dotterbolag till Gunvor International BV's köp av 30 procent i Laganskyblocket under 2009 har Gunvor gått med på att betala en avgift till Lundin Petroleum om 0,15 USD per fat olja (upp till brutto 150 MMbbls) och 0,30 USD per fat olja (över brutto 150 MMbbls) av de bevisade och sannolika reserverna i Laganskyblocket vid dagen för beslut om utbyggnad.

Beloppen avseende eventualtillgången och ansvarsförbindelsen hänförliga till Laganskyblocket är beroende av framtida prospekterings- och produktionsverksamheter. På grund av osäkerheter hänförliga till dessa verksamheter, kan uppskattningar av kassainflöden och -utflöden inte beräknas med säkerhet.

I samband med försäljningen av Lundin Petroleum's Salawati-intressen, Indonesien till RH Petrogas 2010, har RH Petrogas gått med på att betala upp till 3,9 MUSD som villkorad köpeskilling. Beloppets storlek och tidpunkt för sådan betalning kommer att baseras på framtida fältutbyggnad inom Salawati Islandblocket.

NOT 29 – RESULTAT PER AKTIE

Resultat per aktie beräknas genom att årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare divideras med vägt genomsnittligt antal aktier för året.

	2012	2011
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare (USD)	108 160 717	160 136 792
Vägt genomsnittligt antal aktier för året	310 735 227	311 027 942
Resultat per aktie (USD)	0,35	0,51

Under åren 2012 och 2011 var det ingen utspädning.

NOT 30 – JUSTERING FÖR EJ KASSAFLÖDESPÅVERKANDE POSTER

TUSD	Not	2012	2011
Prospekteringskostnader	4	168 480	140 027
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	5	237 490	–
Avskrivningar och nedskrivningar	9/10	189 293	167 812
Nedskrivning av övriga aktier	12	18 631	–
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	7	6 634	2 181
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	7/21	5 073	4 494
Återställningskostnader	3/21	5 267	–
Långfristiga incitamentsprogram		12 988	63 443
Ränteintäkter	6	-5 050	-4 138
Aktuell skatt	8	341 302	400 210
Uppskjuten skatt	8	77 099	174 203
Räntekostnader	7	6 819	5 390
Valutakursvinster/förluster	6	5 562	-8 945
Vinst vid försäljning av aktier	6	–	-29 974
Vinst vid konsolidering av dotterbolag	6	-13 409	–
Övriga avsättningar		857	638
Övriga icke-kassaflödespåverkande poster		-138	-167
Justering kassaflöde från verksamheten		1 056 898	915 174

NOT 31 – TRANSAKTIONER MED NÄRSTÅENDE

Lundin Petroleum erkänner följande närstående enheter: intresseföretag, gemensamt kontrollerade enheter, ledande personer med nyckelställning och medlemmar av deras nära familj eller andra enheter, vilka kontrolleras direkt eller indirekt av ledande personer med nyckelställning eller deras familj eller av någon annan individ som kontrollerar eller har gemensam kontroll eller väsentligt inflytande över enheten.

Under året ingick koncernen transaktioner med närstående på kommersiell grund enligt vad som beskrivs nedan:

TUSD	2012	2011
Inköp och försäljning av tjänster:		
Inköp av tjänster	-1 012	-735
Försäljning av tjänster	396	391
Försäljning av finansiella tjänster	–	915

Transaktionerna som ingåtts med närstående avser andra enheter som ledande personer med nyckelställning har gemensam kontroll eller väsentligt inflytande över. Ledande personer med nyckelställning inkluderar styrelseledamöter och den verkställande ledningen, vilken definieras i Bolagsstyrningsrapporten, sidan 59. Ersättningar till styrelseledamöter och verkställande ledning redovisas i not 33. Det finns inga utestående belopp hänförliga till ledande personer med nyckelställning vid årets slut.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 32 – GENOMSNITTLIGT ANTAL ANSTÄLLDA

Genomsnittligt antal anställda per land	2012		2011	
	Summa anställda	varav män	Summa anställda	varav män
Moderbolaget i Sverige	-	-	-	-
Utländska dotterbolag				
Norge	144	104	100	72
Frankrike	56	45	57	46
Nederländerna	7	3	7	3
Indonesien	26	15	22	12
Ryssland	43	27	46	28
Tunisien	7	5	10	6
Malaysia	50	32	32	21
Schweiz	39	23	39	24
Övriga	-	-	3	2
Summa utländska dotterbolag	372	254	316	214
Summa koncernen	372	254	316	214

Styrelseledamöter och verkställande ledning	2012		2011	
	Summa vid slutet av året	varav män	Summa vid slutet av året	varav män
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter ¹	6	5	7	5
Utländska dotterbolag				
Verkställande ledning ¹	4	4	4	4
Summa koncernen	10	9	11	9

¹ Ashley Heppenstall, VD och styrelseledamot ingår i den verkställande ledningen.

NOT 33 – ERSÄTTNINGAR TILL STYRELSE, VERKSTÄLLANDE LEDNING OCH ANDRA ANSTÄLLDA

Löner, andra ersättningar och sociala kostnader TUSD	2012		2011	
	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter	580	117	570	116
Utländska dotterbolag				
Verkställande ledning	5 095	336	5 105	337
Andra anställda	70 499	16 095	62 312	13 436
Summa koncernen	76 174	16 548	67 987	13 889
varav pensionskostnader		5 740		4 344

Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter och verkställande ledning ¹ TUSD	Fast styrelse arvode / grundlön och andra förmåner ²	Kortfristig rörlig lön ³	Arvode för kommittéarbete	Arvode för särskilda uppdrag utanför styrelsearbetet ⁴	Pension	Summa 2012	Summa 2011
Moderbolaget i Sverige							
Styrelseledamöter							
Ian H. Lundin	134	–	–	284	–	418	303
Magnus Unger	63	–	30	14	–	107	108
Lukas H. Lundin	63	–	–	–	–	63	70
William A. Rand	63	–	36	–	–	99	93
Asbjørn Larsen	63	–	15	–	–	78	77
Dambisa F. Moyo	29	–	6	–	–	35	77
Kristin Færøvik	63	–	15	–	–	78	39
Summa styrelseledamöter	478	–	102	298	–	878	767
Utländska dotterbolag							
Verkställande ledning							
C. Ashley Heppenstall	1 005	1 133	–	–	96	2 234	2 049
Alexandre Schneider	645	640	–	–	64	1 349	1 345
Chris Bruijnzeels	537	373	–	–	54	964	1 048
Geoffrey Turbott	587	373	–	–	58	1 018	1 132
Summa verkställande ledning	2 774	2 519	–	–	272	5 565	5 574

¹ Löner och andra ersättningar har kostnadsförts under året.

