



Lundin Petroleum
ÅRSREDOVISNING 2011

levererar organisk tillväxt



LUNDIN PETROLEUM

Tio år av tillväxt – 2011 höjdpunkter	2
Brev till aktieägarna – C. Ashley Heppenstall	4
Ordförandes ord – Ian H. Lundin	6
Vår affärsmodell	8
Våra medarbetare	13
Vår marknad	14

VERKSAMHETEN

Våra verksamhetsområden	16
Områdeschefer	17
Norge	18
Malaysia	22
Övriga områden	24
Reserver och resurser	28
Produktion	31

STYRNING

Samhällsansvar – Corporate Responsibility	32
Bolagsstyrningsrapport 2011	40
– Styrelsen	44
– Bolagsledning	49
– Ersättningar	50
– Intern kontroll och riskhantering	52
– Styrelsen – Översikt	54
– Investeringskommittén/den verkställande ledningen – Översikt	56
Lundin Petroleum's aktie och aktieägare	58
Risker och riskhantering	60

Definitioner:

Referenser till "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.

FINANSIELLA RAPPORTER

Innehåll finansiella rapporter	63
Förvaltningsberättelse	64
Koncernens finansiella rapporter	72
Redovisningsprinciper	77
Noter till koncernens finansiella rapporter	83
Moderbolagets årsredovisning	96
Moderbolagets finansiella rapporter	96
Noter till moderbolagets finansiella rapporter	100
Styrelsens försäkran	102
Revisionsberättelse	103

YTTERLIGARE INFORMATION

Finansiell femårsöversikt	104
Nyckeltal	105
Olje- och gasreserver	106
Analytiker som följer Lundin Petroleum	107
Information till aktieägare	108
Definitioner	109

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 2011 om 851,0 MMboe globalt, 696,9 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. De betingade resurserestimaten i PL265 har sammanställts av Statoil, som operatör för PL265, och har inte reviderats för Lundin Petroleum's räkning. Se Reserver och resurser på sidorna 28 till 30.



levererar organisk tillväxt

Under året för bolagets tioårsjubileum upplevde Lundin Petroleum sitt mest framgångsrika år.

Den stora oljefyndigheten Johan Sverdrup, offshore Norge, kommer att vara omvälvande för Lundin Petroleum och kommer sannolikt att vara en av de mest värdefulla fyndigheter som någonsin gjorts i Nordsjön.

Tio år av tillväxt

2001

Starten

Lundin Petroleum bildas i samband med Talisman Energys förvärv av Lundin Oil i en transaktion värd 4 miljarder SEK sommaren 2001. Som en del av transaktionen erhåller Lundin Oils aktieägare en kontant utdelning om 36,50 SEK plus en aktie i Lundin Petroleum för varje aktie i Lundin Oil. Den 6 september 2001 började aktierna i det nya bolaget att handlas på Nya Marknaden på Stockholmsbörsen.

2002

Det första stora förvärvet

Den största händelsen under 2002 är förvärvet av Coparex International från BNP Paribas för 172,5 MUSD. Förvärvet av det franska prospekterings- och produktionsbolaget innebär ett tillskott av produktion med över 15 000 boepd från tillgångar i Frankrike, Nederländerna, Tunisien, Venezuela och Indonesien samt av reserver uppgående till 55 MMboe till den befintliga portföljen. Förvärvet omvandlar Lundin Petroleum från ett rent prospekteringsbolag till en viktig prospekterings- och produktionsaktör.

2003

Ett andra förvärv

Under 2003 görs en andra viktig transaktion då Lundin Petroleum tillkännager förvärvet av en tillgångsportfölj från DNO. Förvärvet inkluderar produktionstillgångar i Storbritannien och Norge som höjer produktionen till 28 900 boepd och ökar reserverna till 137 MMboe. Producerande fält som ingår i affären är Heather och Thistle i Storbritannien och Jotun i Norge.

2004

Broomfältet i produktion

Lundin Petroleum slutför DNO-förvärvet och påbörjar produktion på Broomfältet, ett satellitfält till Heatherfältet, offshore Storbritannien, med en bruttoproduktion om över 25 000 boepd. En oljefyndighet görs på Volundstrukturen i Norge, och ytterligare fyndigheter i Frankrike och Indonesien. Utbyggnadsplanerna för Alveimprojektet i Norge och Oudnafältet i Tunisien godkänns.

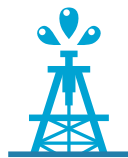
2005

Konsolideringen

Efter de två större förvärven blir 2005 ett år av konsolidering. Produktionen ökar till ett genomsnitt av 33 190 boepd och reserver certifieras till 142,6 MMboe. Utbyggnadsprojekten Alveim, offshore Norge, och Oudna, offshore Tunisien, fortskrider enligt plan.

2011 – vårt mest framgångsrika år hittills

JOHAN SVERDRUPFYNDIGHETEN
uppskattade betingade bruttoresurser



1,7–3,3 miljarder boe¹

PRODUKTION



33 300 boepd

RESERVER I SLUTET AV 2011



211 MMboe

EBITDA

1 012 MUSD

OPERATIVT KASSAFLÖDE

676 MUSD

ÅRETS RESULTAT

155 MUSD

¹ inkluderar Statoils uppskattning för Johan Sverdrup PL265 (900–1 500 MMboe)

2006**Oudnas produktionsstart**

Oljeproduktionen från Oudnafältet, offshore Tunisien, inleds i november 2006. Produktionen sker från en producerande borrhning som stöds av en vatteninjiceringsborrhning och plåtproduktionen uppgår till 20 000 bopd, brutto. Oudna inräknat uppgår Lundin Petroleum's produktion till 40 000 boepd. Lundin Petroleum blir verksam i Ryssland genom förvärvet av Valkyries Petroleum Corp. Det sorgliga budskapet om Lundin Petroleum's grundare Adolf H. Lundins bortgång meddelas.

2007**Organisk strategi bär frukt**

En betydande ny oljefyndighet görs på Lundin Petroleum's första borrhning som operatör offshore Norge. Lunofyndighetens bruttoresurser uppskattas inledningsvis till mellan 65 och 190 MMboe. Lundin Petroleum's genomsnittsproduktion 2007 var 34 000 boepd och reserverna ökade till 176,4 MMboe.

2008**Alvheims produktionsstart**

Efter slutförande av Alvheim FPSO-fartyget och utbyggnadsborrhning sker produktionsstart på Alvheimfältet i juni 2008. Fältets slutliga bruttoutvinning uppskattas uppgå till 215 MMboe, och plåtproduktionen uppskattas överstiga 90 000 boepd, brutto. Oljefyndigheter görs på Morskayastrukturen i Ryssland och på Gaupefältet, offshore Norge.

2009**Luno framgångsrikt utvärderat**

Efter den framgångsrika utvärderingen av Lunofyndigheten i PL338, offshore Norge, bekräftar Gaffney, Cline & Associates reserver om 95 MMboe. Reserverna utökas ytterligare till 149 MMboe efter en andra utvärderingsborrhning under 2010. Samtidigt kommer produktionen igång på Volundfältet i PL150. Volundfältet är en återkoppling under havsytan till FPSO-fartyget Alvheim. Kapacitetsrestriktioner för Alvheim FPSO:n gör att den kommersiella produktionen måste skjutas upp till 2010.

2010**Avaldsnes upptäcks**

En betydande oljefyndighet görs offshore Norge på Avaldsnesstrukturen (Johan Sverdrup PL501) öster om Lunofältet. De utvinningsbara resurserna uppskattas initialt till mellan 100 och 400 MMboe. Lundin Petroleum knoppar av sin verksamhet i Storbritannien till EnQuest plc. EnQuest förvärvar olje- och gasproduktion, utbyggnads- och prospekteringsstillgångar samt verksamhet i Storbritannien från både Lundin Petroleum och Petrofac Limited. Lundin Petroleum erhåller 55 procent av aktierna i EnQuest som delas ut till Lundin Petroleum's aktieägare. Utdelningen uppgår till 718 MUSD.

OPERATIVA HÖJDPUNKTER 2011

- » Gigantisk oljefyndighet på Johan Sverdrup i Norge
 - betingade bruttoresurser uppskattas till mellan 1,7 och 3,3 miljarder boe.
- » Sex andra fyndigheter under 2011
 - Caterpillar, Tellus och Skalle i Norge
 - Tarap, Cempulut och Janglau i Malaysia
- » Stark produktion i den övre delen av det förväntade intervallet
- » Reserver och betingade resurser mer än 1 miljard fat
 - Reserver ökade 21 procent
 - Betydande ökning av betingade resurser

FINANSIELLA HÖJDPUNKTER 2011

- » Resultat före skatt var 155,2 MUSD, en ökning med 20 procent från 2010
- » EBITDA för året uppgick till 1 012,1 MUSD, en ökning med 68 procent från 2010
- » Operativt kassaflöde var 676,2 MUSD, en ökning med 18 procent från 2010
- » Nettoskuld på 133 MUSD, en minskning från 410 MUSD den 31 december 2010

UTSIKTER 2012

- » Omfattande prospekterings-/utvärderingsprogram i Norge och Malaysia
- » Fortsatt utvärdering av Johan Sverdrupfyndigheten
- » Produktionsstart av Gaupefältet
- » Brynhildfältets utbyggnad pågår
- » Godkännande och start av Lunofältets utbyggnad

“ Detta gör fyndigheten till en av de fem största fyndigheterna som någonsin gjorts på den norska kontinentalsockeln och den största sedan mitten av 1980-talet

C. ASHLEY HEPPENSTALL

KONCERNCHEF OCH VD

Kära aktieägare

Det gläder mig att uppdatera er om Lundin Petroleums utveckling till följd av vår exceptionella framgång under 2011. Det här året var transformerande för bolaget då det stod klart att Avaldsnes/Aldous (som ändrat namn till Johan Sverdrup) är en av de största fyndigheter som någonsin gjorts i Nordsjön. Vår strategi som grundar sig på organisk tillväxt genom prospektering har levererat fantastisk framgång vilket har resulterat i en ökning om 100 procent av Lundin Petroleums aktiekurs under 2011, vilket motsvarar ett ökat aktieägarvärde om 27 miljarder kronor.

Den största nyheten under året var helt klart de ökade betingade resurserna för Avaldsnesfyndigheten, offshore Norge. Som vi tidigare indikerat sträcker sig Avaldsnesstrukturen västerut in i PL265 där Statoil är operatör och detta bekräftades med fyndigheten Aldous Major South. Avaldsnes och Aldous Major South som nu har ändrat namn till Johan Sverdrup är i själva verket ett gigantiskt sammanhängande oljefält. Johan Sverdrup uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om mellan 1,7 och 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja. Detta gör fyndigheten till en av de fem största fyndigheterna som någonsin gjorts på den norska kontinentalsockeln och den största sedan mitten av 1980-talet. Fyndigheten är vidare belägen på 115 meters vattendjup, i ett reservoardjup om mindre än 2 000 meter, i närheten av existerande infrastruktur med ledig kapacitet och består av olja av utmärkt kvalitet. Det är verkligen anmärkningsvärt att en fyndighet av denna storlek och kvalitet har gjorts av Lundin Petroleum, i hjärtat av den norska Nordsjön, 45 år efter att man började prospektera i området.

Prioriteten för 2012 är att till fullo utvärdera fyndigheten för att bättre definiera resursintervallet och bidra med information för planering av utbyggnaden. Resultaten av den första utvärderingsborrningen under 2012, vars målsättning var den södra förlängningen av fyndigheten, var en besvikelse då den översta reservoaren påträffades djupare än förväntat och under kontakten mellan olja och vatten. Utvärderingsborrning kommer dock att fortsätta med sannolikt ytterligare fem till sju nya borrningar i PL501 och PL265 under 2012. Parallellt med utvärderingsprogrammet arbetar vi nära med Statoil och våra partners för att föra den konceptuella projektplaneringen vidare. Fyndigheten kommer att vara en stor bidragsgivare till produktionen från Nordsjön under många år framöver och kommer att vara en av de mest värdefulla fyndigheterna som någonsin gjorts i Nordsjön tack vare dess storlek, läge och reservoarkvalitet.



Finansiellt resultat

Lundin Petroleum producerade ett utmärkt finansiellt resultat för 2011 med ett resultat efter skatt för året om 155,2 MUSD. Det starka produktionsresultatet har fortsatt och resulterat i operativt kassaflöde om 676,2 MUSD och EBITDA om 1 012,1 MUSD för året. Vår balansräkning är fortsatt lågt belånad med en nettoskuld på enbart 133 MUSD, med tillgångar som understödjer en mycket högre belåningsgrad om så krävs. Vi förväntar oss att fortsätta generera ett starkt operativt kassaflöde från våra producerande tillgångar, vilket kommer att utgöra den primära finansieringskällan för våra framtida utbyggnads- och prospekteringsutgifter. Som en följd av att Lunofältets utbyggnadsprojekt går vidare kommer vi sannolikt omförhandla vår existerande reservbaserade kreditfacilitet under 2012 för att förse bolaget med ytterligare finansiell flexibilitet.

Lundin Petroleum har inte sökt finansiering från aktieägarna sedan den initiala nyemissionen om 50 miljoner USD då bolaget bildades för 10 år sedan. Vår tillväxt har finansierats från internt genererade kassaflöden och konservativt utnyttjande av banklån. Denna finansiella strategi kommer att fortsätta och det är osannolikt att ytterligare eget kapital kommer att krävas inom överskådlig framtid.

Resurser

Vi har varit mycket framgångsrika med att öka vår reservbas genom prospekterings- och utvärderingsborrning och detta fortsatte under 2011. Våra reserver, som är föremål för en oberoende revision av Gaffney, Cline & Associates, ökade med 21 procent till 211 MMboe och vi har återigen uppnått en enastående reserversättningsgrad om 264 procent.

Utöver våra reserver ökade våra betingade resurser med över 200 procent till 851 MMboe, framförallt som en följd av Johan Sverdrupfältet. Lundin Petroleum har därmed ökat sina reserver och betingade resurser, netto, till över en miljard fat.

Produktion

Under 2011 var produktionen i genomsnitt 33 300 fat oljeekvivalenter per dag (boepd), vilket motsvarar den övre delen av vår prognos. Vår produktionsprognos för 2012 är mellan 32 000 och 38 000 boepd, vilket motsvarar en ökning om fem procent från 2011 vid mittpunkten av vår prognos. Produktionsstarten av Gaupefältet, offshore Norge, i slutet av det första kvartalet, samt nya produktionsborrningar på både Alvheim- och Volundfälten, kommer att vara drivande för produktionsökningen under 2012.

Utbyggnad

Vi har gjort strålande framsteg med våra utbyggnadsprojekt och är inom tidsplanen för att uppnå den uppskattade fördubblingen av vår produktion till slutet av 2015. Produktionsmålet om 70 000 boepd kommer främst att drivas av våra olika norska utbyggnadsprojekt. Även om det är för tidigt att prata om produktionsuppskattningar från Johan Sverdrupfältet, tror jag att det är konservativt att anta att vår nettoproduktion åtminstone kommer att fördubblas igen efter produktionsstarten av detta fält.

Prospektering

Vår inställning har alltid varit att den norska kontinentalsockeln representerar ett område med utmärkt prospekteringspotential, trots att den ansetts vara ett moget område. De historiskt sett högre skatterna i förhållande till Storbritannien, tillsammans med det

faktum att oberoende oljebolag inte varit aktiva i Norge mer än 10 år, innebar att prospekteringsaktiviteten var mycket lägre i Norge än i Storbritannien. De geologiska förutsättningarna är i princip desamma och den lägre borraktiviteten i Norge skapar därför en möjlighet för aktiva prospekteringsdrivna bolag som Lundin Petroleum. Våra prospekteringsframgångar med fyndigheter som Volund, Luno, Apollo och nu Johan Sverdrup visar tydligt att denna strategi har fungerat.

Vi är hur som helst övertygade om att det finns mer att hitta. Trots att prioritet ges till utvärderingen av Johan Sverdrupfältet beträffande riggkapacitet har vi ett aktivt prospekteringsprogram i Norge under 2012 med åtta nya prospekteringsborrningar. Vi kommer att genomföra tre nya prospekteringsborrningar i den södra delen av Utsirahöjden där vi anser att vi har mycket god kännedom om området under havsbotten. Prospekteringsborrning kommer att fortsätta under 2013. Vi kommer att genomföra borrningen Albert i Møre Basin i norra Nordsjön i närheten av nyligen gjorda intressanta fyndigheter i Storbritannien och Norge. I Barents hav, där vi är en av de största innehavarna av areal, har vi områden nära Statoils fyndigheter Skrugard och Havis och vi kommer att genomföra en prospekteringsborrning där under 2012.

Vårt prospekteringsborrprogram i Malaysia fortskrider väl. Gasfyndigheten Tarap som meddelades under det andra kvartalet 2011 har följts av ytterligare en gasfyndighet i Cempulut. De två fyndigheterna tillsammans med en tredje befintlig fyndighet i vår licens innebär att vi har betingade resurser på över 250 miljarder kubik fot (bcf) gas i block SB303, offshore Sabah, östra Malaysia.

Happy Birthday

Lundin Petroleum firade sitt tioårsjubileum under 2011. Efter försäljningen av Lundin Oil till Talisman Energy och skapandet av väsentligt värde till aktieägarna startade vi Lundin Petroleum 2001, med ungefär 50 million USD i eget kapital (kontant). Idag är vi ett av de största oberoende prospekterings- och produktionsbolagen i Europa. Jag är mycket stolt över att vi har kunnat få bolaget att växa till ett börsvärde på 8 miljarder USD över 10 år utan att be aktieägarna om nytt kapital. Denna framgång kommer inte utan hårt arbete och uppoffringar från min ledningsgrupp och anställda.

För tio år sedan, i mitt första brev till aktieägarna, när vi startade Lundin Petroleum, talade jag om vår framlidne grundare Adolf Lundins livslånga sökande efter den svårfångade elefanten – eller oljefält med en miljard fat. Min slutkommentar var att "Lundin Petroleum planerar att leverera". Ja, Adolf vi levererade och jag vet att du ser ner på oss alla som en mycket stolt man. Vi ser fram emot de kommande 10 åren och avser att fortsätta leverera.

Med vänliga hälsningar



C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD



Bästa aktieägare

2011 firade Lundin Petroleum tio år av framgångar. Naturligtvis har vi till stor del vår grundares vision att tacka för denna enastående utveckling, men det finns inget som slår erfarenhet och hårt arbete när det gäller att åstadkomma resultat. Denna kombination av vision och erfarenhet, med stöd av hårt arbete och en hängiven ledningsgrupp, har möjliggjort Lundin Petroleums fantastiska tillväxt sedan den blygsamma starten 2001.

Från den inledande nyemissionen på 50 miljoner USD (kontant) och utan producerande tillgångar, har Lundin Petroleum idag ett marknadsvärde på 8 miljarder USD och en produktion om över 33 000 boepd.