² Andra förmåner inkluderar skolvigter och sjukförsäkring.

³ I december 2012 beslutade ersättningskommittén om en bonus för 2012 motsvarande en månadslön till den verkställande ledningen (inbegripet i bonusomkostnaden för 2012). I januari 2013 omprövade ersättningskommittén 2012 års bonusutbetalningar med beaktande av de anställdas bidrag till koncernens resultat och de individuella mål som uppnåts och beslutade att tilldela en ytterligare bonus att betalas i januari 2013. Samma omprövning gjordes i januari 2012 för 2011 och beloppen ingår i kostnaden för 2012.

⁴ Övriga ersättningar som betalats under 2012 är hänförliga till särskilda uppdrag som utförts av styrelseledamöter för koncernens räkning. Betalningen av dessa ersättningar var i enlighet med de arvoden som godkännts av årsstämman.

Styrelseledamöter

Inga avtal för avgångsvederlag finns för någon av de icke-anställda styrelseledamöterna och dessa ledamöter är ej behöriga att delta i något av bolagets incitamentsprogram.

Verkställande ledning

Den avgiftsbestämda pensionsplanen är mellan 19 procent och 21 procent av den pensionsgrundande inkomsten, varav den anställda själv bidrar med 40 procent. Den pensionsgrundande inkomsten definieras som årlig grundlön och bonus. Den normala pensionsåldern för VD är 65 år.

Den verkställande ledningen har inga utestående teckningsoptioner. Den tredje och sista tranchen under 2008 års unit bonus program betalades under 2011.

En ömsesidig uppsägningstid av mellan en och sex månader gäller mellan bolaget och den verkställande ledningen och är betingad av den anställdes anställningstid i bolaget, där den längsta uppsägningstiden gäller från och med det tionde anställningsåret. Därutöver finns bestämmelser om avgångsvederlag i anställningsavtalen för ledande befattningshavare som innebär ersättning motsvarande två års grundlöner för det fall anställningen upphör på grund av väsentlig ägarförändring i bolaget (change of control).

Se sidorna 59–61 i Bolagsstyrningsrapporten för ytterligare information avseende bolagets principer för ersättning och ersättningspolicy för den verkställande ledningen för 2012.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 34 – LÅNGFRISTIGA INCITAMENTSPROGRAM

Bolaget har följande långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Unit bonus program

Under 2008 införde Lundin Petroleum ett långfristigt incitamentsprogram (LTIP) bestående av ett unit bonus program med en årlig tilldelning av units som vid inlösen ger en kontantutbetalning. LTIP betalas ut under en treårsperiod, varmed den initiala tilldelningen kommer att intjänas i tre trancher: en tredjedel efter ett år, en tredjedel efter två år och den slutliga tredjedelen efter tre år. Den kontanta utbetalningen är beroende av att innehavaren av units är anställd vid datumet för utbetalningen. Aktiekursen som bestämmer storleken av kontantbetalningen vid slutet av respektive intjänandeperiod kommer att baseras på den genomsnittliga slutkursen på Lundin Petroleums aktiekurs under de fem handelsdagarna före och efter inlösendatumet. Inlösenpriset vid inlösendatumet den 31 maj 2012 var 127,90 SEK.

LTIPs som följer samma principer som 2008 års LTIP har därefter införts varje år för andra anställda än den verkställande ledningen och framgår av nedanstående tabell.

Unit bonus program	Program				
	2009	2010	2011	2012	Total
Utestående vid periodens början	219 984	470 169	418 400	–	1 108 553
Tilldelade under perioden	–	–	–	361 158	361 158
Förverkade under perioden	-10 544	-35 989	-34 169	–	-80 702
Förfallna under perioden	-209 440	-225 018	-133 606	–	-568 064
Utestående vid periodens slut	–	209 162	250 625	361 158	820 945
Inlösen datum					
31 maj 2013		209 162	125 315	120 386	454 863
31 maj 2014		–	125 310	120 386	245 696
31 maj 2015		–	–	120 386	120 386
Utestående vid periodens slut		209 162	250 625	361 158	820 945

Kostnaderna för programmen framgår i nedanstående tabell.

Unit bonus program TUSD	2012	2011
2008	–	786
2009	-754	3 851
2010	760	7 379
2011	2 116	4 350
2012	3 083	–
	5 205	16 366

LTIP tilldelningar redovisas i de finansiella rapporterna, pro rata över intjänandeperioden. Det sammanlagda bokförda värdet för avsättningen av unit bonus programmet, inklusive sociala avgifter per den 31 december 2012 uppgick till 11 972 TUSD (17 343 TUSD). Avsättningen är beräknad baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen. Aktiekursen per balansdagen den 31 december 2012 var 149,50 SEK.

Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleums aktieägare införandet av LTIP för den verkställande ledningen (vilken innefattar Koncernchef och VD, Chief Operating Officer, Chief Financial Officer och Senior Vice President Operations) vilken innefattar en tilldelning av syntetiska optioner som kan lösas in fem år efter utställandet. Inlösendet av optionerna berättigar mottagaren till att erhålla en kontant betalning baserad på ökningen i marknadsvärdet på aktierna. Utbetalningen av tilldelningen under dessa syntetiska optioner skall inträffa i två lika stora trancher: (i) den första på dagen som inträffar omedelbart efter femårsdagen av tilldelningen och (ii) den andra på dagen som inträffar ett år efter den första utbetalningen.

LTIP för den verkställande ledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK. Inlösendatum för de syntetiska optionerna inträffar i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen. Innehavarna kommer att erhålla en kontant utbetalning motsvarande den genomsnittliga slutkursen för bolagets aktie under det femte året som följer tilldelningen med avdrag för lösenpriset multiplicerat med antalet syntetiska optioner. Innehavarna av de syntetiska optionerna har inte rätt att erhålla nya tilldelningar i enlighet med unit bonus programmet så länge de syntetiska optionerna är utestående.

Lundin Petroleum köpte 6 882 638 stycken av sina egna aktier fram till den 31 December 2010 till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie, vilket kompenserar exponeringen för LTIP. Lundin Petroleum aktiens börskurs var per den 31 december 2012 149,50 SEK. Avsättning för LTIP uppgick till 64,0 MUSD, inklusive sociala avgifter per den 31 december 2012 och marknadsvärdet på dessa aktier per den 31 december 2012 var 158,2 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP.

LTIP tilldelningar redovisas i de finansiella rapporterna, pro rata över intjänandeperioden. Det sammanlagda bokförda värdet för avsättningen för det syntetiska optionsprogrammet, inklusive sociala avgifter per den 31 december 2012 uppgick till 63 988 TUSD (52 951 TUSD). Avsättningen är beräknad baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen genom att använda Black and Scholes metod applicerad på den andel av tilldelningen som har redovisats per balansdagen.

Den icke-kassaflödespåverkande kostnaden för LTIP till den verkställande ledningen, inklusive sociala avgifter uppgick till 9 058 TUSD (44 900 TUSD) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012.

För ytterligare information avseende syntetiska optioner se sidorna 60–61 i Bolagsstyrningsrapporten.

NOT 35 – ERSÄTTNINGAR TILL KONCERNENS REVISORER

TUSD	2012	2011
PwC		
Revisionsarvode	952	1 065
Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdrag	–	75
Skatterådgivning	227	179
Övriga tjänster	10	26
Summa	1 189	1 345
Ersättningar till andra revisorer än PwC	278	305
Summa	1 467	1 650

I revisionsarvode ingår granskning av delårsrapporten 2012. Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdrag innehåller uppdrag som licensrevision, PSC revisioner och revision av intern kontroll.

NOT 36 – HÄNDELSER EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

Koncernen ingick en treårig fast ränteswap under det första kvartalet 2013, med start den 31 mars 2013 avseende 500 MUSD av upplåningen där LIBOR räntan låstes till ungefär 0,57 procent per år.

MODERBOLAGETS ÅRSREDOVISNING

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 762,2 MSEK (- 182,4 MSEK) för räkenskapsåret 2012

Rörelsens intäkter innehåller serviceintäkter som erhållits från koncernbolag. I resultatet ingår administrationskostnader om 84,5 MSEK (206,1 MSEK), koncerninterna räntekostnader om 31,3 MSEK (25,5 MSEK) och en utdelning från dotterbolaget Lundin Petroleum BV om 804,7 MSEK (- MSEK). Administrationskostnaderna påverkas av förändringen i avsättningen för koncernens LTIP under året. Den höga kostnaden under 2011 var ett resultat av en väsentlig ökning i Lundin Petroleum's aktiekurs. Jämförelseperioden innehåller finansiella intäkter om 6,5 MSEK för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum.

Redovisningsprinciper

Moderbolagets finansiella rapporter är upprättade i enlighet med redovisningsprinciper antagna i Sverige med tillämpning av RFR 2, utgiven av Rådet för finansiell rapportering, och årsredovisningslagen (SFS 1995:1554). RFR 2 kräver att moderbolaget använder liknande redovisningsprinciper som koncernen, dvs. IFRS i den omfattning RFR 2 tillåter. Moderbolagets redovisningsprinciper avviker inte väsentligen från koncernens redovisningsprinciper, se sidorna 87–91.

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Not	2012	2011
Rörelsens intäkter			
Övriga rörelseintäkter	1	70 956	42 644
Bruttoresultat		70 956	42 644
Administrationskostnader		-84 533	-206 108
Rörelseresultat		-13 577	-163 464
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	2	807 074	6 560
Finansiella kostnader	3	-31 266	-25 495
		775 808	-18 935
Resultat före skatt		762 231	-182 399
Inkomstskatt	4	-	-
Årets resultat		762 231	-182 399

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Not	2012	2011
Periodens resultat		762 231	-182 399
Övrigt totalresultat		-	-
Totalresultat		762 231	-182 399
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		762 231	-182 399
		762 231	-182 399

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING

PER DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Not	2012	2011
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Aktier i dotterbolag	11	7 871 847	7 871 947
Fordringar på koncernbolag		21 370	–
Summa anläggningstillgångar		7 893 217	7 871 947
Omsättningstillgångar			
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter		2 675	1 144
Övriga fordringar	5	18 023	7 810
Likvida medel		1 080	3 849
Summa omsättningstillgångar		21 778	12 803
SUMMA TILLGÅNGAR		7 914 995	7 884 750
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Bundet eget kapital			
Aktiekapital		3 179	3 179
Reservfond		861 306	861 306
Summa bundet eget kapital		864 485	864 485
Fritt eget kapital			
Övriga reserver		2 489 380	2 551 805
Balanserad vinst		3 753 687	3 936 086
Årets resultat		762 231	-182 399
Summa fritt eget kapital		7 005 298	6 305 492
Summa Eget kapital		7 869 783	7 169 977
Långfristiga skulder			
Övriga avsättningar	6	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag		–	673 988
Summa långfristiga skulder		36 403	710 391
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		1 035	1 171
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	7	7 356	2 742
Övriga skulder		418	469
Summa kortfristiga skulder		8 809	4 382
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		7 914 995	7 884 750
Ställda panter	9	11 911 649	12 333 233
Ansvarförbindelser	9	–	–