Detta är bara början. Lundin Petroleum har 851 miljoner fat av betingade resurser förutom sina reserver om 211 miljoner fat oljeekvivalenter, och vi är nu det näst största oljebolaget i Norge mätt i resurser. Bolaget har även löpande ersatt produktion och ökat reserverna under sitt första verksamma decennium. Med flera nya fält på väg att tas i produktion under 2012, 2013, 2014 och 2015, förväntas bolagets produktion att fördubblas till 70 000 boepd fram till 2015 och kommer sannolikt att fördubblas ännu en gång när produktionen från Johan Sverdrupfältet kommer igång.

Denna tillväxt är av ett slag som mycket få bolag kan leverera och är kännetecknande för oljeprospekteringsbranschen. Fyndigheten Johan Sverdrup i PL501 (tidigare Avaldsnes) upptäcktes så sent som i oktober 2010. Efter två framgångsrika utvärderingsborrningar och fyndighetsborrningen av Johan Sverdrup PL265 (tidigare Aldous Major South) tillkännagavs det nya resursintervallet den 30 september 2011, vilket gör Johan Sverdrup till en av världens största fyndigheter under 2011.

“ Vi har visat att det är möjligt att uppnå betydande organisk tillväxt i olje- och gasbranschen

IAN H. LUNDIN
STYRELSEORDFÖRANDE

Även om det ter sig omöjligt att upprepa denna extraordinära framgång skulle jag inte vara alltför säker på det. Prospekteringsborrprogrammet för 2012 riktar in sig på några högst intressanta potentiella strukturer såväl i Norge som i Malaysia. Bolagets värdefulla licensposition på den norska kontinentalsockeln innebär att denna borraktivitet kommer att fortsätta under flera år framöver.

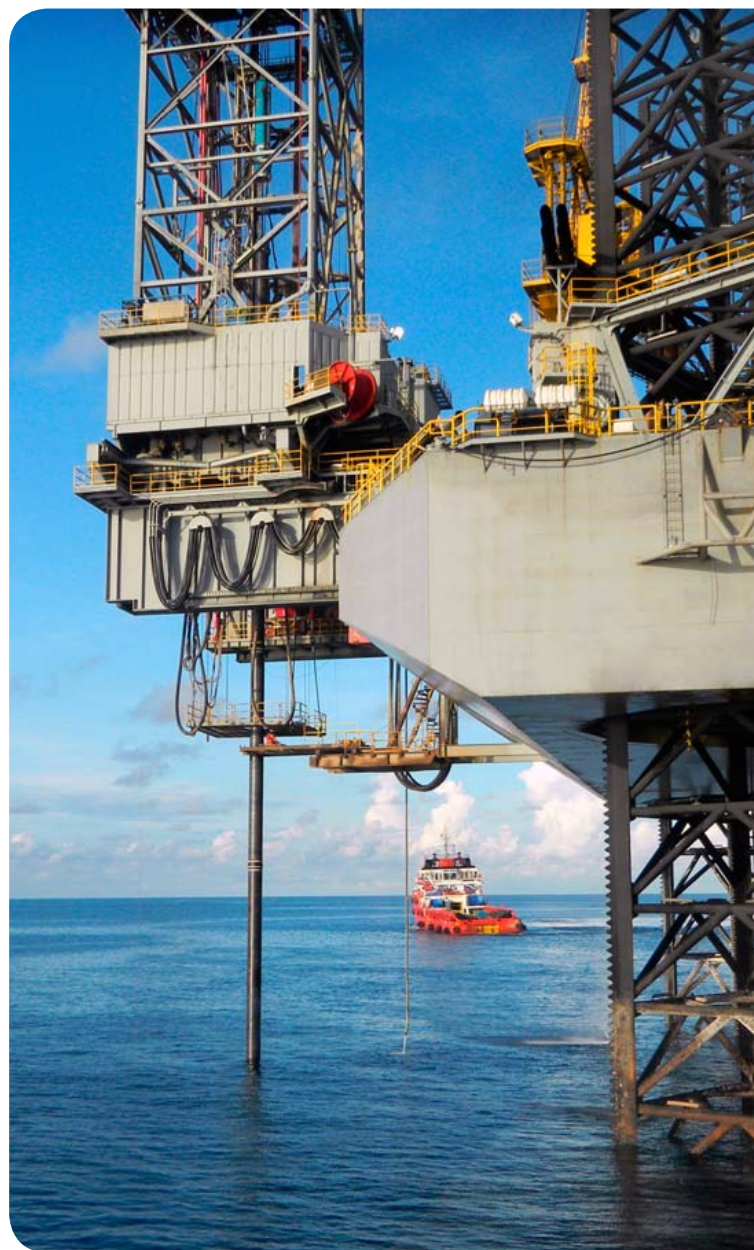
Lundin Petroleum har etablerat sig som ett företag, som inte bara vet var man ska borra efter olja, utan också levererar projekt punktligt och inom budgetramarna. Lunofältet kommer att vara Lundin Petroleums största utbyggnadsprojekt så här långt. Med en budget om 4 miljarder USD, brutto, och en designkapacitet på 120 000 bopd, blir Luno ett betydande utbyggnadsprojekt offshore Norge. Detta projekt kommer också att få stora konsekvenser för den norska byggindustrin och jag är mycket nöjd över att bolaget redan har hunnit säkra både varvsplats för jacketstrukturen och riggkapacitet för Lunoutbyggnaden som väntas komma i produktion i slutet av 2015.

Jag kan inte nämna framgången i Norge utan att lyfta fram vårt norska team vars resultat överträffat våra vildaste förväntningar. Under ledning av Torstein Sanness och Hans Christen Rønnevik har Lundin Norway AS visat att den norska kontinentalsockeln är långtifrån mogen som oljeområde. Den enda frågan som nu ställs är när och var nästa elefant ska upptäckas.

I november 2011 fick Lundin Petroleum ta emot pris som "Explorer of the Year", det vill säga som branschens bästa prospekteringsbolag, och vår VD Ashley Heppenstall mottog priset som "Executive of the Year" bland branschens företagsledare. Utmärkelserna delades ut av The Oil Council i London. Dessutom mottog Hans Christen Rønnevik, vår prospekteringschef i Norge, Norsk Petroleumsforenings hederspris för sina och sitt teams insatser i Norge.

Lundin Petroleums fantastiska tillväxt har åstadkommit utan tillskott av kapital (kontant) efter den inledande nyemissionen om 50 MUSD då bolaget biladades för 10 år sedan. Vi har visat att det är möjligt att uppnå betydande organisk tillväxt i olje- och gasbranschen och jag räknar med att Lundin Petroleum kommer fortsätta att växa under de kommande 10 åren genom att göra det vi gör bäst – leta efter och producera olja.

Jag skulle vilja avsluta med några tankar om Adolf H. Lundin, min far och Lundin Petroleums grundare. Han hyste en stark tilltro till tanken om en effektiv och ansvarsfull prospektering och utveckling av naturtillgångar för mänsklighetens bästa. Denna grundsyn, kombinerad med en osviklig optimism, skulle komma att leda och motivera honom under hela hans liv och karriär. Adolf var övertygad om att den ekonomiska nyttan av ansvarsfullt utvecklade naturtillgångar har stor betydelse för att lindra fattigdom, krig och sjukdom. Under decenniet som gått har Lundin Petroleum och min familj varit föremål för grova och ogrundade anklagelser angående vissa av våra tidigare verksamheter, särskilt Sudan. Dessa anklagelser om att



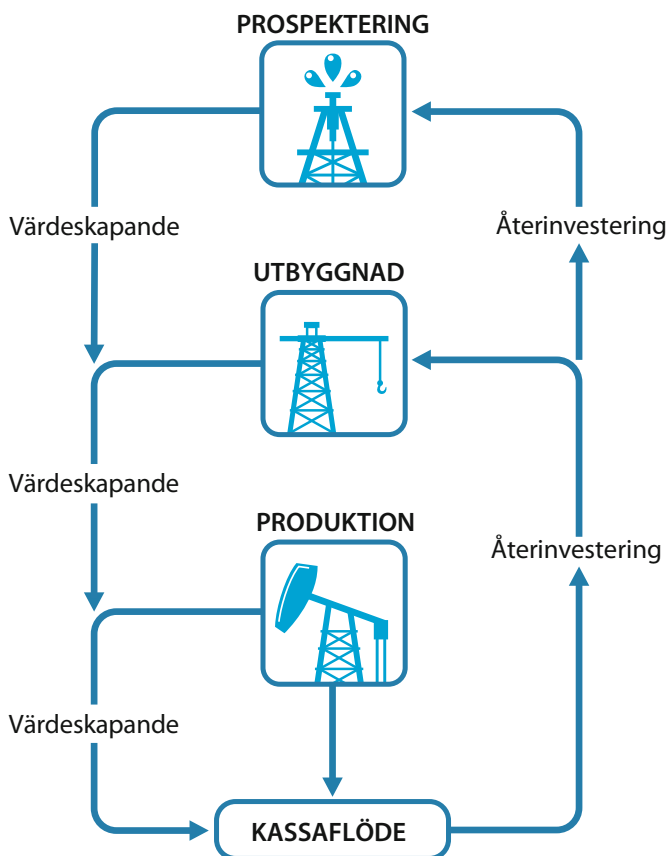
Lundin Petroleum och dess anställda och styrelseledamöter var inblandade i, eller medverkade till, oegentligheter är fullständigt felaktiga. Vi på Lundin Petroleum är stolta över det som vi har uppnått, och jag är övertygad om att Adolf skulle vara stolt över oss och våra prestationer.

Med vänliga hälsningar

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

organiskt värdeskapande

Lundin Petroleum's affärsmodell är att skapa aktieägarvärde genom utvinning av kolväten. Lundin Petroleum's 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. Kassaflödet 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.



VISION

Som ett internationellt bolag verksamt 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.

STRATEGI

Lundin Petroleum följer följande strategi:

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

levererar organiskt värdeskapande genom



prospektering

– organisk tillväxt genom borrhningar



reserver och produktion

– omvandla fyndigheter till kassaflöde



opportunistiskt värdeskapande

– frigöra värde i vår tillgångsportfölj





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.

Vårt mål är att fortsätta öka våra resurser genom en prospekteringsbaserad organisk tillväxtstrategi. Vi kommer även fortsätta allokera betydande kapital till investeringar i våra prospekteringsaktiviteter och tror att detta kommer att leda till fortsatt värdeskapande för Lundin Petroleum.

Under de tio år som Lundin Petroleum existerat har bolaget prospekterat i många länder, men har nu koncentrerat sina prospekteringsaktiviteter till två kärnområden, Norge och Sydostasien.

I Norge gick vi efter framgångarna under 2010 vidare med två utvärderingsborrningar, med sidospårborrningar, på Avaldsnesfältet i PL501 som upptäcktes 2010. Den framgångsrika utvärderingen av Avaldsnes gav oss möjlighet att utöka våra uppskattade betingade resurser från mellan 100 och 400 MMboe till ett intervall om mellan 800 och 1 800 MMboe. Samtidigt som Avaldsnes utvärderades borrade Statoil, som operatör, Aldous Major Southfyndigheten i angränsande PL265. Denna fyndighet, som slutligen bekräftades vara sammanhängande med Avaldsnes, följdes av en utvärderingsborrning som gjorde det möjligt för Statoil att uppskatta betingade resurser till mellan 900 och 1 500 MMboe i PL265. Fyndigheterna Avaldsnes och Aldous Major South har visat sig vara ett fält vilket nu har ändrat namn till Johan Sverdrup. Diskussioner avseende samordning pågår mellan PL265- och PL501-partners för att komma överens om hur fältet ska tas vidare till utbyggnad.

Lundin Petroleum har även haft prospekteringsframgångar i Tellusborrningen i PL338, som har införlivats med utbyggnaden av Lunofältet, och Skalleborrningen i PL438, som resulterade i en gasfyndighet med uppskattade betingade bruttoresurser om mellan 88 och 283 miljarder kubikfot (bcf). Skallefyndigheten ligger cirka 25 km från det producerande gasfältet Snøhvit.

Vår licensposition i Norge fortsätter att växa med tio nya licenser tilldelade i januari 2011 genom 2010 års APA licensrunda, samt ytterligare tio licenser tilldelade i januari 2012 efter en framgångsrik 2011 års APA licensrunda. Vi planerar att genomföra åtta prospekterings- och sex utvärderingsborrningar i Norge 2012.

Lundin Petroleums andra kärnområde för prospekteringsaktiviteter är Sydostasien. Vi slutförde vårt första borrhprogram omfattande fem borrhningar i Malaysia under 2011 med positiva resultat från tre prospekteringsborrningar och en utvärderingsborrning. Prospekteringsborrningen Tarap i block SB303, offshore Sabah, östra

PROSPEKTERING HÖJDPUNKTER 2011

Norge

- » **Avaldsnesfyndighetens utvärderingsprogram**
– betingade resurser 800–1 800 MMboe
- » **Aldous Major Southfyndighet och utvärdering**
– betingade resurser 900–1 500 MMboe¹
- » **Caterpillarfyndigheten**
- » **Tellusfyndigheten**
- » **Skallefyndigheten**

Malaysia

- » **Tre framgångsrika prospekteringsborrningar**
- » **Framgångsrik utvärdering av Bertamfyndigheten**

¹ Statoils uppskattning

Malaysia, slutfördes i juli 2011 som en gasfyndighet. De betingade bruttoresurserna i Tarapfyndigheten uppskattas till 171 bcf. Prospekteringsborrningen Cempulut, också i block SB303, resulterade även den i en gasfyndighet. Det finns en tredje fyndighet, med namnet Titik Terang, i avtalsområdet för block SB303. De tre fyndigheterna är belägna i närheten av varandra och har uppskattade betingade bruttoresurser om över 250 bcf. Det finns flera alternativ för kommersialisering av gas i Sabahområdet och Lundin Petroleum utvärderar nu potentialen för en grupputbyggnad av de tre fyndigheterna. Prospekteringsborrningen i block PM308A Janglau-1, som genomfördes i november 2011, var en oljefyndighet som bekräftade en ny prospekteringsmodell i sand från oligocenåldern (intra-rift). Ytterligare utvärderingsborrning krävs för att bedöma om fyndigheten är kommersiell.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307, offshore Malaysiska halvön. Ett program för insamling av 3D-seismik över 2 100 km² genomfördes under 2011. I januari 2012 avslutades utvärderingsborrningen Bertam-2 med framgång och den bekräftade förlängningen och kvaliteten av den oljeförande sandstensreservoaren. Bertamfältet är troligtvis ett kommersiellt oljefält och det pågår nu studier för att bestämma potentiella utbyggnadskoncept.

Ytterligare fem prospekteringsborrningar planeras i Malaysia, offshore Sabah och offshore Malaysiska halvön, under 2012 med förväntad start under andra kvartalet 2012.



reserver och 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.

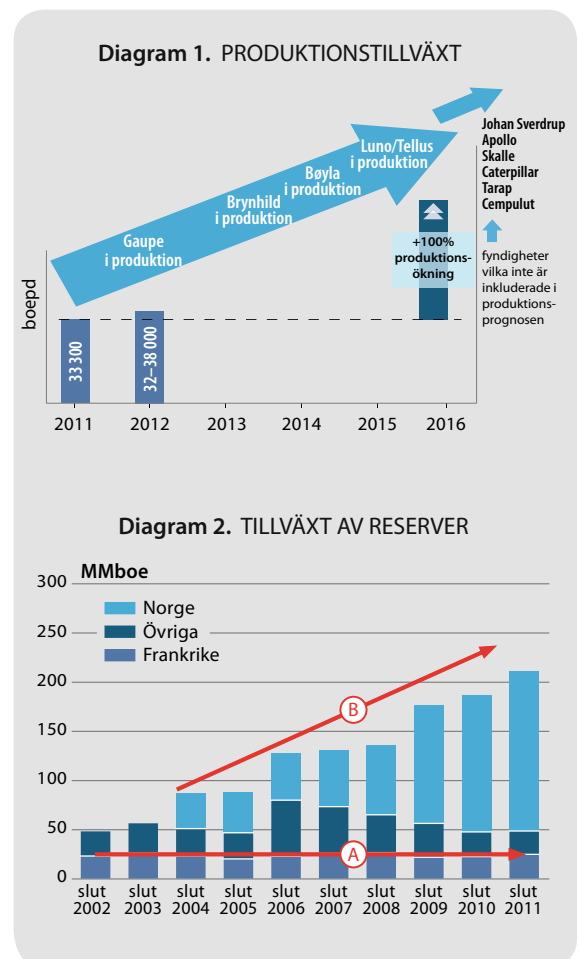
Vårt mål är att åtminstone fördubbla produktionen fram till 2015 genom att utarbeta och genomföra utbyggnadsplaner för våra nuvarande reserver. Vidare kommer den senaste tidens prospekteringsframgångar, vilka i dagsläget är klassificerade som betingade resurser, att utvärderas och vidareutvecklas i syfte att konvertera dem till reserver så snart som möjligt. Utbyggnaden av dessa reserver kommer att leda till fortsatta produktionsökningar för Lundin Petroleum. I diagram 1 redovisas utbyggnadsprojekt och förväntade produktionsökningar för den närmaste tiden.

Vår framgång med denna strategi kan illustreras av två exempel. I slutet av 2002, strax efter att Lundin Petroleum hade bildats, redovisade vi cirka 23 MMboe av reserver för våra franska tillgångar. I slutet av 2011 var våra reserver i Frankrike 25 MMboe, trots att vi hade producerat cirka 13 MMboe från samma tillgångar under de mellanliggande åren (illustrerat av linje A i diagram 2). Med andra ord har Lundin Petroleum, genom sin organiska tillväxtstrategi, utökat sin franska reservbas med 61 procent. Denna positiva utveckling innebär att produktionen avtar långsamt. Efter tio år producerar vi fortfarande mer än 3 000 boepd och produktionen förväntas öka de kommande åren.

Ett annat exempel är Norge. Lundin Petroleum redovisade reserver i Norge första gången i slutet av 2003. Tack vare den framgångsrika utbyggnaden och driften av Alvheimfältet och fyndigheterna Volund, Luno och Gaupe, har reserverna stigit till 162 MMboe i slutet av 2011 (illustrerat av linje B i diagram 2). Produktion kom igång på dessa fält, och gick från noll 2003 till 23 200 boepd år 2011, och förväntas nu mer än fördubblas till slutet av 2015 när Lunofältet sätts i produktion.

Lundin Petroleum har under 2011 hållit fast vid sitt starka fokus på att omvandla fyndigheter till reserver, och reserver till produktion. Reserverna ökade med 21 procent till 210,7 MMboe och produktionen var runt fem procent högre än vår initiala prognos.