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	2012	2011
Kassaflöde från verksamheten		
Årets resultat	762 231	-182 399
Anteiperad utdelning	-804 746	-
Övriga ej likviditetspåverkande poster	78 793	207 410
Betalda räntekostnader	-	-332
Orealiserade valutakursförluster	716	138
Förändringar i rörelsekapital:		
Förändring i kortfristiga tillgångar	-10 844	-1 779
Förändring i kortfristiga skulder	4 461	-10 118
Summa kassaflöde från verksamheten	30 611	12 920
Kassaflöde från investeringar		
Förändring i finansiella anläggningstillgångar	100	-
Summa kassaflöde från investeringar	100	-
Kassaflöde från finansiering		
Förändring i långfristiga skulder	29 129	-15 702
Köp av egna aktier	-62 425	-
Summa kassaflöde från finansiering	-33 296	-15 702
Förändring av likvida medel	-2 585	-2 782
Likvida medel vid årets början	3 849	6 735
Valutakursförändring i likvida medel	-184	-104
Likvida medel vid årets slut	1 080	3 849

FÖRÄNDRING I MODERBOLAGETS EGNA KAPITAL

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital ¹	Reservfond	Övriga reserver ²	Balanserad vinst	Årets resultat	
Balans per den 1 januari 2011	3 179	861 306	2 551 805	–	3 936 086	7 352 376
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	3 936 086	-3 936 086	–
Summa totalresultat	–	–	–	–	-182 399	-182 399
Balans per den 31 december 2011	3 179	861 306	2 551 805	3 936 086	-182 399	7 169 977
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	-182 399	182 399	–
Summa totalresultat	–	–	–	–	762 231	762 231
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62 425	–	–	-62 425
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62 425	–	–	-62 425
Balans per den 31 december 2012	3 179	861 306	2 489 380	3 753 687	762 231	7 869 783

¹ Lundin Petroleum ABs registrerade aktiekapital per den 31 december 2012 uppgick till 3 179 106 SEK vilket motsvarar 317 910 580 aktier med ett kvotvärde per aktie på 0,01 SEK. I antalet aktier per den 31 december 2012 ingår 7 368 285 aktier som Lundin Petroleum AB innehade i eget namn.

² Övrigt tillskjutet kapital ingår från och med den 1 januari 2006 i övriga reserver tillsammans med valutakursdifferenser på lån till dotterbolag.

NOTER TILL MODERBOLAGETS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 1 – ÖVRIGA RÖRELSEINTÄKTER PER LAND

TSEK	2012	2011
Norge	42 181	19 401
Indonesien	320	2 270
Tunisien	8 214	4 827
Malaysia	18 538	15 601
Övriga	1 704	545
	70 956	42 644

NOT 2 – FINANSIELLA INTÄKTER

TSEK	2012	2011
Anticiperad utdelning	804 746	–
Garanti-intäkter	1 577	6 472
Valutakursvinst	716	–
Övriga	35	88
	807 074	6 560

NOT 3 – FINANSIELLA KOSTNADER

TSEK	2012	2011
Räntekostnader koncernbolag	31 218	24 979
Räntekostnader ej koncernbolag	–	332
Valutakursförluster, netto	–	138
Övriga	48	46
	31 266	25 495

NOT 4 – INKOMSTSKATT

TSEK	2012	2011
Vinst före skatt	762 231	-182 399
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige (26,3%)	-200 467	47 971
Skatteeffekt av erhållen utdelning	211 648	–
Skatteeffekt av ej avdragsgilla kostnader	-8 917	-35 674
Ökning av ej bokförda skattemässiga underskott	-2 264	-12 297
Skatteeffekt	–	–

NOT 5 – ÖVRIGA FORDRINGAR

TSEK	31 december 2012	31 december 2011
Fordringar på koncernbolag	17 238	7 291
Mervärdesskattefordran	784	267
Övriga	–	252
	18 023	7 810

NOT 6 – AVSÄTTNINGAR

Avsättningar per den 31 december 2012 uppgick till 36 403 TSEK (36 403 TSEK) och är hänförliga till bolagsskatt.

NOT 7 – UPPLUPNA KOSTNADER OCH FÖRUTBETALDA INTÄKTER

TSEK	31 december 2012	31 december 2011
Sociala avgifter	–	349
Styrelsearvodet	424	194
Revision	184	942
Resekostnader	1 020	575
Övriga	5 728	682
	7 356	2 742

NOT 8 – FINANSIELLA INSTRUMENT PER KATEGORI

Redovisningsprinciperna för finansiella instrument har tillämpats på följande tillgångar:

TSEK	Lånefordringar och övriga fordringar	Finansiella skulder värderade till anskaffningsvärde efter avskrivningar
Tillgångar		
Fordringar på koncernbolag		
	- Långfristiga	21 370
	Övriga fordringar på koncernbolag	–
	- Kortfristiga	17 238
	Likvida medel	1 080
		39 688
Skulder		
	Leverantörsskulder	–
		1 035

NOT 9 – STÄLLDA SÄKERHETER, ANSVARSFÖRBINDELSER OCH EVENTUALTILLGÅNGAR

Ställda säkerheter är hänförliga till det redovisade värdet av de aktier som pantsattes i samband med den nya kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV. Se koncernens noter 27 samt 28 för detaljer.

NOT 10 – ERSÄTTNINGAR TILL REVISORER

TSEK	2012	2011
PwC		
Revisionsarvode	1 416	1 424
Revisionsrelaterat	–	–
	1 416	1 424

Det har inte utgått något arvode till andra revisorer än PwC.