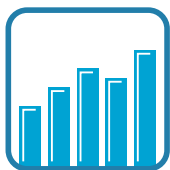
I Norge ledde de utmärkta resultaten på Alvheimfältet och Volundfältet till en årlig produktion om 23 200 boepd, en ökning med 27 procent jämfört med 2010. Tre nya borrhningar genomfördes på Alvheim. Därutöver avslutades i stort sett utbyggnaden av Gaupefältet med två utbyggnadsborrhningar och installationen av anläggningar under havsytan. Produktionsstart förväntas ske i slutet av första kvartalet 2012 när fältet återkopplas till Armadafältets produktionsanläggning i Storbritannien. Reserverna utökades med, bland annat, upptäckten av Tellusfältet norr om Lunofältet. Tellusfältet har nu inkluderats i utbyggnadsplanen för Lunofältet, som



lämnades in i januari 2012 och som har som målsättning produktionsstart i slutet av 2015.

I Frankrike ökade reserverna med 13 procent, främst till följd av att utbyggnadsplanen för Vert la Gravellefältet inkluderats. Full utbyggnad av Grandvillefältet, vars produktion startade för 52 år sedan (1959), påbörjades under 2011 med två borrhningar och uppförande av ett produktionscenter. Ytterligare sex borrhningar är planerade för 2012 och den första produktionen via produktionscentret förväntas under andra kvartalet 2012.

Framtida tillväxt av reserver och produktion förväntas från Johan Sverdrupfyndigheten i Norge. Totala betingade resurser till Lundin Petroleum uppskattas till 640 MMboe, netto (520 MMboe i PL501 där Lundin Petroleum är operatör och 120 MMboe i PL265 enligt operatören Statoils uppskattning).



opportunistiskt värdeskapande

– frigöra värde i vår tillgångsportfölj

EXEMPEL PÅ TIDIGARE VÄRDESKAPANDE

- » Avknoppning av verksamheten i Storbritannien till EnQuest och utdelning av aktier 2010
- » Utdelning av Etrionaktier 2010
- » Avyttring av Salawatitillgångarna i Indonesien 2010

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 Petroleums aktiekurs. Om det bedöms att en tillgång är 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.

Lundin Petroleum har skapat innovativa lösningar för att generera värde för aktieägarna ur bolagets tillgångar. När det konstateras att en tillgångs fulla värde kan realiseras genom en försäljning, eller när en tillgång inte anses tillhöra Lundin Petroleums kärnverksamhet, kan den bjudas ut till försäljning. Ibland kan en tillgångs fulla värde endast realiseras under en längre tidsperiod, och denna framtida värdeökning kommer då inte att avspeglas fullt ut i försäljningspriset. Lundin Petroleum såg detta med sina brittiska tillgångar och förpackade tillgångarna i ett separat och mer fokuserat bolag och delade ut aktierna i bolaget till aktieägarna på ett skattemässigt effektivt sätt. Denna åtgärd har gett Lundin Petroleums aktieägare möjlighet att behålla tillgångarna och delta i den framtida värdeökningen genom en lösning som bättre avspeglar värdegenereringen.



Fast beslutna att skapa värde

Lundin Petroleum anser att kvaliteten på medarbetarna är den enskilt viktigaste faktorn för bolagets framgångar. Vi har varit fast beslutna att investera i våra begåvade och erfarna medarbetare och detta syns tydligt i de resultat som bolaget levererat.

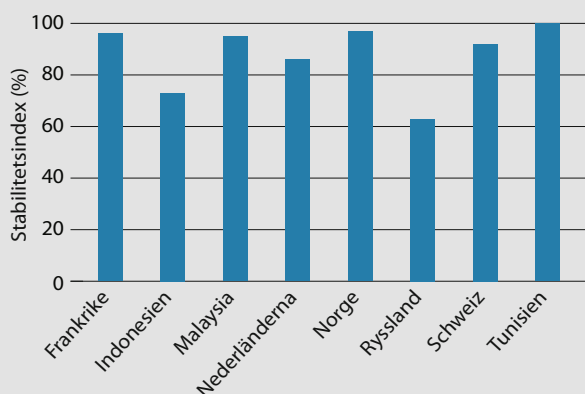
Under de tio senaste åren har Lundin Petroleum visat sig vara mycket framgångsrikt när det gäller att locka och behålla de främsta talangerna i branschen. Detta har åstadkommit trots den brist på kompetenta medarbetare som branschen står inför. Denna brist kommer att bli mer akut de närmaste åren.

Lundin Petroleum har kunnat utveckla sitt varumärke som arbetsgivare med högt anseende i många av sina verksamhetsområden, och är i nuläget en av de mest attraktiva arbetsgivarna i branschen. Bolaget erbjuder möjligheter till personlig utveckling inom alla yrkesområden, vilket kommer att göra det möjligt att fortsätta locka och behålla medarbetare i världsklass.

Vid 2011 års slut hade Lundin Petroleum cirka 300 anställda och anlidade därutöver 200 konsulter och uppdragstagare i våra olika verksamheter. Denna värdefulla kompetensbas av högt kvalificerade och erfarna personer med branscherfarenhet är utan tvekan den viktigaste och drivande faktorn för våra gemensamt uppnådda framgångar hittills.

Lundin Petroleum fortsätter att upprätthålla ett starkt och åtråvärt stabilitetsindex, vilket är en viktig drivande faktor för vår kontinuerliga framgång och förmåga att i framtiden bedriva verksamhet.

ANSTÄLLDA STABILITETSINDEX 90%



Stabilitetsindex (%) =

$$\frac{\text{Antal anställda som varit anställda i ett år eller mer} \times 100}{\text{Totalt antal anställda som var i tjänst för ett år sedan}}$$

LUNDIN PETROLEUMS PERSONALPRINCIPER:

- » Koppla belöning och rörlig ersättning till individuellt fastställda prestationsmål för att uppmuntra till enastående engagemang och prestationer, vilket i sin tur ökar värdeskapandet i alla delar av Lundin Petroleum.
- » Engagemang, delaktighet och medverkan genom vår prestationsledningsprocess (Performance Management Process). Stödja och uppmuntra fortbildning och personlig utveckling.
- » Ha innovativa strategier för att rekrytera och behålla medarbetare.
- » Uppmuntra en säker och respektfull arbetsmiljö för alla medarbetare där hälsa, säkerhet och miljö (HSE), mångfald och lika möjligheter är av yttersta vikt och är inskrivet i Lundin Petroleums uppförandekod och Green Book.
- » Fortsätta att upprätthålla ett starkt stabilitetsindex avseende medarbetarna.

Under de kommande åren kommer Lundin Petroleum och branschen fortsatt att behöva hantera stora utmaningar:

- » En åldrande arbetsstyrka i sektorn
- » För få nya personer på geovetenskapliga/tekniska befattningar
- » Hård konkurrens från andra prospekterings- och produktionsbolag

Den klart erkända bristen på kompetent arbetskraft kommer att få stora konsekvenser för branschen de kommande åren då äldre, mycket skickliga specialister på geovetenskapliga och tekniska befattningar går i pension. Endast de bolag som är fast beslutade att behålla och motivera sina medarbetare kommer att klara av denna enorma utmaning att locka och behålla skickliga medarbetare. Lundin Petroleum kommer att fortsätta att anse att dess medarbetare kommer att utgöra dess allra viktigaste tillgång för att kunna leverera framgångar i framtiden.

Bolagets primära personalstrategi är att åstadkomma värdeskapande för alla intressenter genom att koppla individuella mål för anställda till fastställda affärs mål genom vår prestationsledningsprocess (Performance Management Process). Detta ramverk kommer att göra det möjligt att uppnå och överträffa våra fastställda företagsmål framöver. Denna strategi koncentrerar sig på följande huvudelement:

» Belöning och rörlig ersättning

Säkerställer att vi fortsätter att vara konkurrenskraftiga genom att erbjuda ersättningspaket som lockar och behåller medarbetare med bästa färdighet, kompetens och ledarskapsegenskaper samtidigt som aktieägarvärde skapas genom att koppla fasta och rörliga ersättningar till i förväg bestämda, affärsinriktade prestationskriterier.

» Karriärutveckling

Uppmuntra utveckling och spännande befodringsmöjligheter som medarbetarna har i det snabbt växande bolaget med den entreprenörsanda som kännetecknar Lundin Petroleum. Allt eftersom bolaget utvecklas, måste också medarbetarna göra det.

OLJEPRIS OCH TILLGÅNG/EFTERFRÅGAN

Vid 2011 års början förutsåg de flesta aktörer på finansmarknaden en nedgång i priset på olja från den gällande nivån om 110 USD eftersom alla marknadsindikatorer pekade mot en avmattning av den globala ekonomin. En oväntad minskning i Kinas tillväxtgrad, hotet om lågkonjunktur i Europa och nedgraderingen av länders kreditvärdighet utgjorde stöd för argumentet att efterfrågan på olja skulle sjunka. Men trots denna oro för avmattning fortsatte efterfrågan på olja att vara hög under året och Dated Brent uppnådde ett genomsnittligt pris om 111 USD för året.

Marknaden stödjer under 2011 Lundin Petroleum's uppfattning att priset på olja, på medellång sikt, kommer att vara fortsatt högt. Priset på kort sikt kan påverkas av olika engångshändelser men på medellång sikt tror vi att efterfrågan kommer att öka i en snabbare takt än vad oljebolagen har möjlighet att finna, bygga ut och producera nya resurser.

Efterfrågan på olja förväntas fortsätta att öka på medellång sikt, vilket visas i diagram 1. Diagrammet visar att när efterfrågan i OECD avmattas, ökar fortfarande den totala efterfrågan till följd av tillväxt i icke-OECD länder, ledd av Kina och Indien. Kinas ökning i BNP under det fjärde kvartalet 2011 översteg analytikernas förväntningar och uppgick till nio procent och förutses fortsätta på höga nivåer. Indiens ökning i BNP nådde ett genomsnitt om sju procent för året.

Marknadsstrategier fortsätter att prognostisera en ökad tillgång för att möta denna efterfrågan som ska komma till stånd genom att använda ledig kapacitet och genom större investeringar i ny produktion. För det första har möjligheten att utnyttja denna lediga kapacitet inte testats vad gäller tidsåtgången för att ta denna lediga kapacitet i drift, huruvida kvaliteten är rätt för att kunna tillgodose marknads behov, transportbegränsningar och aktuella raffinaderistrukturer. För det andra kommer varje investeringsbeslut slutligen bero på huruvida projektet är ekonomiskt genomförbart. Marginalkostnaden för varje ytterligare produktion som tillhandahålls genom nya investeringar har ökat, både på grund av högre kostnader för att upptäcka och bygga ut nya och okonventionella produktionsområden samt till följd av att länder använder högre oljeroyalties och skatter för att finansiera nationalbudgetar.

KAPITAL- OCH KREDITMARKNADER

Aktiemarknader

Lundin Petroleum anskaffade ett initialt kapital om 50 MUSD genom aktiemarknaderna när bolaget bildades 2001. Detta

följdes av en nyemission om 600 miljoner USD under 2006 för att finansiera förvärvet av Valkyries. Under 2010 delade Lundin Petroleum ut aktier i dotterbolagen till aktieägarna motsvarande 750 MUSD, vilket överstiger det tillskjutna kapitalet fram till denna tidpunkt. I diagram 2 visas utvecklingen av Lundin Petroleum's aktiekurs under de tio år bolaget existerat, vilket återspeglar Lundin Petroleum's framgångsrika tillväxtstrategi.

Diagram 3 visar Lundin Petroleum i förhållande till en jämförelsegrupp som främst består av europeiska oberoende olje- och gasbolag. Lundin Petroleum är nu ett av Europas största oberoende olje- och gasbolag. Lundin Petroleum's aktiekurs steg under 2011 med 100 procent, vilket visas i diagram 4. Denna ökning beror på prospekteringsframgångar, främst till följd av upptäckten av Johan Sverdrupfyndigheten, och på fortsatt drivkraft från reserversättning och värdetillväxt.

LÅNEFINANSIERING

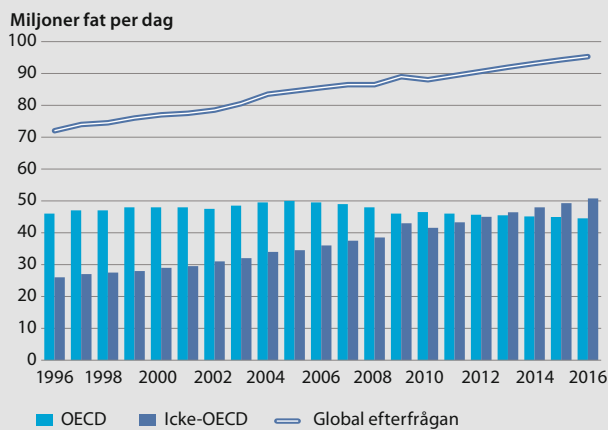
Lundin Petroleum har som huvudsaklig finansieringskälla alltid utnyttjat säkerställda revolverande kreditfaciliteter i form av reservbaserade lån. 2002 undertecknade bolaget en reservbaserad kreditfacilitet på 130 miljoner USD för att finansiera Coparexförvärvet, vilken återbetalades under 2003. En ny reservbaserad facilitet om 385 miljoner USD undertecknades under 2004 för DNO-förvärvet. Denna kreditfacilitet utökades sedan till 500 miljoner USD för att finansiera Lundin Petroleum's organiska tillväxtprogram. Under 2007 utnyttjade Lundin Petroleum det rådande positiva marknadsläget för att öka lånet till 850 miljoner USD, kompletterat av ett lån om 150 miljoner USD för att öka likviditeten och ge bolaget möjlighet att snabbt ta till vara tillväxtpotentialer.

Lundin Petroleum's organiska tillväxtstrategi har varit framgångsrik och resulterat i ett behov av att säkra en ny kreditfacilitet under 2012 för att finansiera utbyggnadsaktiviteter de kommande fem åren. Lundin Petroleum söker finansiering i en tid av osäkerhet i ekonomin och där många banker har allvarliga likviditetsproblem.

Även om Lundin Petroleum's föreslagna omfinansiering utgör en betydande ökning jämfört med tidigare upplåningsnivåer tror vi, baserat på en omfattande marknadssondering och inledande diskussioner med banker, att det finns tillräckligt utrymme och aptit på bankmarknaden, både genom nuvarande långgivare och nya banker, för att stödja vårt finansieringsbehov för utbyggnadsprojekten.



Diagram 1. EFTERFRÅGAN PÅ OLJA



Källa: OECD/IEA

Diagram 3. BÖRSVÄRDEN JÄMFÖRELSEGRUPP 1 JANUARI 2012

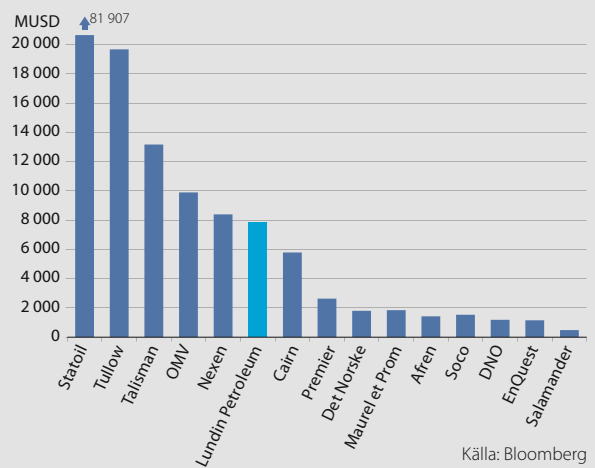
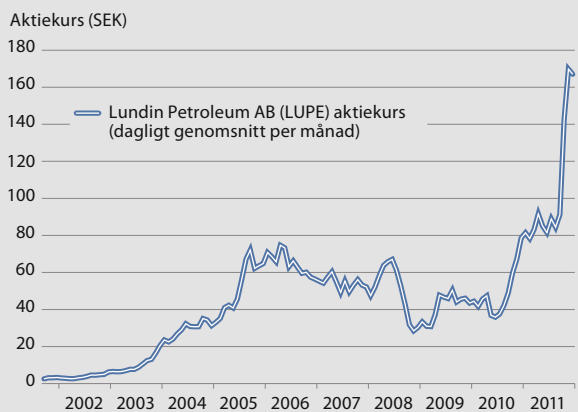
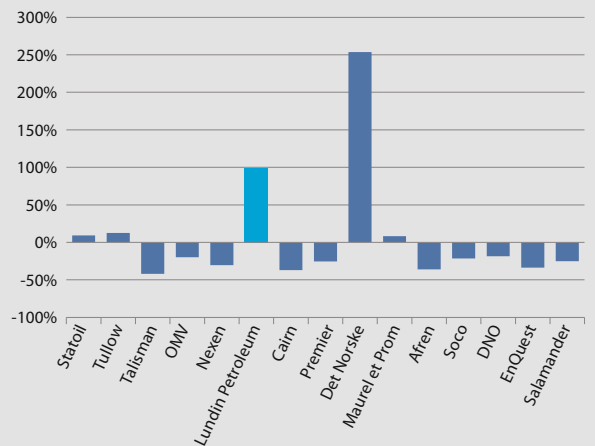


Diagram 2. LUNDIN PETROLEUMS AKTIEKURS ÖVER 10 ÅR



Källa: Bloomberg

Diagram 4. ÖKNING AV BÖRSVÄRDE 2011



VÅRA VERKSAMHETSOMRÅDEN



Lundin Petroleum har aktiva prospekterings- och produktionstillgångar i nio länder över hela världen. I dagsläget koncentrerar Lundin Petroleum sina ansträngningar till två specifika kärnområden, Norge och Sydostasien, där merparten av prospekterings- och utbyggnadsprogrammen har varit fokuserade under 2011 och kommer att fortsätta att vara den närmaste tiden.

Norge är det huvudsakliga verksamhetsområdet för Lundin Petroleum och har växt betydligt sedan bolagets etablering i området 2003 till den nuvarande positionen med andelar i över

50 licenser. Området dominerar den totala tillgångsportföljen avseende reserver, resurser och produktion, med flera planerade utbyggnader och prospekteringsprogram under kommande år.

Sedan 2006 har Lundin Petroleums tillgångsbas i Sydostasien fyrdubblats till 12 prospekterings- och produktionslicenser i Malaysia och Indonesien. Lundin Petroleum startade ett prospekteringsborrprogram under 2011 som ledde fram till olje- och gasfyndigheter offshore Malaysiska halvön och Sabah. Denna framgång kommer att följas upp med ett

OMRÅDESCHEFER



Torstein Sanness
Norge



Mike Nicholson
Sydostasien, Malaysia



Valéry Da Silva
Frankrike



Andrew Harber
Nederländerna



Cherif Ben Khelifa
Tunisien



Daniil Schedrov
Ryssland



Jan Rijs
Indonesien

prospekterings- och utvärderingsborrprogram i Malaysia under 2012 och planen är att påbörja det indonesiska prospekteringsborrprogrammet under 2013.

Tillgångarna i Frankrike, Nederländerna, Ryssland och Tunisien ger fortsatt stabil produktion och i dessa länder finns ytterligare tillväxtpotential i outbyggda olje- och gasfyndigheter och i pågående prospekteringsprogram.

En av Lundin Petroleums främsta styrkor är dess medarbetare. Lundin Petroleum har anställt professionella medarbetare över ett spektrum av tekniska discipliner, vilka leds av ett team av erfarna ledande befattningshavare. De lokala operativa dotterbolags-/områdescheferna är ansvariga för att verksamheten bedrivs i enlighet med Lundin Petroleums målsättningar.

Norge förutspås fördubbla produktionen



Norge fortsätter att växa i betydelse för Lundin Petroleum och bidrog med cirka 70 procent av produktionen under 2011, 77 procent av reserverna samt 82 procent av de betingade resurserna i slutet av 2011. Tack vare dess strategi för organisk tillväxt har Lundin Petroleum byggt upp en licensportfölj som täcker in hela spektret av prospekterings-, utvärderings-, utbyggnads- och produktionstillgångar.

PRODUKTION

Alvheimfältet (l.a. 15%) har producerat sedan juni 2008 och fortsätter att prestera över förväntan. Nettoproduktionen från Alvheimfältet under 2011 uppgick till 11 200 boepd. Den utmärkta reservoarprestandan resulterade i att Lundin Petroleum redovisade ökade slutliga utvinningsbara bruttoreserver under 2011 om 282 MMboe, motsvarande en ökning om 69 procent av den slutliga utvinningen sedan utbyggnadsplanen för Alvheim upprättades 2005. Två utbyggnadsborrningar började producera olja i oktober 2011 och en tredje borrning påbörjade produktion i januari 2012. En fas III-utbyggnadsborrning kommer att genomföras under 2012. Produktionskostnaderna för Alvheimfältet uppgick till cirka 5,00 USD per fat under 2011.

Den första produktionen från Volundfältet (l.a. 35%) påbörjades i april 2010 och produktionen ökade under året till platåproduktionen då utbyggnadsborrning slutförts med framgång. Volundfältet producerade på en nivå om 12 000 boepd netto till Lundin Petroleum under 2011 och överträffade vida förväntningarna. Denna produktion översteg 8 700 boepd, netto, som är Volundfältets fulla kapacitet på Alvheim FPSO-fartyget, eftersom ytterligare reservkapacitet kunde utnyttjas. Ytterligare en utbyggnadsborrning kommer att genomföras på Volundfältet under 2012.

UTBYGGNAD

Gaupe

Utbyggnadsplanen för Gaupefältet i PL292 (l.a. 40%) godkändes i juni 2010 och produktionsstart förväntas i slutet av första kvartalet 2012. Gaupefältet, med BG Group som operatör, har uppskattade reserver om cirka 31 MMboe brutto, och förväntas producera 5 000 boepd netto till Lundin Petroleum vid platåproduktion. Gaupefältets utbyggnadsborrningar pågår och anläggningarna är i stort sett färdigställda. Vädret i Nordsjön har varit extremt dåligt och försenade ankomsten av det rörledningsläggande fartyget, som krävs för att färdigställa utbyggnaden.

Brynhild

En utvecklingsplan för Brynhildfältet (tidigare Nemo) i PL148 (l.a. 70%) godkändes av det norska olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet innehåller reserver om 20 MMboe brutto, och beräknas producera 8 400 boepd netto till Lundin Petroleum vid platåproduktion, med produktionsstart

NYCKELTAL NORGE

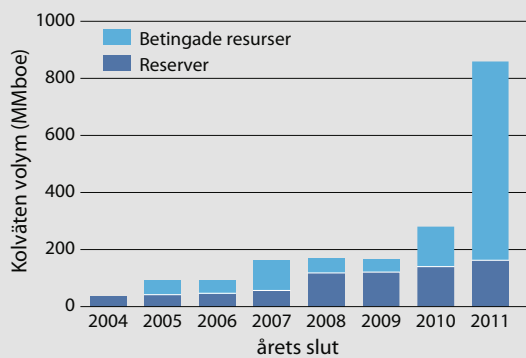
	2011	2010
Reserver (MMboe)	162	139
Betingade resurser (MMboe)	697 ^{1,2}	87 ¹
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	23	18
Omsättning, netto (MUSD)	975	523
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	110	78
Utvinningskostnader (USD/boe)	4	3
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	64	70

¹ Exkluderar fyndigheterna Ragnarrock och Luno South

² Inkluderar Statoils uppskattning (120 MMboe) för Johan Sverdrup PL265



RESURSER NORGE



UTBYGGNADSPROJEKT NORGE

Fält	Resurser MMboe (netto)	Förväntad plåtproduktion boepd (netto)	Uppskattad produktionsstart
Gaupe	13	5 000	2012
Brynhild ¹	14	8 400	2013
Bøyla	3	3 000	2014
Luno	93	50 000	2015

¹ Baserat på i.a. 70%

STÖRRE LUNOOMRÅDET

Luno PL338 (i.a. 50%)

- » Fyndigheten Luno 2007.
- » Framgångsrikt utvärderad 2009 och 2010.
- » Fyndigheten Apollo 2010. Utvärdering 2012.
- » Fyndigheten Tellus 2011.
- » Reserver Luno/Tellus 186 MMboe brutto.
- » Luno/Tellus utbyggnadsplan lämnades in i januari 2012.
- » Ytterligare 3 prospekteringsborrningar genomförs i det större Lunoområdet 2012.

Johan Sverdrup PL501 (i.a. 40%) och PL265 (i.a. 10%)

- » Fyndigheten Avaldsnes 2010.
- » Fyndigheten Aldous Major South 2011.
- » Efter utvärderingsprogrammet 2011 uppskattas de sammanlagda betingade resurserna till 1,7–3,3 miljarder boe.
- » Fyndigheterna Avaldsnes/Aldous Major South ändrar namn till Johan Sverdrup.
- » 5–7 ytterligare utvärderingsborrningar ska utföras på Johan Sverdrup 2012.

PL438 (i.a. 25%)

- » Gasfyndigheten Skalle 2011.

PL533 (i.a. 20%)

- » Borrning på Pulkstrukturen (Salinas) 2012. På samma geologiska trend som fyndigheterna Skrugard och Havis.

STÖRRE ALVHEIMOMRÅDET

Alvheimfältet (i.a. 15%)

- » Slutlig utvinning, brutto, 282 MMboe.
- » Fas II-utbyggnadsborrning slutförd.
- » Fas III-borrning beräknas påbörjas 2012.
- » FPSO-kapaciteten om 150 000 boepd uppnådd för närvarande.

Volundfältet (i.a. 35%)

- » Slutlig utvinning, brutto, 54 MMboe.
- » Nettoproduktion 2011 12 000 boepd.

Bøyla PL340 (i.a. 15%)

- » Fyndigheten Bøyla 2009.
- » Fyndigheten Caterpillar 2011.
- » Utbyggnadsplan ska inlämnas under 2012.
- » Ska byggas ut som en återkoppling till Alvheim FPSO-fartyget.

ÖVRIGA OMRÅDEN

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

- » Fältet fick klartecken för utbyggnad i juni 2010 och produktionsstart förväntas i början av 2012.

Brynhild PL148 (i.a. 70%)

- » Utbyggnadsplan godkänd 2011, produktionsstart planerad till slutet av 2013.

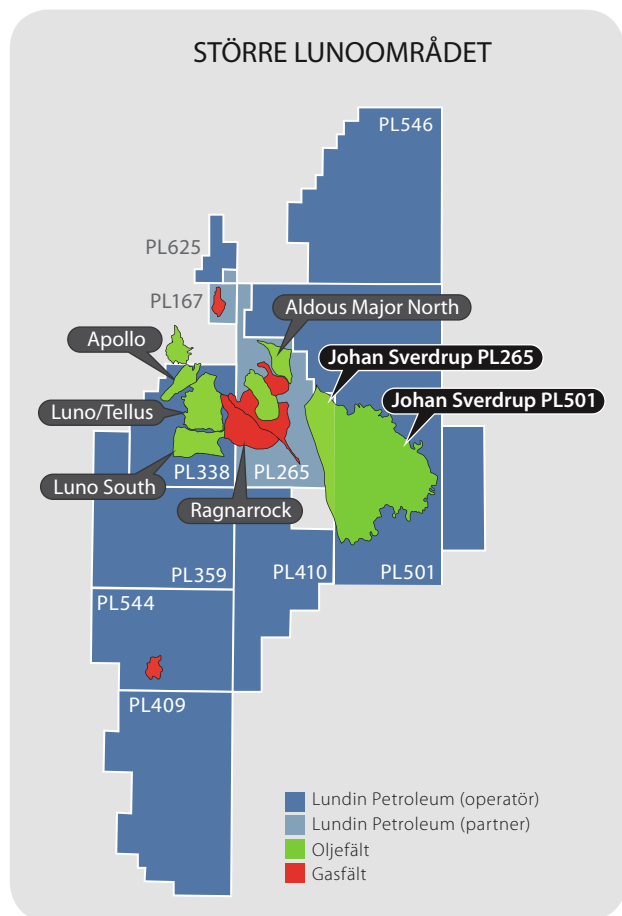
Södra delen av norska kontinentalsockeln

- » 3 prospekteringsborrningar planerade under 2012 (Carlsberg, Ogna och Clapton).

Møre Basin

- » 1 prospekteringsborrning planlagd till 2012 (Albert).

VERKSAMHETEN – NORGE



förväntad i slutet av 2013. Utbyggnaden omfattar fyra borrhningar återkopplade till det befintliga Piercefältets infrastruktur, med Shell som operatör, i den brittiska delen av Nordsjön. I mars 2012 meddelade Lundin Petroleum att en överenskommelse gjorts med Talisman Energy avseende ett övertagande av den resterade 30-procentiga licensandelen i PL148, under förutsättning att transaktionen godkänns av de norska myndigheterna.

Luno

Lunofältet beläget i PL338 (i.a. 50%) upptäcktes 2007 och har därefter utvärderats genom två ytterligare borrhningar som stödjer ett reservestimat, brutto, om 148 MMboe.

I april 2011 resulterade prospekteringsborrningen Tellus i PL338 i en oljefyndighet. Tellusfyndigheten är en nordlig förlängning av Lunofältet och kommer att inkluderas i Lunofältets utbyggnad.

I januari 2012 ingavs en utbyggnadsplan för Lunofältet till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen inbegriper en lösning för en samordnad utbyggnad av Lunofältet och det närliggande Draupnefältet i licens PL001B med Det norske oljeselskap ASA som operatör. Ett avtal har slutits med Det norske oljeselskap ASA i mars 2012 avseende en samordnad utbyggnadslösning. Den första produktionen från Lunofältet förväntas i slutet av 2015, med en toppproduktion, enligt prognos, om runt 90 000 boepd, brutto. Lunoplattformens designkapacitet kommer att omfatta över 120 000 boepd när Draupneproduktionen läggs till den från Lunofältet. Bruttokapitalkostnaden för Lunofältets utbyggnad uppskattas

till 4 miljarder USD och omfattar plattform, pipelines och 15 borrhningar. Lunofältet uppskattas innehålla 186 MMboe, brutto, av reserver. Ett kontrakt har tilldelats Kværner ASA som omfattar ingenjörsarbete, inköp och konstruktion av en jacketstruktur för Lunoplattformen. Ett kontrakt har tilldelats Rowan Companies Inc. för en jack up-rigg som ska utföra utbyggnadsborrningarna på Lunofältet.

PROSPEKTERING

Vid en prospekteringsborrning på Avaldsnesstrukturen i PL501 under 2010 påträffades oljeförande sandsten som vid test visade sig vara av god kvalitet. Initialt uppskattades fyndigheten innehålla bruttoresurser om mellan 100 och 400 MMboe i licensen. Under 2011 har två utvärderingsborrningar på Avaldsnes slutförts med framgång och bekräftat förlängningen av Avaldsnesfyndigheten. I augusti 2011 tillkännagav Statoil, som är operatör för PL265, upptäckten av Aldous Major South och en utvärderingsborrning slutfördes framgångsrikt i oktober 2011. Som ett resultat av utvärderingsborrningarna på Avaldsnes och Aldous Major South bekräftades det att de två fyndigheterna är ett sammanhängande gigantiskt oljefält, vilket i januari 2012 ändrade namn till Johan Sverdrup. Lundin Petroleum tillkännagav ett intervall för utvinningsbara betingade bruttoresurser om mellan 800 miljoner och 1,8 miljarder fat från Avaldsnesfyndigheten i PL501, vilket har reviderats av Gaffney, Cline & Associates. Statoil har också tillkännagivit ett intervall för utvinningsbara betingade bruttoresurser om mellan 900 miljoner och 1,5 miljarder fat olja i PL265. Johan Sverdrupfyndigheten uppskattas därför innehålla betingade bruttoresurser om mellan 1,7 och 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja, vilket gör den till en av de största fyndigheterna någonsin på den norska kontinentalsockeln och den största sedan mitten av 1980-talet.

I januari 2012 genomfördes den tredje utvärderingsborrningen 16/5-2S i PL501. Trots att borrhningen påträffade sandstensreservoar av god kvalitet från juraåldern, påträffades reservoaren djupare än förväntat och följaktligen under kontakten mellan olja och vatten. Resultatet av borrhningen kommer antagligen att minska de nuvarande resursuppskattningarna för den södra delen av Avaldsnesfyndigheten.

I juli 2011 avslutades prospekteringsborrningen Skalle i PL438 (i.a. 25%), ungefär 25 km från det producerande gasfältet Snøhvit, och ledde till en gasfyndighet med uppskattade betingade bruttoresurser om mellan 88 och 283 miljarder kubikfot (bcf).

I januari 2011 tilldelades Lundin Petroleum tio prospekteringslicenser i 2010 års APA licensrunda varav sex licenser med Lundin Petroleum som operatör. I april 2011 tilldelades Lundin Petroleum licensen PL609 som operatör i den 21:a norska licensrundan. PL609 (i.a. 40%) är belägen i Barents hav öster om Statoils nya stora oljefyndigheter Skrugard och Havis. I januari 2012 tilldelades Lundin Petroleum ytterligare tio prospekteringslicenser i 2011 års APA licensrunda och Lundin Petroleum kommer att vara operatör för fyra av dessa.

Lundin Petroleum fortsätter med dess aktiva prospekterings- och utvärderingsprogram med åtta prospekterings- och sex utvärderingsborrningar under 2012. De viktigaste verksamhetsområdena är prospekterings- och utvärderingsborrningar på Johan Sverdrupfyndigheten, Apollofyndigheten och det större Lunoområdet.

Hur gjorde Lundin Petroleum den gigantiska Johan Sverdrupfyndigheten?

En intervju med HANS CHRISTEN RØNNEVIK

Lundin Petroleum gjorde en fyndighet i världsklass, Johan Sverdrup, i ett område som de flesta inom industrin bedömde som ointressant. Med utvärderingsborrningarna under 2011 och bekräftelsen att fyndigheten sträckte sig in i den angränsande licensen, för vilken Statoil är operatör, bedöms Johan Sverdrupfyndigheten vara en av de största fyndigheterna någonsin gjorda i Norge. Lundin Petroleum prospekteringschef i Norge, Hans Christen Rønnevik, har vunnit stort erkännande de senaste månaderna. Han bedöms vara geniet bakom Lundin Petroleums otroliga prospekteringsframgång på den norska kontinentalsockeln.

Hur bedömde du potentialen på den norska kontinentalsockeln?

Vår generella filosofi var att oljan inte var slut på den norska kontinentalsockeln – där fanns mer att finna. Jag har fördelen av att ha vuxit upp med utbyggnaden av den norska kontinentalsockeln. Att starta på det norska petroleumdirektoratet var nyttigt för att erhålla en helhetsbild. Under de senaste 40 åren har vi sett en stegvis förändring i den teknik som används för att finna olja. Ny 3D-seismik och en imponerande samling av andra verktyg har gett större säkerhet när potentiella strukturer identifieras idag.

Norge var under en lång period endast öppet för storbolagen, vilka fokuserade på lätt identifierbara strukturer. Detta resulterade i en betydligt lägre borrhast i Norge än i Storbritannien, där sektorn hade öppnats upp för oberoende bolag långt tidigare. Det fanns fortfarande stora arealer, offshore Norge, som var utforskade. Den norska kontinentalsockeln har öppnats upp för nya spelare med en annan riskaptit, vilka jagar efter nya möjligheter.

Hur skulle du beskriva utvecklingen av aktiviteterna på den norska kontinentalsockeln?

Trenden på 90-talet var att oljebolag blev större och större och därmed var det färre operatörer på den norska kontinentalsockeln. Deras uppfattning att det inte fanns någon mer olja att finna, blev en självuppfyllande profetia när stora bolag snarare började köpa upp andra bolag för att möta reserversättningsmålet än att försöka finna oljan själva. Produktionen började avta eftersom prospekteringsborrning minskade i tron om att tiden för stora fyndigheter var över.

Hur lyckades den norska staten stoppa nedgången?

De öppnade upp sockeln för nya spelare. Idag är 40 nya bolag involverade i den norska oljeindustrin, vilket har lett till 15 separata utbyggnadsprojekt och mer än 20 fyndigheter, vilka ligger nära existerande infrastruktur. Lundin Petroleum gör entré på den norska kontinentalsockeln 2003 och innehar nu mer än 50 licenser, med ett prospekteringsprogram om åtta prospekteringsborrningar 2012 och denna nivå av aktivitet förväntas fortsätta.

Processen för att tilldela licenser i förutbestämda områden (APA) tog sin nuvarande form 2003 och är utformad för att uppmuntra bolag att arbeta eller återlämna sina licenser för att stimulera aktiviteten i mogna områden. Detta har gjort ny areal tillgänglig och uppmuntrar till slutförande av arbetsprogram.



Ett annat av statens initiativ, vilket stimulerade aktiviteten var att göra en kontant återbetalning av skatteunderskott vilka uppkommit genom prospektering, vilket därmed finansierade en stor del av prospekteringskostnaderna.

Ett viktigt särdrag vad gäller vår prospektering är att den är självförsörjande. Vi har en andel om 15 procent i Alvheimfältet och 35 procent i satellitfältet Volund, vilket ger kassaflöde. Våra prospekteringskostnader är avdragsgilla mot skatt att betala på detta kassaflöde och är således till stor del finansierade av staten.

När geologer gör oväntade fyndigheter säger de ofta att de har lyckats med en ny geologisk modell. Vad är en geologisk modell?

En geologisk modell är en konceptuell karta i fyra dimensioner, som erhålls från verktyg såsom 3D-seismik och som visar den strukturella utvecklingen av berggrunden i området som är i fokus. Den geofysiska modellen kompletteras med flera olika geologiska data, vilket är nödvändigt för att dela upp de kritiska aspekterna av flera strukturer. Det är nödvändigt att ha ett sammansatt team med respekt för kunskap, utvecklande av nya metoder och ny teknik för att kunna avslöja dessa data.