NOTER TILL MODERBOLAGETS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 11 – AKTIER I DOTTERBOLAG

TSEK	Organisationsnummer	Säte	Antal utställda aktier	Ägd andel	Nominellt värde per aktie	Bokfört värde 31 december 2012	Bokfört värde 31 december 2011
Direkt ägda							
Lundin Petroleum BV	27254196	Haag, Nederländerna	181	100	EUR 100,00	7 871 847	7 871 847
Lundin Energy AB	556619-2299	Stockholm, Sverige	10 000 000	100	SEK 0,01	–	100
						7 871 847	7 871 947
Indirekt ägda							
Lundin Norway AS	986 209 409	Lysaker, Norge	4 930 000	100	NOK 100,00		
Lundin Netherlands BV	24106565	Haag, Nederländerna	6 000	100	EUR 450,00		
Lundin Netherlands Facilities BV	27324007	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Holdings SA	442423448	Montmirail, Frankrike	1 853 700	100	EUR 10,00		
- Lundin International SA	572199164	Montmirail, Frankrike	1 721 855	99,86	EUR 15,00		
- Lundin Gascogne SNC	419619077	Montmirail, Frankrike	100	100	EUR 152,45		
Ikdam Production SA	433912920	Montmirail, Frankrike	4 000	100	EUR 10,00		
Lundin Exploration BV	27273727	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin SEA Holding BV	27290568	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Malaysia BV	27306815	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Indonesia Holding BV	27290577	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Baronang BV	27314235	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Cakalang BV	27314288	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Gurita BV	27296469	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Lematang BV	24262562	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Oil & Gas BV	24262561	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Rangkas BV (under likvidation)	27314247	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Sareba BV	24278356	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin South Sokang BV	27324012	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin South East Asia BV (under likvidation)	27290262	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Cambodia BV (under likvidation)	27292990	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Russia BV	27290574	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Russia Services BV	27292018	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Russia Ltd.	656565-4	Vancouver, Kanada	55 855 414	100	CAD 1,00		
- Culmore Holding Ltd	162316	Nicosia, Cypern	1 002	100	CYP 1,00		
- Lundin Lagansky BV	27292984	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Mintley Caspian Ltd	160901	Nicosia, Cypern	5 000	70	CYP 1,00		
- LLC PetroResurs	1047796031733	Moskva, Ryssland	1	100	RUR 10 000		
- Lundin Komi BV	53732561	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Tunisia BV	27284355	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Marine BV (under likvidation)	27275508	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
- Lundin Marine SARL (under likvidation)	06B090	Pointe Noire, Kongo	200	100	FCFA 5 000		
Lundin Petroleum SA	660.0.330.999-0	Collonge-Bellerive, Schweiz	1 000	100	CHF 100,00		
Lundin Services BV	27260264	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Ventures XVII BV	53732855	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Ventures XVIII BV	55709532	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Ventures XIX BV	55709362	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		

Under 2012 har de helägda bolagen Lundin Energy AB och Lundin Vietnam BV likviderats.

Lundin Marine BV, Lundin Marine SARL, Lundin South East Asia BV, Lundin Rangkas BV and Lundin Cambodia BV var under likvidation per den 31 december 2012.

STYRELSENS FÖRSÄKRAN

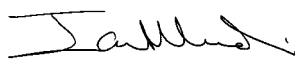
Styrelsen och koncernchef och VD i Lundin Petroleum AB har den 9 april 2013 godkänt årsredovisningen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012 för utfärdande.

STYRELSENS FÖRSÄKRAN

Styrelsen och koncernchef och VD försäkrar att moderbolagets årsredovisning har upprättats i enlighet med god redovisningssed i Sverige och koncernredovisningen har upprättats i enlighet med internationella redovisningsstandarder IFRS sådana de antagits av EU och ger en rättvisande bild av bolagets och koncernens finansiella ställning och resultat och ger en rättvisande översikt över utvecklingen av koncernens och moderbolagets verksamhet, samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm, 9 april 2013

Lundin Petroleum AB (publ) Org. Nr. 556610-8055



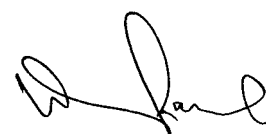
Ian H. Lundin
Styrelseordförande



C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD



Lukas H. Lundin
Styrelseledamot



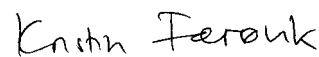
William A. Rand
Styrelseledamot



Magnus Unger
Styrelseledamot



Asbjørn Larsen
Styrelseledamot



Kristin Færøvik
Styrelseledamot



Revisionsberättelse

Till årsstämman i Lundin Petroleum AB (publ), org.nr 556610-8850

Rapport om årsredovisningen och koncernredovisningen

Vi har utfört en revision av årsredovisningen och koncernredovisningen för Lundin Petroleum AB (publ) för år 2012. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 73 - 111.

Styrelsens och verkställande direktörens ansvar för årsredovisningen och koncernredovisningen

Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för att upprätta en årsredovisning som ger en rättvisande bild enligt årsredovisningslagen och en koncernredovisning som ger en rättvisande bild enligt IFRS, såsom de antagits av EU, och årsredovisningslagen, och för den interna kontroll som styrelsen och verkställande direktören bedömer är nödvändig för att upprätta en årsredovisning och koncernredovisning som inte innehåller väsentliga felaktigheter, vare sig dessa beror på oegentligheter eller på fel.

Revisorns ansvar

Vårt ansvar är att uttala oss om årsredovisningen och koncernredovisningen på grundval av vår revision. Vi har utfört revisionen enligt International Standards on Auditing och god revisionssed i Sverige. Dessa standarder kräver att vi följer yrkesetiska krav samt planerar och utför revisionen för att uppnå rimlig säkerhet att årsredovisningen och koncernredovisningen inte innehåller väsentliga felaktigheter.

En revision innefattar att genom olika åtgärder inhämta revisionsbevis om belopp och annan information i årsredovisningen och koncernredovisningen. Revisorn väljer vilka åtgärder som ska utföras, bland annat genom att bedöma riskerna för väsentliga felaktigheter i årsredovisningen och koncernredovisningen, vare sig dessa beror på oegentligheter eller på fel. Vid denna riskbedömning beaktar revisorn de delar av den interna kontrollen som är relevanta för hur bolaget upprättar årsredovisningen och koncernredovisningen för att ge en rättvisande bild i syfte att utforma granskningsåtgärder som är ändamålsenliga med hänsyn till omständigheterna, men inte i syfte att göra ett uttalande om effektiviteten i bolagets interna kontroll. En revision innefattar också en utvärdering av ändamålsenligheten i de redovisningsprinciper som har använts och av rimligheten i styrelsens och verkställande direktörens uppskattningar i redovisningen, liksom en utvärdering av den övergripande presentationen i årsredovisningen och koncernredovisningen.