Vad är bakgrunden till den otroliga Johan Sverdrupfyndigheten?

Flera bolag hade tidigare nosat runt i området där Lundin Petroleum gjorde den gigantiska fyndigheten, Johan Sverdrup. Esso erhöll prospekteringslicensen för området i den första licensrundan 1965. Licensen har återlämnats flera gånger och utöver Esso har Statoil och Elf också innehaft licensen.

Johan Sverdrupfyndigheten kom efter Lunofyndigheten som vi gjorde 2007, när vi funnit nyckeln till hur vi skulle låsa upp södra Utsirahöjden. Lunofyndigheten var en okonventionell prospekteringsmodell, vilken upptäcktes genom att använda ny teknik tillsammans med Lundin Petroleums företagsmentalitet att ta prospekteringsrisk.

Det är lättare att uppnå sådan framgång i ett litet bolag. Lundin Petroleum drar fördel av att dess ledningsteam kan använda ny teknik och anamma nya teorier vilka inte behöver kontrolleras av andra eftersom teamet löpande skapar dem själva. Denna cocktail har visat sig leverera fantastisk prospekteringsframgång.

Ashley Heppenstall sa i en presskonferens att Du har lovat flera nya fyndigheter. Kommer Du och Ditt team kunna göra fler stora fyndigheter?

Det kan bara framtiden utvisa, men jag är övertygad om att det finns mycket mer olja att finna.

Framgångsrik start på det malaysiska prospekteringsprogrammet



Efter en period av avtalsslut avseende förvärv av block, insamling av seismik, bearbetning och utvärdering under havsbotten påbörjades det första borrhprogrammet under 2011. Fyra prospekteringsborrningar och en utvärderingsborrning genomfördes med borrhigen Offshore Courageous.

Borrhprogrammet startade i block SB303 i Sabahregionen där båda borrhningarna Tarap-1 och Cempulut-1 påträffade gasförande reservoarer. Sammanräknat med gasvolymerna från den närliggande Titik Terangstrukturen har Lundin Petroleum betingade resurser om 250 bcf i detta område. Lundin Petroleum utvärderar nu möjligheterna för ett gasutbyggnadsprojekt för dessa fyndigheter. Borrhkampanjen fortsatte sedan på Malaysiska halvön och block PM308A. Borrningen Batu Hitam-1 påträffade koldioxidförande reservoarer på målnivån och pluggades därför igen och övergavs. Borrningen Janglau-1, som hade en annan prospekteringsmodell som målsättning, påträffade oljeförande sand i en tjockare sektion av sandsten och skiffer (intra-rift). Studier pågår för att utvärdera kvaliteten av denna fyndighet med en relativt djup reservoar av måttlig kvalitet. Den sista borrhningen i kampanjen var Bertam-2 som var en utvärderingsborrning av Bertamfyndigheten i block PM307. Borrningen bekräftade förlängningen och kvaliteten av den oljeförande sandstensreservoaren nordost om fyndigheten Bertam-1. Lundin Petroleum tror att Bertamfyndigheten kommer att bli en kommersiell utbyggnad.



Prospektering 2012

Parallellt med borrhaktiviteterna 2011 fortsatte de tekniska undersökningarna under havsbotten inför 2012 års borrhkampanj. Ytterligare ett borrhprogram omfattande fem borrhningar är planerat för 2012: två borrhningar i Sabahområdet och tre utanför Malaysiska halvön. I Sabahområdet är målsättningen den oljebärgade Beranganstrukturen, som har andra geologiska förutsättningar än gasfyndigheterna från 2011. Den andra planerade borrhningen är en prospekteringsborrning i närheten av oljefyndigheten Tiga Papan, med ett vertikalt hål och en sidospårsborrning, för att utvärdera reservoaregenskaperna hos de två förkastningsfickorna i strukturen. Programmet flyttar sedan vidare till Malaysiska halvön där tre borrhningar ska genomföras. I block PM308B kommer en borrhning att genomföras på Beserahstrukturen, som har liknande geologiska förutsättningar som borrhningen Janglau-1.



Ett projekt för insamling och bearbetning av 3D-seismik genomfördes i block PM307 (som innefattar Bertamfyndigheten). Baserat på de första resultaten av bearbetningen har en rad intressanta strukturer liknande Bertamstrukturen identifierats, vilket kommer att ligga till grund för framtida borrhaktivitet.



OFFSHORE SABAH – ÖSTRA MALAYSIA

SB303 (I.a. 75%)

- » 3D-seismik insamlad 2009.
- » Gasfyndigheten Tarap 2011.
- » Gasfyndigheten Cempulut 2011.
- » Betingade bruttoresurser för Tarap, Cempulut och befintlig fyndighet, Titik Terang, överstiger 250 bcf.
- » 1 prospekteringsborrning planerad till 2012.

SB307/308 (I.a. 75%)

- » 3D-seismik insamlad 2009/2010.
- » 1 prospekteringsborrning planerad till 2012 angränsande till den befintliga fyndigheten Tiga Papan.

OFFSHORE MALAYSISKA HALVÖN

PM308A (I.a. 35%)

- » 3D-seismik insamlad 2009–2011.
- » Prospekteringsborrningen Batu-Hitam har pluggats igen och lämnats som ett torrt hål 2011.
- » Oljefyndigheten Janglau 2011.
- » 2 prospekteringsborrningar planerade till 2012.

PM308B (I.a. 75%)

- » 3D-seismik insamlad 2009–2011.
- » 1 prospekteringsborrning planlagd till 2012.

PM307 (I.a. 75%)

- » 3D-seismik insamlad 2011.
- » Framgångsrik utvärdering av Bertamfyndigheten i början av 2012 – studier för att avgöra utbyggnadskoncept pågår.

VERKSAMHETEN – ÖVRIGA OMRÅDEN



FRANKRIKE

De franska fälten består av mogna tillgångar som har varit i produktion under många år. I Paris Basin (i.a. 43–100%) och Aquitaine Basin (i.a. 50%) pågår kostnadseffektiva borrhningar och underhållsaktiviteter för att bibehålla produktionsnivåerna. Kapitalinvesteringar har gjorts på flera fält i Paris Basin, vilket har resulterat i högre produktion och ökade reserver.

Anläggningar och infrastruktur är på plats med överskotts kapacitet som möjliggör en snabb utbyggnad av nya reserver. De franska tillgångarna sinar långsamt och genererar därför förutsebar, långsiktig produktion för Lundin Petroleum.

Ytterligare prospekteringsmöjligheter och utvinning av betingade resurser utforskas för att öka den franska produktionen.

Paris Basin

Lundin Petroleum är operatör av tio produktionslicenser och sex prospekteringslicenser.

Utbyggnadsplanen för Grandville godkändes 2010 och omfattar ett borrhprogram om åtta borrhningar, nytt insamlingsystem och nytt produktionscenter. Två borrhningar genomfördes under 2011 och produktionsanläggningarna är praktiskt taget klara. Sex ytterligare borrhningar och driftsättning av produktionsanläggningarna är planerade till 2012. Ytterligare utvärdering av utbyggnaden kan leda till ytterligare fyra borrhningar för att nå betingade resurser i detta område.

Utbyggnadsstudier i andra Paris Basin-fält pågår.

Två konventionella prospekteringsborrhningar är planerade till 2012, i prospekteringsstillstånden Est Champagne och Val des Marais.

NYCKELTAL FRANKRIKE

	2011	2010
Reserver (MMboe)	25	22
Betingade resurser (MMboe)	10	7
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	3	3
Omsättning, netto (MUSD)	129	94
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	111	79
Utvinningskostnader (USD/boe)	19	17
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	65	42

Aquitaine Basin

Lundin Petroleum har en licensandel om 50 procent i fem produktionslicenser där bolaget inte är operatör.

Ett av de största fälten i Aquitaine är Courbeyfältet med en utvinningsfaktor på mindre än tio procent. Samarbetning av seismiska data har slutförts och de pågående fältutbyggnadsstudierna beräknas bli klara under 2012.

Studier pågår för att undersöka potentialen för utbyggnadsborrhning på fälten Les Mimosas och Les Tamaris. Installationen av pipeline under 2011 för att exportera olja från Les Mimosas till anläggningen i Les Arbousiers har skjutits upp till 2012.

RYSSLAND

Laganskyblocket

Laganskyblocket (i.a. 70%) är 2 000 km² stort och beläget offshore i det norra Kaspiska området i närheten av några av världens största olje- och gasfyndigheter. Fyndigheten Morskaya upptäcktes 2008 och innehåller betingade resurser om 110 MMboe, netto, till Lundin Petroleum.

Den ryska staten bedömer fyndigheten som strategisk på grund av att den är belägen offshore, under lagen för utländska strategiska investeringar. Detta innebär att ett statligt bolag måste äga 50 procent.

Ytterligare prospekteringspotential

En insamling av 3D-seismik gjordes under 2010 och resultaten analyserades under 2011. De nya uppgifterna bekräftar en förlängning av Morskayastrukturens geologiska trend mot nordväst, på vilken en serie av ytterligare strukturer har identifierats. Vidare har insamling av ny 2D-seismik och ett antal elektromagnetiska linjer genomförts under 2011 för att fullgöra blockets seismiska åtaganden. Dessa data har efter bearbetning och tolkning lett till att ytterligare potential har identifierats utanför den geologiska trend som nu prospekterats.

Komi

Lundin Petroleum har en licensandel om 50 procent i tre producerande fält i Komiregionen. Produktionen kommer från devoniska karbonatreservoarer. Sedan 2009, då utbyggnadsborrning framgångsrikt höjde produktionen, avtar produktionen från fälten och under 2011 uppgick den genomsnittliga bruttoproduktionen till cirka 6 200 boepd. Olja exporteras via det närliggande pipelinesystemet Transneft och cirka 60–65 procent säljs inom landet.

NYCKELTAL RYSSLAND

	2011	2010
Reserver (MMboe)	16	17
Betingade resurser (MMboe)	110	110
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	3	4
Omsättning, netto (MUSD)	80	67
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	70	52
Utvinningskostnader (USD/boe)	11	9
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	10	8

NEDERLÄNDERNA

Nederländerna är en mogen gasprovins som förser Lundin Petroleum med stabil, långsiktig produktion från fält onshore och offshore. Produktionen genereras från licensandelar där bolaget inte är operatör. Även om flertalet producerande fält är så kallade mogna fält utvärderas ytterligare utbyggnadsborrningar och möjligheter aktivt.

Den producerade gasen säljs främst till Gasterra under ett långsiktigt avtal i enlighet med den holländska statens "small gas field policy". Gas från E17-fältet säljs separat.

Efter prospekteringsframgångarna 2009 och 2010 i Gorredijk-licensen, onshore, har ytterligare två borrningar genomförts under 2011. Vid båda påträffades gas i Vlieland- och Zechsteinsekundärreservoarerna, men i bägge fallen var Slochterensandstensreservoaren, som var det primära målet, vattenförande. Tester och reservoarstudier pågår av borrningarna Langezwaag-1 och Nieuwehorne-1 för att utvärdera om dessa är kommersiella. En tredje prospekteringsborrning, Wommels-1, genomfördes i Leeuwardenlicensen och visade sig vara ett torrt hål. Ytterligare prospekterings- och utvärderingsaktivitet är planerad till 2012.

Produktionsstart från gasfältet De Hoeve förväntas i början av 2012.

NYCKELTAL NEDERLÄNDERNA

	2011	2010
Reserver (MMboe)	4	4
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	2	2
Omsättning, netto (MUSD)	45	35
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	61	44
Utvinningskostnader (USD/boe)	15	11
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	40	26

IRLAND

Lundin Petroleum har en prospekteringslicens där bolaget inte är operatör, offshore Irland, i Slyne Basin (Inishmorelicensen 50%). I slutet av 2010 förlängdes licensen med ett år. En insamling av 3D-seismik gjordes under 2010 och resultaten tolkades under 2011. Partnersamarbetet söker ytterligare en licensförlängning för att utvärdera ytterligare möjligheter.

VERKSAMHETEN – ÖVRIGA OMRÅDEN

KONGO (Brazzaville)

Lundin Petroleum har en licensandel om 18,75 procent i Block Marine XI och 21,55 procent i det angränsande Block Marine XIV, offshore Kongo (Brazzaville).

Ansökan om en ettårsförlängning av licenserna beviljades för båda blocken under 2010. Beslut fattades om att gå in i fas II och binda sig för ytterligare en borrhning i Block Marine XI baserat på de senaste tekniska studierna.

Borrhningen för att uppfylla fas II-åtagandet i Block XI genomfördes i september 2011 med målsättningen att nå en reservoar under saltlagret. Den visade sig vara ett torrt hål. Borrhningen för att uppfylla fas I-åtagandet i Block XIV genomfördes i december 2011, men de påträffade oljevolymererna var inte kommersiella. Operatören utvärderar för närvarande resultaten av borrhningarna och ett beslut om framtida aktiviteter i blocken kommer att fattas i början av 2012.

TUNISIEN

Oudnafältet (l.a. 40%) sattes i produktion i november 2006. Under 2011 producerade fältet stadigt över 1 500 bopd, brutto. Oudnafältet innefattar en producerande borrhning och en vatteninjiceringsborrhning, båda återkopplade till Ikdam FPSO:n. Reservoartrycket hålls uppe genom vatteninjicering och artificiell lyft som fås genom en råoljedriven jetpump.

Ikdam FPSO:n ägs av Ikdam Production SA, vars aktieägare är Lundin Petroleum (40%), Teekay-Petrojarl Production AS (40%) och Gezina AS (20%).

NYCKELTAL TUNISIEN

	2011	2010
Reserver (MMboe)	0,3	0,5
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	1	1
Omsättning, netto (MUSD)	25	30
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	125	77
Utvinningskostnader (USD/boe)	64	39
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	45	26

VIETNAM

Lundin Petroleum hade en licensandel om 33,33 procent i Block 06/94 i Nam Con Son Basin, offshore södra Vietnam. Tre borrhningar genomfördes under prospekteringsperioden fram till slutet av oktober 2011. Dessa pluggades igen och övergavs eftersom borrhningarna inte var framgångsrika och endast en mycket liten mängd gas påträffades. Blocket återlämnades under 2011.

INDONESIEN

Lematangblocket

Gasfältet Singa i Lematangblocket togs i produktion i april 2010. Under 2011 har fältet producerat cirka 27 MMscfd av gas till försäljning, brutto. Borrhningen Singa-3 ska enligt plan genomgå en ombyggnad av ett produktionsträd under första kvartalet 2012 för att komma till rätta med temperaturbegränsningar och därefter förväntas produktionsnivåerna öka till runt 47 MMscfd gas till försäljning, brutto. Nettoreserver per licensandel uppskattas till 3,9 MMboe.

Avtal om gasförsäljning har slutits med de indonesiska gasdistributörerna PLN och PGN för den pågående avtalsperioden för produktionsdelningskontraktet. Lundin Petroleums licensandel i Lematangblocket är 25,88 procent.

Ytterligare prospekteringspotential

Insamling av 2D-seismik på 1 500 km över Cakalangblocket offshore slutfördes och tolkningen har lett till att flera oljestrukturer identifierats. I det intilliggande Baronangblocket pågår planeringen av två prospekteringsborrhningar för 2013. Vidare insamlades även 2D-seismik på 2 400 km över South Sokangblocket i East Nantuna och bearbetning av uppgifterna kommer att slutföras i början av 2012.

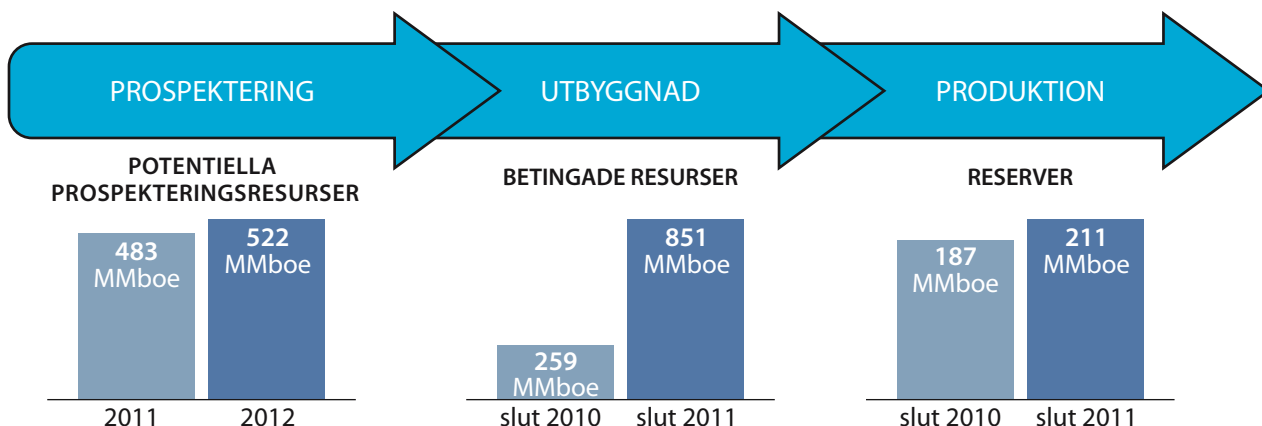
I april 2011 tilldelades Lundin Petroleum ett produktionsdelningskontrakt för Guritablocket (l.a. 100%). En geokemisk undersökning genomfördes i tredje kvartalet 2011 som gav stöd för förekomst av ett aktivt petroleumssystem i södra delen av blocket. Pågående studier under havsbotten har som målsättning att identifiera borrhbara strukturer för en samlad borrhkampanj offshore Indonesien under 2013/2014.

NYCKELTAL INDONESIEN

	2011	2010
Reserver (MMboe)	4	4
Betingade resurser (MMboe)	2	2
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	1	2
Omsättning, netto (MUSD)	13	40
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	32	65
Utvinningskostnader (USD/boe)	13	24
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	15	11

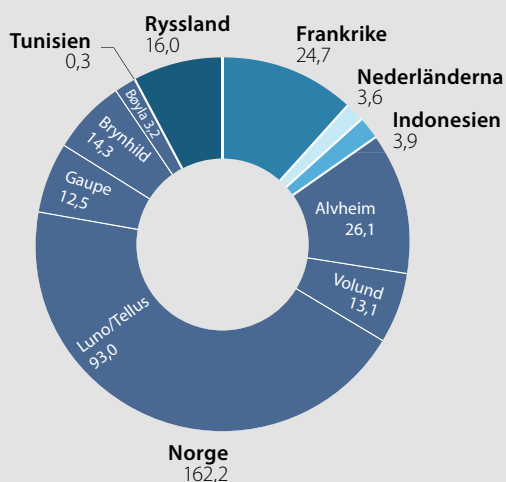


RESERVER OCH RESURSER



RESURSER **211** MMboe

ÖKNING AV RESURSER **21%**



Väsentliga reserv- och resursökningar

Som ett bolag verksamt både inom prospektering och produktion är Lundin Petroleum's målsättning att kontinuerligt expandera verksamheten genom att identifiera prospekteringsmöjligheter och bearbeta dessa till borrhbara strukturer, för att därmed utöka de prospekteringsbara resurserna. Till följd av prospekteringsborrningar och fyndigheter övergår prospekteringsbara resurser till betingade resurser. När sedan en utbyggnadsstrategi utarbetats och fyndigheterna visat sig kommersiellt utvinningsbara omklassificeras betingade resurser till reserver.