Vi anser att de revisionsbevis vi har inhämtat är tillräckliga och ändamålsenliga som grund för våra uttalanden.

Uttalanden

Enligt vår uppfattning har årsredovisningen upprättats i enlighet med årsredovisningslagen och ger en i alla väsentliga avseenden rättvisande bild av moderbolagets finansiella ställning per den 31 december 2012 och av dess finansiella resultat och kassaflöden för året enligt årsredovisningslagen. Koncernredovisningen har upprättats i enlighet med årsredovisningslagen och ger en i alla väsentliga avseenden rättvisande bild av koncernens finansiella ställning per den 31 december 2012 och av dess finansiella resultat och kassaflöden för året enligt IFRS, såsom de antagits av EU, och årsredovisningslagen. Förvaltningsberättelsen är förenlig med årsredovisningens och koncernredovisningens övriga delar.

Vi tillstyrker därför att årsstämman fastställer resultaträkningen och balansräkningen för moderbolaget och koncernen.

Rapport om andra krav enligt lagar och andra författningar

Utöver vår revision av årsredovisningen och koncernredovisningen har vi även utfört en revision av förslaget till dispositioner beträffande bolagets vinst eller förlust samt styrelsens och verkställande direktörens förvaltning för Lundin Petroleum AB (publ) för år 2012.

Styrelsens och verkställande direktörens ansvar

Det är styrelsen som har ansvaret för förslaget till dispositioner beträffande bolagets vinst eller förlust, och det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för förvaltningen enligt aktiebolagslagen.

Revisorns ansvar

Vårt ansvar är att med rimlig säkerhet uttala oss om förslaget till dispositioner beträffande bolagets vinst eller förlust och om förvaltningen på grundval av vår revision. Vi har utfört revisionen enligt god revisionssed i Sverige.

Som underlag för vårt uttalande om styrelsens förslag till dispositioner beträffande bolagets vinst eller förlust har vi granskat styrelsens motiverade yttrande samt ett urval av underlagen för detta för att kunna bedöma om förslaget är förenligt med aktiebolagslagen.

Som underlag för vårt uttalande om ansvarsfrihet har vi utöver vår revision av årsredovisningen och koncernredovisningen 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 de revisionsbevis vi har inhämtat är tillräckliga och ändamålsenliga som grund för våra uttalanden.

Uttalanden

Vi tillstyrker att årsstämman disponerar vinsten enligt förslaget i förvaltningsberättelsen och beviljar styrelsens ledamöter och verkställande direktören ansvarsfrihet för räkenskapsåret.

Stockholm den 9 april 2013

PricewaterhouseCoopers AB

Bo Hjälmarsson
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

FINANSIELL FEMÅRSÖVERSIKT

Resultaträkning (sammanfattning) TUSD	2012	2011	2010	2009	2008
Kvarvarande verksamhet					
Rörelsens intäkter	1 345 142	1 269 515	798 599	571 835	628 939
Produktionskostnader	-172 474	-193 104	-157 065	-155 311	-198 269
Avskrivningar	-191 444	-165 138	-145 316	-118 128	-95 046
Prospekteringskostnader	-168 480	-140 027	-127 534	-134 792	-110 023
Nedskrivning	-237 490	-	-	-644 766	-78 572
Bruttoresultat	575 254	771 246	368 684	-481 162	147 029
Vinst vid försäljning av tillgångar	-	-	66 126	4 589	20 481
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-31 722	-67 022	-40 960	-27 619	-19 684
Rörelseresultat	543 532	704 224	393 850	-504 192	147 826
Resultat från finansiella investeringar	-21 281	25 433	-12 507	29 559	-110 121
Resultat från andel i intressebolag	-	-	-	-25 504	4 480
Resultat före skatt	522 251	729 657	381 343	-500 137	42 185
Skatt	-418 401	-574 413	-251 865	-45 669	-40 824
Årets resultat från kvarvarande verksamhet	103 850	155 244	129 478	-545 806	1 361
Avyttrad verksamhet					
Årets resultat från avyttrad verksamhet	-	-	368 992	8 737	59 042
Årets resultat	103 850	155 244	498 470	-537 069	60 403
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare	108 161	160 137	511 875	-411 268	93 958
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande	-4 311	-4 893	-13 405	-125 801	-33 555
ÅRETS RESULTAT	103 850	155 244	498 470	-537 069	60 403

Balansräkning i sammanfattning (TUSD)	2012	2011	2010	2009	2008
Materiella anläggningstillgångar	2 913 813	2 345 354	2 014 242	2 556 275	2 704 556
Övriga anläggningstillgångar	44 105	44 080	129 944	119 093	259 515
Omsättningstillgångar	335 808	298 004	284 950	275 290	272 619
SUMMA TILLGÅNGAR	3 293 726	2 687 438	2 429 136	2 950 658	3 236 690
Eget kapital hänförligt till aktieägare	1 182 405	1 000 882	920 416	1 141 658	1 462 442
Innehav utan bestämmande inflytande	67 648	69 424	77 365	95 555	179 793
Summa eget kapital	1 250 053	1 070 306	997 781	1 237 213	1 642 235
Avsättningar	1 204 625	987 993	769 687	897 622	779 370
Långfristiga räntebärande skulder	406 744	226 324	476 671	558 327	555 626
Kortfristiga skulder	432 304	402 815	184 997	257 496	259 459
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	3 293 726	2 687 438	2 429 136	2 950 658	3 236 690

NYCKELTAL

Finansiella nyckeltal har beräknats på kvarvarande verksamhet.