RESURSER

I slutet av 2011 hade Lundin Petroleum 210,7 miljoner fat oljeequivalenter (MMboe) av reserver. Detta är en ökning med 21 procent jämfört med 2010, med hänsyn tagen till 2011 års produktion om 12,1 MMboe och förvärvet av ytterligare 20 procent av Brynhildfältet¹ i Norge. Reserversättningsgraden, vilken beräknas genom att dividera ökningen av reserverna i slutet av 2011 med 2011 års produktion, är 264 procent. Av reserverna om 210,7 MMboe utgör 84 procent oljereserver och av de totala reserverna är 98 procent belägna i länder med skatte- och royaltysystem. Lundin Petroleum redovisar alla sina reserver i fat oljeequivalenter per dess licensandel. Samtliga reserver är föremål för en oberoende revision av Gaffney, Cline & Associates (GCA).

Lundin Petroleum rapporterade en hög reserversättningsgrad. Varje producerat fat under 2011 har ersatts med mer än 2,6 nya fat av reserver, vilket fortsatt bidrar till en stark reservbas för framtida produktionstillväxt.

I Norge ökade Lundin Petroleum's reserver från 139,2 MMboe till 162,2 MMboe. Detta är i första hand ett resultat av att Tellusfyndigheten, som gjordes under andra kvartalet 2011, inkluderats. Tellusfältet bedöms nu vara en förlängning av Lunofältet och har inkluderats i utbyggnads- och verksamhetsplanen (PDO) för Lunofältet som ingavs till den norska staten i januari 2012. Detta kombinerat med tekniska uppdateringar för huvuddelen av Lunofältet resulterade i en ökning av Lunoreserverna från 74 MMboe till 93 MMboe. Vidare har reservökningar uppnåtts för de producerande fälten Alvheim och Volund. Ytterligare borring planeras på båda fälten under 2012. Utbyggnadsplanen för Bøylafältet är långt framskriden och förväntas inges i mitten av 2012. Som ett resultat överfördes 3,2 MMboe från betingade resurser till reserver. Slutligen har licensandelen i Brynhildfältet¹ utökats genom förvärv av ytterligare 20 procent under 2011, vilket bidragit till reservökningen.

SAMMANFATTNING RESURSER

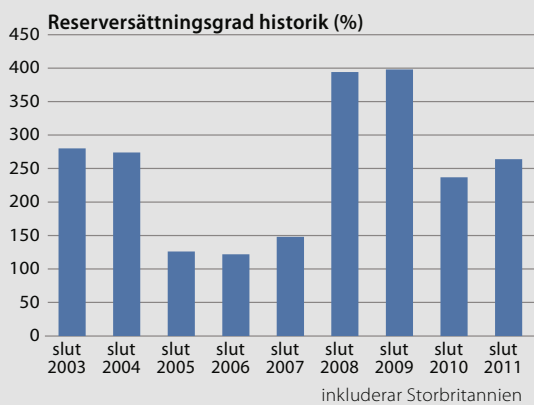
	MMboe
Slutet av 2010	186,7
- Producerat (exkluderat försäljning/förvärv)	-12,1
+ Nya reserver (exkluderat försäljning/förvärv)	+32,0
- Försäljning/ + förvärv	+4,1
Slutet av 2011	210,7

Brentpriset på olja 100 USD/fat +2% eskalering av oljepris och kostnader

¹I mars 2012 meddelade Lundin Petroleum att en överenskommelse träffats med Talisman Energy avseende ett övertagande av den resterande 30-procentiga licensandelen i PL148, under förutsättning att transaktionen godkänns av de norska myndigheterna.



2011 RESERVERSÄTTNINGSGRAD **264%**



I Frankrike ökade reserverna från 21,9 MMboe till 24,7 MMboe, främst till följd av ökade reserver i Vert La Gravellefältet. I likhet med Grandvillefältet förra året har fortsatt utvärderingsarbete under marken resulterat i framtagande av en utbyggnadsplan för detta fält i Paris Basin med Lundin Petroleum som operatör.

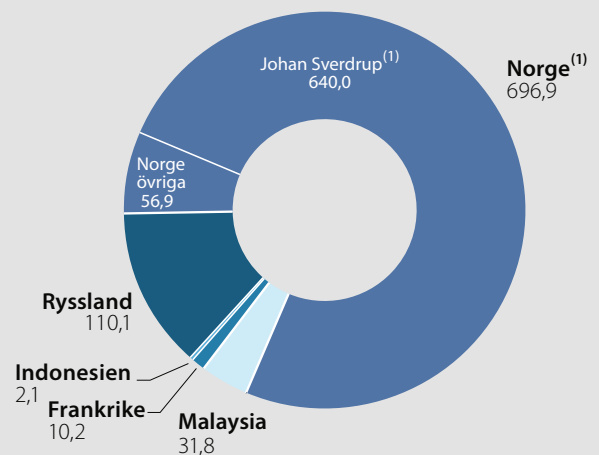
En mindre reservökning redovisades i Nederländerna, vilken med god marginal ersatte 2011 års produktion.

BETINGADE RESURSER

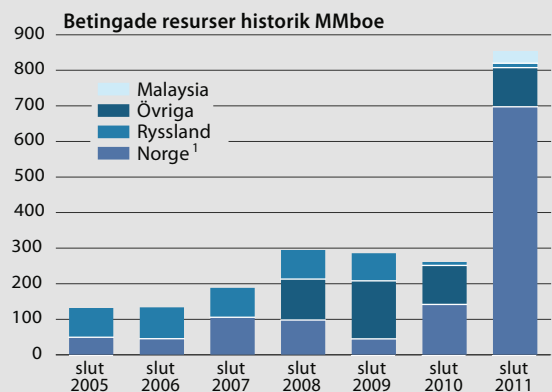
Förutom certifierade reserver har Lundin Petroleum ett antal upptäckta olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser. Estimater av betingade resurser har varit föremål för en oberoende revision av GCA.

Under 2011 har Lundin Petroleums betingade resurser ökat betydligt, från 259,2 MMboe till 851,1 MMboe. Detta beror främst på en revidering av resurserna från Johan Sverdrupfältet (tidigare Avaldsnes/Aldous) som en följd av den pågående utvärderingskampanjen. Betingade bruttoresurser i PL501-delen av Johan Sverdrup (i.a. 40%) har uppskattats till mellan 800 och 1 800 MMboe (reviderade av GCA). Statoil, som operatör för PL265, har uppskattat betingade bruttoresurser till mellan 900 och 1 500 MMboe i PL265-delen av Johan Sverdrup (i.a. 10%). Statoils uppskattning har inte reviderats av GCA. Detta resulterar i

BETINGADE RESURSER **851** MMboe¹

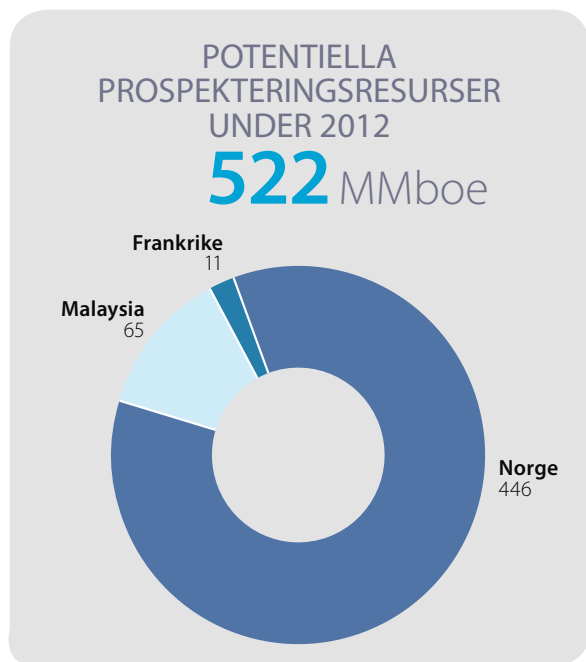


2011 ÖKNING AV BETINGADE RESURSER **229%**



¹ Inkluderar Statoils uppskattning (120 MMboe) för Johan Sverdrup PL265

RESERVER OCH RESURSER



betingade nettoresurser sammanlagt om 640 MMboe, baserat på mittpunkten för intervallet, och utgör en ökning från föregående års estimat om 80 MMboe.

PROSPEKTERINGSRESURSER

Lundin Petroleum har en betydande portfölj av prospekteringslicenser. Under 2012 planerar Lundin Petroleum att genomföra 18 prospekteringsborrningar (som operatör och som icke-operatör) omfattande totalt 522 MMboe, netto, obekräftade prospekteringsresurser samt ytterligare sex utvärderingsborrningar. Av dessa prospekterings- och utvärderingsborrningar finns 14 i Norge och fem planeras ingå i en ny borrkampanj i Malaysia. Därutöver planeras två borrningar i Frankrike och tre prospekteringsborrningar i Nederländerna (2 onshore, 1 offshore).

DEFINITION RESERVER

Reserver

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 Gaffney, Cline & Associates (GCA), 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.

Bevisade reserver

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.

Sannolika reserver

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.

DEFINITION RESURSER

Betingade resurser

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.

Prospekteringsresurser

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.

PRODUKTION

Stark produktion under 2011

PRODUKTION 2011

Lundin Petroleum producerade 12,1 MMboe under 2011 med ett genomsnitt om 33 300 boepd. Tre nya utbyggnadsborrningar gjordes på Alvheimfältet och dessa sattes i produktion under fjärde kvartalet 2011 och i början av 2012. Alvheim FPSO:n konstruerades för en produktionskapacitet om 126 000 boepd, men genom en ombyggnad har FPSO-fartyget ökat sin kapacitet till cirka 150 000 boepd. Den utökade produktionskapaciteten möjliggjorde högre produktion på Volund än den initialt kontraherade nivån om 8 700 boepd netto till Lundin Petroleum, och Volund bidrog med 12 000 boepd netto till Lundin Petroleum under 2011. En ytterligare utbyggnadsborrning planeras på vart och ett av fälten Alvheim respektive Volund under 2012.

FÖRSÄLJNING

2011 uppnådde Lundin Petroleum en total försäljning om 12,4 MMboe till ett genomsnittligt oljepris på 101,04 USD per fat, vilket gav en nettoförsäljning om 1 257,7 MUSD. Försäljningsvolymerna var 14 procent högre under 2011 och erhållet pris på olja var 40 procent högre än 2010, vilket medförde att olje- och gasintäkterna var 60 procent högre. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för 2011 var 111,26 USD per fat.

AVVIKELSER

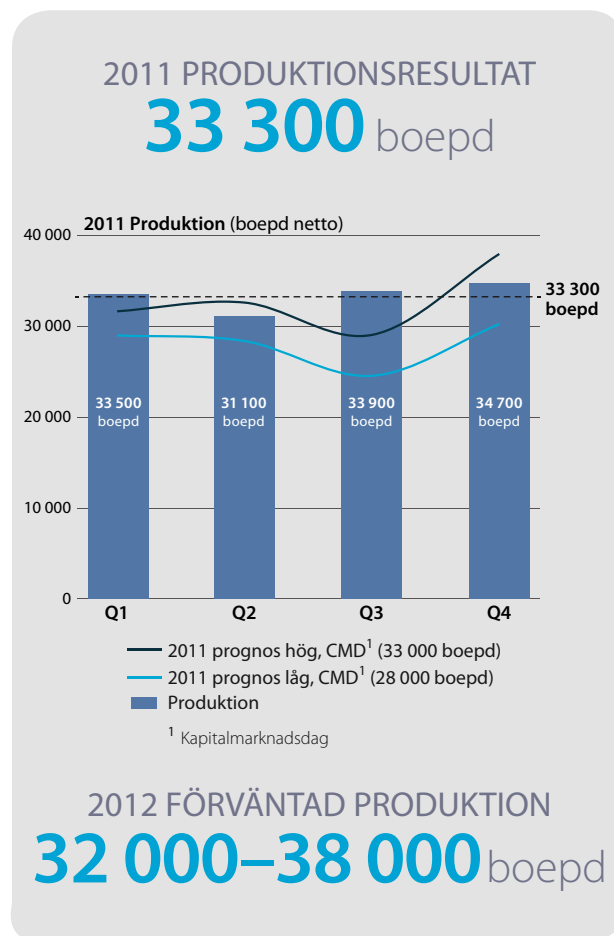
Sålda volymer kan avvika från antalet producerade fat under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Permanenta skillnader uppkommer dels som ett resultat av royaltybetalning som gjorts i sak eller av effekterna av produktionsdelningkontrakt.

FÖRVÄNTAD PRODUKTION

Lundin Petroleums förväntade produktion för 2012 ligger i intervallet 32 000 till 38 000 boepd. Mittpunkten i detta intervall om 35 000 boepd, representerar en ökning om fem procent jämfört med produktionen för 2011.

PRODUKTIONSÖKNINGAR

Lundin Petroleums interna tillväxtstrategi är att omvandla prospekteringsfyndigheter till kassaflöde genom en framgångsrik utbyggnad av resurser. Under de närmaste fyra åren förväntas ett antal utbyggnader leda till en fördubbling av Lundin Petroleums produktion.



Produktionsstarten för Gaupefältet förväntas inträffa i slutet av första kvartalet 2012, vilket innebär ytterligare produktionsökning för Lundin Petroleum. Gaupefältet har uppskattade reserver om cirka 31 MMboe, brutto, och förväntas producera 5 000 boepd, netto, till Lundin Petroleum vid plåtproduktion. Brynhildfältet, för vilket godkännande av utbyggnadsplan erhöles i november 2011, kommer ytterligare att bidra till en produktionsökning. Brynhildfältet (i.a. 70%), för vilket Lundin Petroleum är operatör, har reserver om cirka 20 MMboe, brutto, och uppskattas producera 8 400 boepd, netto, till Lundin Petroleum.

Lundin Petroleum – tio år av ansvarsfullt företagande

I sin första årsredovisning 2001 definierade Lundin Petroleum Corporate Responsibility (CR) som "mer än ord, det är en inställning och ett engagemang, översatt till handling". Detta uttalande gäller än idag, och det viktiga för Lundin Petroleum är att samhällsansvar är integrerat i besluten och i det dagliga arbetet inom hela koncernen, på alla nivåer i organisationen – från styrelsen till borpersonalen.

Lundin Petroleum uppfyller till fullo den definition av ett ansvarsfullt företag som Internationella standardiseringsorganisationen slår fast i ISO 26000: "en organisations ansvar för effekter som dess beslut och aktiviteter har på samhälle och miljö, genom ett öppet och etiskt uppträdande som bidrar till hållbar utveckling, tar hänsyn till intressenternas förväntningar, följer gällande lagstiftning och är i överensstämmelse med internationella uppförandenormer och genomsyrar organisationen och tillämpas i dess relationer".

I praktiken innebär detta att sträva efter att uppnå sociala, miljömässiga och ekonomiska fördelar samtidigt. I takt med Lundin Petroleums utveckling har även CR-arbetet förändrats. Inledningsvis innebar CR att bolaget levde upp till sina värden och principer när verksamhet bedrevs i utmanande socialpolitiska miljöer. Utvecklingen av en uppförandekod, intressentengagemang och utvecklingsprojekt för lokala samhällen var de viktigaste CR-insatserna på den tiden. Allt eftersom bolagets geografiska fokus skiftade till Europa och Sydostasien har Lundin Petroleum vidareutvecklat policies, processer och rutiner för att upprätthålla anställdas och uppdragstagares hälsa och säkerhet, skydda miljön och hantera risker samtidigt som bolaget för en öppen dialog med intressenter och genomför samhällsutvecklingsprojekt och gör hållbara investeringar.

Lundin Petroleums åtagande gentemot sina anställda, aktieägare, värdländer, värd samhällen och samhället i stort att agera ansvarsfullt, tillämpas genom att göra de rätta valen i styrelserummet och ute på fältet, dag efter dag.

CR-avsnittet i årsredovisningen är ett viktigt sätt för Lundin Petroleum att informera sina intressenter i CR-frågor som behandlats under året. Sedan 2010 lämnas det även in som en del av bolagets rapport om framstegen (Communication on Progress) till FN:s Global Compact. Detta avsnitt erbjuder en översikt över CR-åtgärder som uppmärksammats i bolagets årsredovisningar under de gångna tio åren.

TIO ÅR AV CR-RAPPORTERING I LUNDIN PETROLEUM

2001	Lundin Petroleums uppförandekod och CR-åtagande omsätts i konkreta projekt under Program för lokal utveckling och humanitära insatser (CDHAP) i Sudan.
2002	Lundin Petroleums policies om hälsa, säkerhet och miljö (HSE) introduceras i de nyförvärvade Coparextillgångarna i Frankrike, Indonesien, Nederländerna och Tunisien.
2003	Lundin Petroleum utvecklar det övergripande HSE-ledningssystemet (Green Book) med utgångspunkt i ISO 14001.
2004	Lundin Petroleum inför uppföljning och rapportering av HSE-indikatorer, till exempel dödsolyckor, incidenter som leder till förlorad arbetstid och oljeutsläpp/gasläckor. Den norska myndigheten för petroleumssäkerhet genomförde en översyn av bolagets HSE-ledningssystem/-kultur och besökte den franska verksamheten innan Lundin Petroleum godkändes som operatör i Norge.
2005	Den interna HSE-rapporteringen utökas med åtgärder som vidtagits enligt anvisningarna i Green Book, externa HSE-revisioner genomförs i Frankrike, Tunisien och Storbritannien.
2006	CR-analyser och intressentengagemang sker innan verksamhet i nya områden inleds och HSE-frågor standardiseras ytterligare i den världsomspännande verksamheten. Projekt genomförs inom ramen för Lundin Petroleums donationsprogram.
2007	Mot bakgrund av Lundin Petroleums utökade verksamheter i Afrika, Europa och Sydostasien anpassas CR-ramverket till internationella initiativ som FN:s Global Compact (UNGC), FN:s ramkonvention om klimatförändring och Kyotoprotokollet, Extractive Industry Transparency Initiative, Frivilliga principer för säkerhet och mänskliga rättigheter samt FN:s millennieutvecklingsmål.
2008	Lundin Petroleum reviderar sitt HSE-ramverk så att det stämmer överens med internationella standarder som ISO 14001 och OSHAS 18001.
2009	Hanteringen av HSE-frågor på koncern- och områdesnivå systematiseras genom införandet av HSE-planer, regelbundna HSE-telefonkonferenser och HSE-ledningsmöten, utarbetande av HSE-ledningssystemkrav, introduktionen av ledande HSE-indikatorer och rapportering av växthusgasutsläpp.
2010	Lundin Petroleum ansluter sig formellt till UNGC, CR-avsnittet i årsredovisningen utgör även bolagets rapport om framstegen (Communication on Progress (COP)) och beskriver de åtgärder bolaget vidtagit för att integrera principerna i sin strategi och sin dagliga verksamhet.



“ Under de gångna tio åren har Lundin Petroleum fortlöpande reviderat sitt CR-ramverk för att förvissa sig om att det beaktar relevanta frågor i nuvarande och potentiella verksamhetsområden. Processen har innefattat att definiera interna värderingar, principer, system och rutiner, integrera externa standarder och initiativ, upprätthålla ett aktivt engagemang bland lokala och internationella intressenter och bidragsgivande till stöd för miljön, samhället och god förvaltnings sed.



CHRISTINE BATRUCH
VICE PRESIDENT CORPORATE RESPONSIBILITY

SAMHÄLLSANSVAR – CORPORATE RESPONSIBILITY

CR-RAMVERKET

Uppförandekoden

Uppförandekoden, som representerar själva kärnan i Lundin Petroleums åtagande för ansvarsfullt företagande, innehåller den vision och de värderingar och principer som vägleder bolaget, samt det ansvar bolaget har gentemot sina aktieägare, anställda, värdländer, värdsamhällen och miljö.

En formell översyn av uppförandekoden genomfördes under 2011 med anledning av Lundin Petroleums tioårsjubileum. Värderingarna, principerna och ansvarerna är i princip oförändrade eftersom de alljämt avspeglar Lundin Petroleums CR-engagemang. Koden inkluderar nu även ett åtagande i förhållande till FN:s Global Compact (UNCG) tio principer om mänskliga rättigheter, arbetsvillkor, miljö och bekämpning av korruption, samt ett uttalande om klimatförändring.

Den nya versionen av uppförandekoden godkändes av styrelsen i maj 2011 och är tillgänglig på bolagets hemsida under Ansvar.

För att öka medarbetarnas kunskaper om uppförandekoden och för att ge dem de nödvändiga verktygen för att utöva ledning i CR-frågor visavi kollegor, uppdragstagare och intressenter, har bolaget ett introduktionsprogram och en introducerande presentation för medarbetare samt en personalhandbok, vilka lyfter fram principerna i bolagets uppförandekod och policies.

Under 2011 ändrades medarbetarnas introduktionsdokumentation för att avspegla uppdateringar i CR-ramverkets dokument.

POLICIES

Hälsa och säkerhet

Lundin Petroleums policy för hälsa och säkerhet slår fast målsättningen att bedriva all verksamhet på ett sätt som skyddar människor och egendom och följer gällande lagstiftning. Det främsta målet för hälsa och säkerhet är att tillhandahålla en säker arbetsmiljö för anställda, uppdragstagare och allmänheten.

Miljö

Lundin Petroleums miljöpolicy slår fast målsättningen att skydda miljön och att säkerställa att prospekterings-, utbyggnads- och produktionsverksamheten bedrivs enligt gällande miljölagstiftning och föreskrifter samt uppfyller bolagets miljömässiga krav.

Relationer med lokala samhällen

Lundin Petroleums policy för relationer med lokala samhällen slår fast målsättningen att förbättra levnadsstandarden och välfärden för människor i de områden där bolaget bedriver verksamhet, till exempel genom att anställa lokala medarbetare och/eller medverka i samhällsprojekt.

Whistleblowing

Lundin Petroleums whistleblowingpolicy och riktlinjer ger alla anställda och uppdragstagare i koncernen en möjlighet att framföra misstankar om olämpligt, oetiskt eller illegalt uppförande på arbetsplatsen, och garanterar att rapporterade

personer skyddas från repressalier eller trakasserier på grund av rapportering av missförhållanden som görs i god tro.

Antikorruption

Lundin Petroleums nya antikorruptionspolicy bygger på principerna i Lundin Petroleums uppförandekod om att "handla ärligt" och att "inte ta emot eller erbjuda oegentliga betalningar eller gåvor, samt inte ägna oss åt bestickning eller andra korrupta affärsmetoder". Policyn utfärdades tillsammans med antikorruptionsriktlinjer (se Övergripande riktlinjer nedan) som en del av bolagets UNGC-åtagande.

Antikorruptionspolicyn och riktlinjerna godkändes av styrelsen i december 2011.

HSE-LEDNINGSSYSTEMET

Green Book

"Green Book", som är Lundin Petroleums ledningssystem för frågor avseende hälsa, säkerhet och miljö (HSE), innehåller övergripande krav på en systematisk och omfattande integration av HSE-frågor i ledningen av bolagets världsomspännande verksamhet. Den siktar till att uppnå ständiga förbättringar inom HSE-området genom en proaktiv ledningsprocess som innefattar planering, införande, övervakning och granskning.

HSE-mål

För att förstärka de åtaganden som Lundin Petroleum åtar sig i uppförandekoden, HSE-policies och Green Book, samt för att undvika eventuella negativa konsekvenser för människor, tillgångar och miljön, ska följande högt ställda HSE-mål tillämpas vid bolagets samtliga verksamheter:

- » Inga dödsolyckor
- » Inga incidenter
- » Inga skador på miljön

Dessa mål har kommunicerats inom hela koncernen tillsammans med förslag på åtgärder för att "främja, förhindra och minska".

Övergripande HSE-plan

Lundin Petroleum upprättar årligen en övergripande HSE-plan i syfte att ha en systematisk modell för HSE-ledning, öka HSE-medvetenheten bland de anställda och engagera dem i planerade aktiviteter, främja en sund HSE-kultur på koncernledningens nivå samt förstärka bolagets övergripande HSE-mål. Den övergripande HSE-planen upprättas i förhållande till bolagets verksamheter i hela koncernen.

Den övergripande HSE-planen täcker nödvändiga handlingar i förhållande till allmänna åtgärder, ledningssystem, revision och verifiering samt kontorsaktiviteter. Planen rapporteras till bolagsledning och styrelse minst en gång per kvartal.

En viktig aktivitet i 2011 års HSE-plan var att utföra HSE-ledningssystemrevisioner i samtliga de tillgångar där Lundin Petroleum är operatör, nämligen Frankrike, Indonesien, Malaysia, Norge, Ryssland och Tunisien. Revisionerna genomfördes med anvisningarna för HSE-ledningssystemkrav som utgångspunkt och genom formulär för egenutvärdering. Samtliga tillgångar visade sig generellt uppfylla kraven



vad gäller HSE-ledningssystem, processer och rutiner och de åtta specifika kraven på: ledarskap och engagemang; ansvarstagande; lokal ledning, planering och implementering; ledning av uppdragstagare; kommunikation och utbildning; riskbedömningar; beredskapssystem och revisioner; övervakning och utvärdering. Vid revisionen dokumenterades de bästa processerna och rutinerna, vilka har förmedlats till alla inom koncernen. De rekommendationer för förbättringsåtgärder som har utfärdats till varje tillgång kommer att ligga till grund för ytterligare revisioner under 2012.

Områdesbaserade HSE-planer

Områdeschefer ska enligt Green Book ha lands- och/eller tillgångsbaserade HSE-planer som ska ligga till grund för en proaktiv hantering av HSE-frågor med fastställande av HSE-mål och säkerställande av att HSE-problem åtgärdas av linjeledning. Bolagsledning på koncernnivå följer upp framstegen jämfört med områdenas HSE-planer genom deras månadsrapportering och genom de årliga revisioner/genomgångar som genomfördes under 2011.

Övergripande riktlinjer

Syftet med riktlinjerna är att hjälpa verksamhetsområdena att hantera CR/HSE-frågor i linje med bolagets förväntningar.

Riktlinjer för HSE-ansvariga avseende budgetprocessen innehåller frågor som ska säkerställa att alla HSE-aspekter har övervägts och integrerats i de operativa budgetarna. HSE-ansvariga har skyldighet att rapportera till bolagsledningen att de är nöjda med de operativa budgetarna innan de läggs fram för godkännande av investeringskommittén.

Riktlinjer för oljeutsläppsberedskap är ytterligare ett kontrollinstrument för att säkerställa att dotterbolagen har rätt utrustning, planer, kapacitet och tredjepartslösningar för sådan beredskap. All borrhings- och produktionsverksamhet där Lundin Petroleum är operatör täcks av koncernens kontrakt med Oil Spill Response Ltd. HSE-ansvariga har skyldighet att åtminstone i slutet av varje år rapportera att kraven i dessa riktlinjer har uppfyllts.

Riktlinjerna för investeringar i hållbar utveckling innehåller information om hur verksamhetsområdena kan bidra till en positiv utveckling för invånarna och miljön, antingen genom samhällsutvecklingsprojekt, eller genom donationer till organisationer eller ändamål som verkar för en hållbar utveckling. Dotterbolags-/områdeschefer ska framställa sina förslag till VP Corporate Responsibility (VPCR) innan de lämnar in sina budgetförslag till investeringskommittén.

De nyligen utfärdade riktlinjerna om antikorrupcion ger vägledning om hur man identifierar och hanterar potentiella korrupsionsfrågor och är ett sätt att stärka Lundin Petroleums åtagande att bekämpa korrupcion och att utvärdera, bevaka och följa lagar och interna policies. Riktlinjerna presenterades för styrelsen, bolagsledningen på koncernnivå, dotterbolags-/områdeschefer och HSE-ansvariga under 2011. De kommer även att presenteras för alla anställda i dotterbolagen under 2012.

Övergripande HSE-rutiner

Lundin Petroleums har övergripande krav och rutiner som syftar till att säkerställa att verksamheten bedrivs på ett säkert och respektfullt sätt i hela koncernen. HSE-ledningssystemkraven ger vägledning om de specifika kraven på verksamheterna enligt Green Book. Under 2011 användes ett formulär för egenutvärdering som grund för formella HSE-ledningssystemrevisioner av alla tillgångar där bolaget är operatör.

Den övergripande HSE-rapporteringsmallen som används för samtliga tillgångar där bolaget är operatör, för att rapportera till bolagsledningen varje månad i enlighet med HSE-rapporteringsanvisningarna uppdaterades under 2011. Den inkluderar nu även utfall jämfört med HSE-planer, förändrade större risker inom verksamhetsområden och årliga miljöindikatorer (olja i vattenutsläpp och avfallssortering) för borrhings- och/eller producerande tillgångar där Lundin Petroleum är operatör. Bolaget kan således följa upp HSE-resultaten på månadsbasis och miljödata på årsbasis, lägga samman resultaten samt göra jämförelser mellan flera år.

SAMHÄLLSANSVAR – CORPORATE RESPONSIBILITY

Lundin Petroleums krishanteringsplan (Emergency Response Plan (ERP)), som syftar till att säkerställa verksamhetens kontinuitet vid problem i ett verksamhetsområde eller på koncernnivå, genomgick en fullständig revidering under 2011 för att ge verksamheten ytterligare vägledning om hur man hanterar och rapporterar kriser. Planen presenterades inom koncernen vid en HSE-telefonkonferens. Under 2011 genomförde alla dotterbolag minst en krishanteringsövning där bolagsledningen deltog för att testa effektiviteten i beredskapssystemen och kommunikationen mellan bolagsledning på koncern- och lokalnivå i nödsituationer.

Områdesbaserade HSE-rutiner

Det finns operativa HSE-rutiner för verksamheten som bedrivs av varje dotterbolag som täcker hela spektret av prospekterings- och produktionsaktiviteter, från studier och utvärderingar av miljö, risker, säkerhet och samhällspåverkan, till tillstånd att arbeta, arbets säkerhetsanalyser, oljeutsläpps- och krisberedskap samt HSE- och verksamhetskontinuitetsplaner. Samtliga rutiner prövas och verifieras löpande genom lokala övningar samt genom intern och extern granskning och/eller granskning av tillsynsmyndigheter.

Därutöver är det ett krav från bolaget att alla tillgångar där bolaget är operatör ska ha ett system som säkerställer att anställda följer säkerhetsföreskrifter, till exempel DuPonts Safety Training Observation Programme, STOP, och att proaktivt analysera deras innehåll för att förhindra olyckor.

HSE-STRUKTUR

HSE-styrelserepresentant

Lundin Petroleums styrelse har ett övergripande tillsynsansvar i HSE-frågor. Styrelsen har också en bestämd CR/HSE-styrelserepresentant. Utöver regelbundna kontakter mellan CR/HSE-styrelserepresentanten och VPCR, får styrelsen varje kvartal från och med halvårsskiftet 2011 en rapport om HSE-framstegen, utfall jämfört med HSE-plan, uppdateringar om intressentfrågor och investeringar för hållbar utveckling.

Kvartalsvisa HSE-ledningsmöten

Lundin Petroleum håller kvartalsvisa HSE-ledningsmöten med bolags-, operativ- och HSE-ledning på koncernnivå för att granska HSE-arbetet i koncernen jämfört med HSE-planen och diskutera HSE-konsekvenserna av planerade operativa verksamheter samt andra frågor av intresse. Två formella möten hölls under 2011. Frågor som rörde HSE-ledning och resultat behandlades även vid enskilda möten mellan VP Corporate Responsibility (VPCR) och CEO, COO, Senior Vice President Operations och/eller koncernens personalchef samt vid HSE-telefonkonferenser.

HSE-kommitté

Lundin Petroleum har en HSE-kommitté bestående av Senior Vice President Operations, VPCR och koncernens personalchef. Kommitténs uppgift är att behandla HSE-frågor vid behov. Mötena kan behandla olika frågor såsom nyckeltal, konsekvenser av en olycka, HSE-konsekvenser av planerade eller befintliga verksamheter, däribland konsekvenserna för medarbetare och utbildningsbehov, samt potentiella problemområden. Under 2011 var mötena inriktade på åtgärder för att förbättra



HSE-resultaten i Frankrike, det enda landet som rapporterade incidenter med förlorad arbetstid i koncernen under 2011.

HSE-nätverk

Varannan månad hålls en HSE-telefonkonferens för HSE-nätverket. Till en början var nätverket avsett som ett forum för HSE-ansvariga, men mot bakgrund av det intresse som nätverket väckt, utökades det under 2011 till att även omfatta bolagsledning på koncern- och lokalnivå.

Varje HSE-telefonkonferens omfattar en genomgång av månadens viktigaste frågeställningar, en statusuppdatering och en diskussion om HSE-nyckeltalen och lärdomar som kan dras. Bolagsledningen på koncern- eller lokalnivå belyser vidare en specifik HSE-fråga. Under 2011 genomfördes sju telefonkonferenser.

Verksamhetsområdenas presentationer behandlade följande ämnen:

- » Utveckling av HSE-plan (Malaysia)
- » Rengöring av lagringstankar (Frankrike)
- » HSE-workshop för uppdragstagare (Malaysia)
- » Nära tillbud (Norge)
- » HSE-ledningssystem (Indonesien)
- » Krishanteringsberedskap och lärdomar att dra (Tunisien)

Koncernpresentationerna behandlade följande ämnen:

- » FN:s Global Compact-principer
- » Klimatförändring
- » Lundin Petroleums antikorrupsionspolicy och riktlinjer
- » Beredskap för oljeutsläpp

Samtliga övergripande, operativa och branschbaserade dokument inom HSE samt telefonkonferensmaterial, inklusive presentationer, har samlats i ett särskilt HSE-webbforum tillgängligt för områdes-, verksamhets-, borrhings- och HSE-ansvariga i hela koncernen.

LUNDIN PETROLEUMS HSE-RESULTAT 2011

HSE-nyckeltal

Bolaget följer ett antal HSE-nyckeltal för de tillgångar där bolaget är operatör i syfte att följa upp resultatet i hela koncernen och fastställa prioriterade HSE-områden. Som minimum ska alla

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

¹ Incident som leder till förlorad arbetstid (LTI) innebär åtminstone en förlorad arbetsdag för personen som drabbas.

² Incident som leder till begränsad arbetsförmåga (RWI) leder till att en person begränsas från att utföra en eller flera rutinartade arbetsuppgifter.

³ Incident som kräver sjukvård (MTI) är en arbetsrelaterad skada eller sjukdom som inte leder till begränsad arbetsförmåga eller frånvarodagar.

⁴ Beräkningen av frekvens av incidenter med förlorad arbetstid och total frekvens av rapporterbara incidenter baseras på 200 000 arbetstimmar.

incidenter med stor effekt eller hög potential utredas noga och följas upp.

Hälso- och säkerhetsnyckeltal

De HSE-nyckeltal som följs upp löpande i hela koncernen och rapporteras varje månad är: dödsolyckor, incidenter som leder till förlorad arbetstid (Lost Time Incidents (LTI)), incidenter som leder till begränsad arbetsförmåga (Restricted Work Incidents (RWI)) och incidenter som kräver sjukvård (Medical Treatment Incidents (MTI)) där anställda och/eller uppdragstagare är inblandade. Tillsammans med antalet utförda arbetstimmar ger dessa nyckeltal bolaget möjlighet att beräkna total frekvens för rapporterbara incidenter (Total Recordable Incident Rate (TRIR)) per 200 000 arbetstimmar. Förutom dessa släpande indikatorer (som hänför sig till rapportering av inträffade incidenter) följer bolaget även upp ledande indikatorer som nära tillbud med hög potential (Near Misses with High Potential (NMHP)). Ledande indikatorer är viktiga för att belysa potentiella problemområden och ge bolaget möjlighet att vidta förebyggande åtgärder för att undvika att dessa utvecklas till incidenter.

Miljönyckeltal

Fram till 2011 inkluderade de miljönyckeltal som rapporterats olje- och kemikalieutsläpp över 1 m³ och kolväteutsläpp över 1 kg (på månadsbasis) och växthusgasutsläpp (CO₂, NOX, SOX, CO, N₂O, CH₄, nmVOC) för producerande tillgångar (på årsbasis).

Under 2011 introducerades två nya miljönyckeltal, nämligen oljeutsläpp i vattenutsläpp (för producerande tillgångar) och avfallssortering (för borrhings- och producerande tillgångar). Dessa indikatorer kommer att användas framöver för att fastställa nya mål.

Nyckeltal för HSE 2011

Det förekom inga allvarliga incidenter i koncernen under 2011 och inga incidenter alls i Malaysia, Ryssland och Tunisien.

Några incidenter, som hade begränsade konsekvenser såtillvida att de inte gav bestående skador för de berörda personerna eller miljön, inträffade i Frankrike, Indonesien och Norge. Incidenterna innebär heller ingen risk för verksamhetens kontinuitet. Olyckor och incidenter som ledde till förlorad arbetstid, nära tillbud med hög potential eller oljeutsläpp utreddes i enlighet med Lundin Petroleums HSE-rapporteringsanvisningar och ledde till omedelbara och långsiktiga korrigerande åtgärder.