Finansiell data (TUSD)	2012	2011	2010	2009	2008
Rörelseresultat	1 345 142	1 269 515	798 599	571 835	628 939
EBITDA	1 144 061	1 012 063	603 450	392 324	414 794
Årets resultat	103 850	155 244	129 478	-545 806	1 361
Operativt kassaflöde	831 366	676 201	573 380	384 511	444 923

Nyckeltal, aktie (USD)	2012	2011	2010	2009	2008
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,81	3,22	2,96	3,64	4,67
Operativt kassaflöde per aktie	2,68	2,17	1,84	1,23	1,41
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,64	2,88	1,79	1,56	1,92
Resultat per aktie	0,35	0,51	0,46	-1,34	0,11
Resultat per aktie efter full utspädning	0,35	0,51	0,46	-1,34	0,11
EBITDA per aktie	3,68	3,25	1,93	1,25	1,31
Utdelning per aktie	-	-	2,30	-	-
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	310 542 295	311 027 942	311 027 942	313 420 280	313 420 280
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	310 735 227	311 027 942	312 096 990	313 420 280	315 682 981

Börskurs	2012	2011	2010	2009	2008
Börskurs vid periodens slut (SEK)	149,50	169,20	83,65	56,60	28,07
Börskurs vid periodens slut (CAD)	22,87	24,54	N/A ¹	N/A ¹	N/A ¹

Nyckeltal (%)	2012	2011	2010	2009	2008
Räntabilitet på eget kapital	9	15	12	-38	-
Räntabilitet på sysselsatt kapital	35	53	24	-28	9
Nettoskuldssättningsgrad	30	15	36	40	35
Soliditet	38	40	41	42	51
Andel riskbärande kapital	66	69	67	66	71
Räntetäckningsgrad	75	59	19	-37	7
Operativt kassaflöde/räntekostnader	119	55	27	26	51
Direktavkastning	-	-	18	-	-

¹ Aktien är noterad på Toronto Stock Exchange från och med den 24 mars 2011.

DEFINITIONER AV NYCKELTAL

EBITDA: (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisation): Rörelseresultat före avskrivningar av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

Operativt kassaflöde: Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

Aktieägarnas egna kapital per aktie: Eget kapital hänförligt till aktieägare dividerat med antalet aktier i cirkulation vid periodens slut.

Operativt kassaflöde per aktie: Operativt kassaflöde dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Kassaflöde från verksamheten per aktie: Kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie efter full utspädning: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning.

EBITDA per aktie: EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden: Antal aktier vid periodens början med förändringar i antalet aktier vägt över tiden för den del av perioden de är utestående.

Räntabilitet på eget kapital: Resultat efter skatt dividerat med genomsnittligt eget kapital.

Räntabilitet på sysselsatt kapital: Resultat före skatt plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med genomsnittligt sysselsatt kapital (genomsnittet av balansomslutningen minus icke-räntebärande skulder).

Nettoskuldssättningsgrad: Räntebärande nettoskulder dividerat med eget kapital hänförligt till aktieägare.

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

Andel riskbärande kapital: Summan av totalt eget kapital och uppskjutna skatteskulder dividerat med balansomslutningen.

Räntetäckningsgrad: Resultat efter finansnetto plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med räntekostnader.

Operativt kassaflöde/räntekostnader: Rörelsens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med periodens räntekostnad.

Direktavkastning: Utdelning per aktie dividerat med börskursen vid periodens utgång.

OLJE- OCH GASRESERVER

Bevisade och sannolika oljereserver	Summa Mbbbl	Norge Mbbbl	Frankrike Mbbbl	Nederländerna Mbbbl	Malaysia Mbbbl	Tunisien Mbbbl	Ryssland Mbbbl
1 januari 2011	157 081	117 478	22 310	86	–	514	16 693

Förändringar under året							
– förvärv	4 037	4 037	–	–	–	–	–
– försäljningar	–	–	–	–	–	–	–
– förändringar	19 206	16 585	2 252	-9	–	-116	494
– utvidgningar och fyndigheter	12 934	11 500	1 314	–	–	120	–
– produktion	-10 250	-7 720	-1 118	–	–	-268	-1 144
31 december 2011	183 008	141 880	24 758	77	–	250	16 043

2012							
Förändringar under året							
– förvärv	4 073	4 073	–	–	–	–	–
– försäljningar	–	–	–	–	–	–	–
– förändringar	-5 756	2 460	143	18	–	-209	-8 168
– utvidgningar och fyndigheter	12 713	–	–	–	12 713	–	–
– produktion	-10 568	-8 501	-1 040	-2	–	-41	-984
31 december 2012	183 470	139 912	23 861	93	12 713	–	6 891

Bevisade och sannolika gasreserver	Summa MMscf ¹	Norge MMscf	Nederländerna MMscf	Indonesien MMscf
1 januari 2011	177 433	130 298	21 226	25 909

Förändringar under året				
– förvärv	–	–	–	–
– försäljningar	–	–	–	–
– förändringar	-10 013	-11 182	1 067	102
– utvidgningar och fyndigheter	10 230	7 100	3 130	–
– produktion	-11 421	-4 587	-4 275	-2 559
31 december 2011	166 229	121 629	21 148	23 452

2012				
Förändringar under året				
– förvärv	893	–	893	–
– försäljningar	–	–	–	–
– förändringar	-43 807	-42 317	3 782	-5 272
– utvidgningar och fyndigheter	–	–	–	–
– produktion	-14 893	-8 522	-4 156	-2 215
31 december 2012	108 422	70 790	21 667	15 965

¹ Bolaget har använt sig en faktor på 6 000 för att räkna om en scf till en boe.

Utav de totala bevisade och sannolika olje- och gasreserverna per den 31 december 2012 är 36 Mbbbl (37 Mbbbl) hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytande i andra dotterbolag i koncernen.

Reserverna per den 31 december 2012 har reviderats av den oberoende kvalificerade revisorn av olje- och gasreserver, ERC-Equipoise Ltd. (ERCE).

INFORMATION TILL AKTIEÄGARE

FINANSIELLA RAPPORTERINGSDATUM

Lundin Petroleum kommer att publicera följande rapporter:

- » 7 maj 2013 Rapport för de första tre månaderna (januari – mars 2013)
- » 7 augusti 2013 Rapport för de första sex månaderna (januari – juni 2013)
- » 6 november 2013 Rapport för de första nio månaderna (januari – september 2013)
- » 5 februari 2014 Bokslutsrapport 2013

Rapporterna finns tillgängliga på www.lundin-petroleum.com direkt efter offentliggörandet och utges på svenska och engelska.

ÅRSSTÄMMA

Årsstämman hålls senast sex månader från räkenskapsårets utgång. Samtliga aktieägare som är registrerade i aktieboken och som anmält deltagande i tid har rätt att delta i stämman och rösta för deras totala innehav av aktier. Aktieägare kan också närvara genom ombud och aktieägaren skall i så fall utfärda en skriftlig och daterad fullmakt. Fullmaktformulär finns på www.lundin-petroleum.com.

Årsstämma i Lundin Petroleum hålls onsdagen den 8 maj 2013 kl. 13.00 i Vinterträdgården, Grand Hotel, Södra Blasieholmshamnen 8 i Stockholm.

Deltagande

För att få rätt att delta vid årsstämman måste aktieägare:

- » vara införd i den av Euroclear Sweden AB förda aktieboken torsdagen den 2 maj 2013 och
- » anmäla sitt deltagande till Lundin Petroleum senast torsdagen den 2 maj 2013.

Anmälan om deltagande

- » per post till adress: Lundin Petroleum AB, c/o Computershare AB, Box 610, SE-182 16 Danderyd, Sverige
- » per telefon: +46 8 518 01 554
- » via e-mail: info@computershare.se
- » via hemsidan www.lundin-petroleum.com

Vid anmälan skall uppges namn, personnummer/organisationsnummer samt registrerat aktieinnehav, adress och telefonnummer dagtid.

Aktieägare som låtit förvaltarregistrera sina aktier måste genom förvaltarens försorg tillfälligt låta inregistrera aktierna i eget namn för att få rätt att delta i årsstämman och utöva sin rösträtt. Sådan registrering måste vara verkställd torsdagen den 2 maj 2013.

LUNDIN PETROLEUMS WEBBPLATS

För ytterligare information om bolagets verksamhet besök www.lundin-petroleum.com där Du kan finna bolagsinformation, information för investerare, press och media såväl som information avseende Lundin Petroleums globala verksamhet, bolagsstyrning och samhällsansvar.



OLJERELATERADE FÖRKORTNINGAR

bbl	Fat (barrel). 1 fat = 159 liter
bcf	Miljarder kubik fot. 1 kubikfot = 0,028 m ³
Bn	Miljarder
boe	Fat oljeekvivalenter
boepd	Fat oljeekvivalenter per dag
bopd	Fat olja per dag
Bn boe	Miljarder fat oljeekvivalenter
Mbbl	Tusen fat
Mbo	Tusen fat olja
Mboe	Tusen fat oljeekvivalenter
Mboepd	Tusen fat oljeekvivalenter per dag
MMbo	Miljoner fat olja
MMboe	Miljoner fat oljeekvivalenter
MMbpd	Miljoner fat per dag
MMbopd	Miljoner fat olja per dag
Mcf	Tusen kubikfot
Mcfpd	Tusen kubikfot per dag
MMscf	Miljoner standard kubikfot
MMscfd	Miljoner standard kubikfot per dag
MMbtu	Miljoner British thermal units

VALUTAFÖRKORTNINGAR

CHF	Schweiziska francs
CAD	Kanadensiska dollar
EUR	Euro
GBP	Brittiska pund
NOK	Norska kronor
RUR	Ryska rubler
SEK	Svenska kronor
USD	US dollar
TCHF	Tusen CHF
TSEK	Tusen SEK
TUSD	Tusen USD
MSEK	Miljoner SEK
MUSD	Miljoner USD

För ytterligare definitioner av olje- och gastermer och mått, se www.lundin-petroleum.com

Denna information har offentliggjorts i enlighet med lagen om värdepappersmarknaden (SFS 2007:528) och/eller lagen om handel med finansiella instrument (SFS 1991:980).

FRAMÅTRIKTADE UTTALANDEN

Vissa uttalanden samt viss informationen i detta meddelande utgör "framåtriktad information" (enligt tillämplig värdepapperslagstiftning). Sådana uttalanden och information (tillsammans, "framåtriktade uttalanden") avser framtida händelser, inklusive bolagets framtida resultat, affärsutsikter och affärsmöjligheter. Framåtriktade uttalanden inkluderar, men är inte begränsade till, uttalanden avseende uppskattningar av reserver och/eller resurser, framtida produktionsnivåer, framtida investeringar och fördelningen av dessa på prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter, framtida borrhningar samt andra prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av kvantiteter som ännu inte kan fastställas samt antaganden av företagsledningen.

Samtliga uttalanden, förutom uttalanden avseende historiska fakta, kan vara framåtriktade uttalanden. Uttalanden om bevisade och sannolika reserver och resurser kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "anticipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitans på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

RESERVER OCH RESURSER

Om inte annat anges är Lundin Petroleums reserv- och resurser per den 31 december 2012 och har förberetts och reviderats i enlighet med National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101") och Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook ("COGE Handbook"). Om inte annat anges avser alla reservestimat i denna årsredovisning "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P-reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver, resurser och produktion på sidorna 12 till 17.

BOEs

BOEs kan vara missledande, särskilt om det används isolerat. Konverteringsförhållandet för en BOE om 6 Mcf: 1 bbl är baserat på en konverteringsmetod för energilivskraftighet som är främst tillämplig vid brännaren och representerar inte ett likvärdigt värde vid borrhuvudet.

DESIGNATED FOREIGN ISSUER

Bolaget är en rapporterande emittent i vissa kanadensiska jurisdiktioner. Bolaget är dock en "designated foreign issuer" enligt definitionen i National Instrument 71-102 Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers och är föremål för utländska regulatoriska krav, inklusive NASDAQ OMX Stockholms krav. Bolaget är därmed undantaget från vissa krav som annars gäller för rapporterande emittenter i Kanada.

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



www.lundin-petroleum.com