Även om aktivitetsnivån var högre än tidigare år är bolagsledningen inte nöjd med nyckeltalen för 2011 och har identifierat specifika åtgärder som kommer att genomföras under 2012 för att förbättra HSE-resultaten.

Koncernens HSE-nyckeltal 2011:

Dödsolyckor: noll

Det har hittills inte inträffat några arbetsrelaterade dödsolyckor i Lundin Petroleums verksamhet.

Incidenter med förlorad arbetstid som följd (LTI): sex

Samtliga LTI inträffade i Frankrike och berörde tre anställda och tre uppdragstagare. Inga allvarliga personskador rapporterades från dessa incidenter.

Incidenter som ledde till begränsad arbetsförmåga (RWI): tre

Två RWI berörde uppdragstagare som arbetade med insamling av seismik i Indonesien och den tredje gällde en borrhingsentreprenör i Frankrike. Incidenterna begränsade tillfälligt den skadade personens förmåga att utföra alla sina rutinuppgifter, men skadorna var inte allvarliga.

Incidenter som krävde sjukvård (MTI): fem

Fyra MTI inträffade i Norge och en i Frankrike, och dessa berörde fyra uppdragstagare och en anställd. Samtliga incidenter ledde till mindre skador som inte hindrade personerna från att utföra sina arbetsuppgifter.

Oljeutsläpp: sju

Totalt uppgick oljeutsläppen till 33 m³, varav 23 m³ i Frankrike och 10 m³ i Norge. Utsläppen hanterades i enlighet med respektive beredskapsplan för oljeutsläpp och fick således ingen bestående inverkan på miljön.

SAMHÄLLSANSVAR – CORPORATE RESPONSIBILITY

Kemikalieutsläpp: två

Båda utsläppen inträffade i Norge på grund av läckor (total volym 3,5 m³) från det akustiska BOP-kontrollsystemet. Orsaken till utsläppen har identifierats och problemen har åtgärdats.

Kolväteutsläpp: noll

Nära tillbud med hög potential (NMHP): tre

De tre tillbuden som inträffade i Norge rörde fallande föremål: ett på Lundin Petroleum kontor och två på Bredford Dolphin. Dessa rapporterades på grund av den skada som föremålen eventuellt skulle kunnat orsaka om de hade träffat en person.

Överträdelser av tillstånd: noll

TRANSPARENS

Lundin Petroleum anser att en öppen dialog med intressenter inte bara hjälper bolaget att identifiera och hantera CR-frågor utan också ökar intressenternas förståelse för hur bolaget bedriver sin verksamhet och arbetar med CR-utmaningar. Intressentengagemanget tar sig bland annat uttryck i:

- » deltagande i internationella och nationella initiativ (UNGC, Petronas HSE-forum)
- » deltagande i seminarier (Business and Humanitarian Forum, Institute of Graduate Studies)
- » deltagande i undersökningar (Carbon Disclosure Project, Sustainability, Sustainable Value Creation, Trucost, Vigeo m.m.)
- » CR-presentationer vid akademiska institutioner (University of Geneva, IMD Lausanne, IMI-Kyiv, Institute of Graduate Studies m.m.)
- » enskilda möten med aktieägare, ideella organisationer och medier om CR-frågor m.m.
- » svar på enskilda förfrågningar från media, ideella organisationer, studenter m.m.
- » rapportering i länder som uppfyller kraven för Extractive Industry Transparency Initiative (Norge)

ANSTÄLLNINGSPRAXIS

I enlighet med uppförandekoden strävar Lundin Petroleum efter att skapa lika möjligheter och efter att motverka diskriminering på grund av ålder, kultur, funktionshinder, kön, ras, religion m.m. Det huvudsakliga kriteriet är personens kompetens och kvalifikationer för arbetsuppgifterna.

Utöver redovisningen av könsfördelningen i de finansiella rapporterna i bolagets årsredovisning görs ingen åtskillnad på anställda baserat på någon av ovanstående egenskaper.

Andelen kvinnor som arbetade inom koncernen 2011 var 32 procent (2010: 30 procent). Andelen varierar från land till land, från 19 till 57 procent (2010: 16 till 57 procent).

INVESTERINGAR FÖR HÅLLBAR UTVECKLING

Ända sedan starten har Lundin Petroleums målsättning varit att finna och producera olja och gas på ett ansvarsfullt sätt och ha en positiv inverkan på människor och miljö.

Det huvudsakliga bidraget till invånarna i de områden där bolaget bedriver verksamhet är det ekonomiska tillskott som oljan ger. Johan Sverdrupfyndigheten i Norge under 2011, till exempel,

förväntas generera betydande intäkter under kommande decennier för den norska staten och invånarna i form av skatter.

Lundin Petroleums huvudsakliga bidrag till miljön är att begränsa sin påverkan genom att använda miljövänlig utrustning och miljövänliga produkter. Lundin Petroleum bidrar även till miljöskyddet genom att finansiera eller medverka i projekt som miljöskydd, främjar positiva värden och välfärd i samhället (se nedan).

Som en del av verksamheten i Sudan och för att reagera på prekära socioekonomiska förhållanden av lokalbefolkningen i licensområdet, utvecklade Lundin Petroleum ett program för lokal utveckling och humanitära insatser (CDHAP), vilket omfattade projekt som vattenförsörjning, hälso- och sjukvård, utbildning och kompetensutveckling. CDHAP-projekt genomfördes av engagerad och kvalificerad personal. Bolaget hade också ett omfattande program för intressentengagemang. Syftet var att lära av andras erfarenheter och expertkunskaper och att främja en fredlig lösning på konflikten. Åtagandet att ha en positiv inverkan på samhället har fortsatt även efter det att Lundin Petroleum verksamhetsfokus har ändrats till Europa och Sydostasien. År 2004 tog bolaget fram en donationspolicy som beskriver de kriterier som ska följas vid val av projekt. År 2010 utfärdade Lundin Petroleum riktlinjer om investeringar för hållbar utveckling som delar in bidragen i två kategorier: samhällsutvecklingsprojekt och donationer.

Samhällsutvecklingsprojekten genomförs i verksamhetsområden, där de ingår i tillgångens arbetsprogram och budget, och deras omfattning beror på landets socioekonomiska förhållanden och nivån på bolagets aktiviteter. Donationerna är inte geografiskt relaterade på samma sätt. De avspeglar i stället Lundin Petroleum vilja att ha en positiv inverkan på samhällsfrågor av globalt intresse, såsom uttrycks i principerna i FN:s Global Compact och FN:s millennieutvecklingsmål.

Projekten som beskrivs nedan avspeglar den typ av frågor som Lundin Petroleum har valt att inrikta sig på i sina samhällsutvecklingsprojekt, donationer eller personlig medverkan under 2011.

Barns välfärd

Barn representerar framtiden – deras välfärd är en viktig hållbarhetsfråga. Lundin Petroleum har stöttat svenska SOS barnbyar sedan bolaget inledde sitt donationsprogram 2006. Med åren har bolaget bidragit till barnbyar i områden där bolaget är operatör (Indonesien, Tunisien), men också i områden där bolaget inte är operatör (Vietnam, Kambodja). Det unika med SOS modell och de positiva effekterna på barnens välfärd har konstaterats vid koncern- och lokalbaserade medarbetares besök i byarna. Detta stöd har fortsatt under 2011 med stöd till SOS barnbyar i Indonesien och Tunisien och gav medarbetare möjlighet att personligen engagera sig i organisationen och barnen.

Genom dotterbolaget i Norge bidrog bolaget till norska Rädda Barnen vars uppgift är att hjälpa barn både vid katastrofsituationer och genom mer långsiktiga insatser.

Genom dotterbolaget i Ryssland bidrog bolaget till driftkostnaderna för barnhemmet i Sasykol under 2011, ett barnhem som under 2009 och 2010 även fick bidrag till renovering.

Lundin Petroleum lämnade också ett ekonomiskt bidrag till International Women's Club i Stockholms bidragsinsamling till World Childhood Foundation.

Social välfärd

Lundin Tunisia lämnar årligen bidrag till Association des Amis du Belvédère som driver en park i hjärtat av Tunis. Förutom att arbeta med floraskydd av arter från de fem kontinenterna har föreningen initierat en rad projekt för förnybar energi, från sol- till vindenergi, och introducerat miljöskyddsprojekt som exempelvis trädplantering och avfallsåtervinning. Under 2011 bidrog Lundin Petroleum med pengar till utsäde till odlingslotter till familjer i närbefolkningen och för att utbilda dem i miljövänliga jordbruksmetoder.

Lundin Indonesia rustade upp en 1,2 km lång vattenrörledning och det befintliga vattenförsörjningssystemet samt borrade fyra vattenbrunnar i tre byar i Padeglangregionen där Rangkasblocket är beläget. Bolaget bidrog med 1 500 mjölkkartonger till gravida kvinnor i Natunaregionen där South Sokangblocket är beläget. I Anambas Islandregionen, med blocken Baronang, Cakalang och Gurita, har Lundin Indonesia donerat livsmedel, mjölk och vitaminer till spädbarn och gravida kvinnor samt bidragit till två tandläkarstolar, tandläkarinstrument och ett steriliseringskåp.

Lundin Petroleum lämnade även ett ekonomiskt bidrag till Situation Stockholm, en svensk tidning för hemlösa.

Miljöskydd

Miljöskydd är en angelägen målsättning för Lundin Petroleum och är integrerat i bolagets dagliga verksamhet genom bl.a. målet om noll utsläpp, krishanterings- och oljeutsläppsberedskap, användning av miljövänliga metoder och produkter m.m. Miljön främjades även genom samhällsutvecklingsprojekt under 2011.

Bolaget upprepade sitt stöd till "Operation Delta" i Astrakhan (Ryssland), där ett tjugotal studenter under tre veckor rensade upp Volgadeltats flodstränder från skräp som turister och invånare lämnat. För första gången deltog Lundin Petroleums medarbetare i Astrakhan i projektet genom att hjälpa studenterna under en dag och genom att delta i ett möte som fokuserade på olika sätt att skydda miljön.

Att bevara den biologiska mångfalden är också en viktig aspekt av Lundin Petroleum's miljöarbete. I Frankrike har denna ambition lett till trädplantering på en tidigare borrhållplats. I Ryssland fortsatte bolaget sitt stöd till två projekt. Det ena avser uppfödning av störor, vars population i Volgadeltaområdet håller på att minska på grund av tjuvfiske och det andra gäller förbättring av häckningsförutsättningarna för sibiriska tranor, en akut hotad art enligt internationella naturvårdsunionen.

Klimatförändringar är en fortsatt viktig fråga för Lundin Petroleum som följer upp växthusgasutsläpp från alla sina verksamhetsområden. Lundin Petroleum medverkade för tredje gång i Carbon Disclosure Project och fick det bästa resultatet bland de nordiska olje- och gasbolagen.

Kompetensutveckling

Lundin Petroleum anser att kompetensutveckling är ett av de bästa sätten att bidra till en förbättring av de lokala förhållandena. Bolagets kompetensutbildningsprojekt under 2011 inbegrep:

- » bidrag till en del av studieavgiften för en persons mastersstudier i samhällsutveckling (Södra Sudan)
- » betalning av kostnaderna för arbetspraktik för en petroleumteknologistuderande (Malaysia)
- » betalning av kostnaderna för arbetspraktik för en petroleumteknologistuderande (Frankrike)
- » inrättande av två stipendier vid Bandung Institute of Technology (Indonesien)
- » bidrag till omskolning av pirater från Gulf of Aden (Norge)
- » betalning av kostnader för utbildning av studenter i ett naturreservat (Ryssland)

Medarbetarnas bidrag

Lundin Petroleum's engagemang för att göra en positiv inverkan på samhället omfattar även att uppmuntra medarbetares medverkan genom att matcha deras bidrag och genom att stödja deltagande i välgörenhets- och miljöevenemang.

Matchande bidrag

På koncernnivå matchade bolaget under 2011 följande bidrag från medarbetare:

- » ekonomiskt stöd till Libya SOS, vars uppgift var att bistå med medicinsk utrustning till civila under den libyska revolten
- » ekonomiskt stöd till Röda Korsets insats i Nya Zeeland efter jordbävningen i Christchurch
- » ekonomiskt stöd till inköp av tält till ett flyktingläger i Tunisien för flyktingar från Libyen

På verksamhetsområdesnivå matchade bolaget under 2011 följande bidrag från medarbetare:

- » ekonomiskt stöd motsvarande 1–3 dagars lön från onshore- och offshorepersonal i Tunisien för inköp av tält till flyktingar från Libyen

Personlig medverkan

Lundin Petroleum täckte kostnaderna för medarbetare som deltog i:

- » "Courir pour Aider", ett välgörenhetslopp vars behållning gick till en schweizisk organisation som hjälper barn med cancer
- » "Bike to Work", ett schweiziskt miljöinitiativ för att uppmuntra människor att cykla till jobbet
- » "Operation Delta", upprepning av Volgas flodstränder

Styrning

Lundin Petroleum har valt att bidra till debatten om styrning i oljesektorn genom att finansiera akademisk forskning. Som ett resultat av forskningen och det seminarium om global och lokal styrning i energisektorn som bolaget finansierade vid Institute of Graduate Studies i Genève under 2010, utgavs ett specialnummer av Journal of Global Governance i april 2011 med titeln "The Governance of Extractive Resources". Som en uppföljning finansierade Lundin Petroleum även ett annat forskningsprojekt, "The Impact of Natural Resource-Richness and Governance on Sustainable Development as Measured by ANS". Resultatet av forskningen kommer att presenteras på en konferens och publiceras i en akademisk tidskrift under 2012.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2011

INLEDNING – STYRNINGSSTRUKTUR

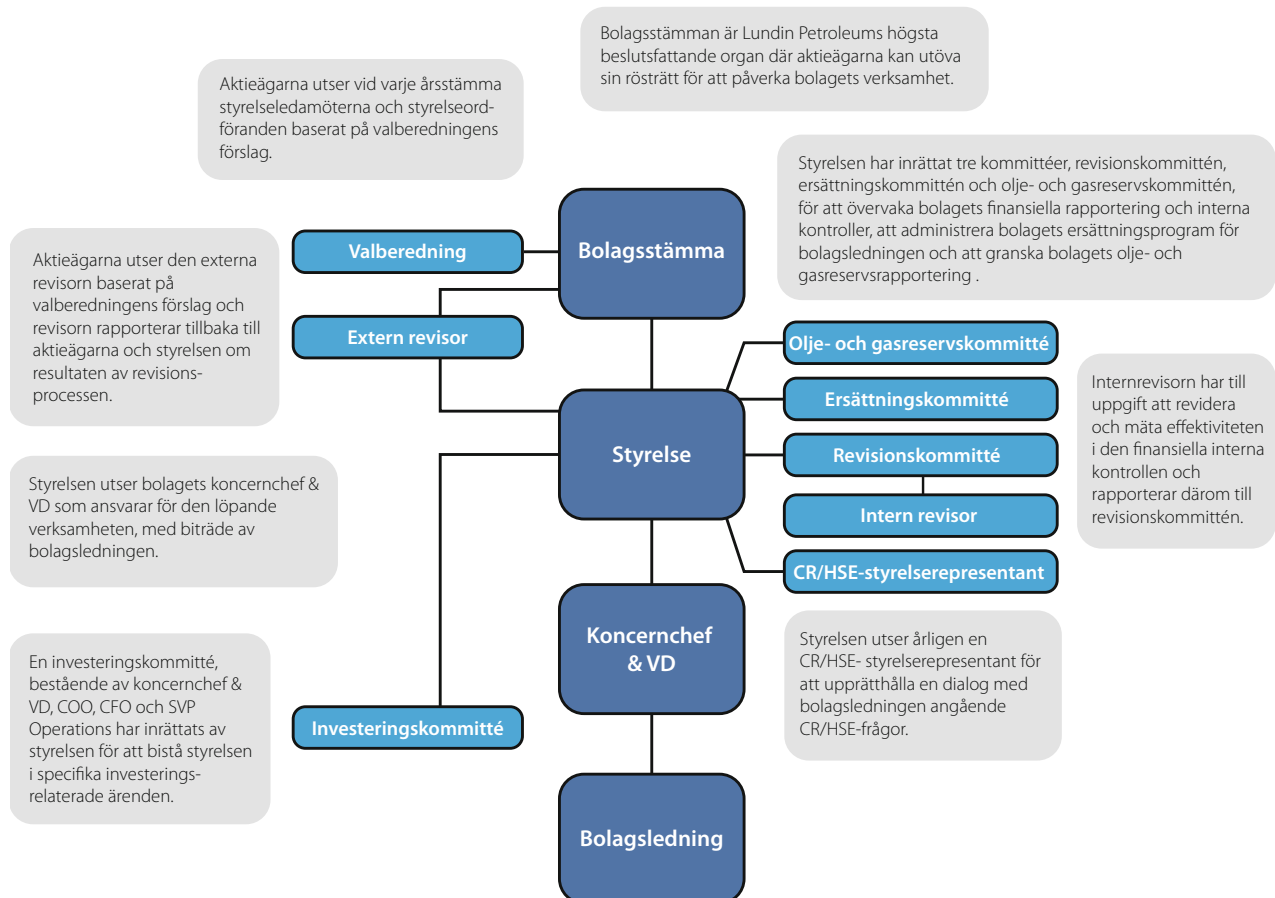
Syftet med Lundin Petroleum's verksamhet är att prospektera efter, bygga ut och producera olja och gas samt att bygga ut andra energiresurser i enlighet med dess bolagsordning. Bolaget har som mål att skapa aktieägarvärde genom prospektering och organisk tillväxt samtidigt som verksamheten bedrivs på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt för alla intressenters bästa. För att uppnå detta värdeskapande har Lundin Petroleum under sin tioåriga verksamhet tillämpat, och fortsätter att tillämpa, en struktur för bolagsstyrning som främjar direkta beslutsprocesser, med enkel tillgång till beslutsfattare, men som samtidigt innefattar en nödvändig maktfördelning mellan organen för att kontrollera verksamheten, både operativt och finansiellt.

Lundin Petroleum har allt sedan bolagets grundande 2001 väglett av interna styrinstrument och principer, som till exempel uppförandekoden och styrelsens arbetsordning, men styrningsstrukturen har fortlöpande utvecklats till följd av interna förändringar och förändringar i tillämplig lagstiftning, aktiemarknadsregelverk och andra föreskrifter. Särskilt introduktionen av den svenska bolagsstyrningskoden, som trädde i kraft den 1 juli 2005, inklusive senare reviderade versioner, har lett till utveckling av strukturen för bolagsstyrning i Lundin Petroleum, till exempel till inrättandet av en valberedning, införandet av en mer detaljerad arbetsordning, ingående utvärderingar av styrelseledamöternas oberoende och förbättrade styrningsrutiner och principer i allmänhet.

Efter tio år av bolagsstyrning inom Lundin Petroleum är bolaget fast beslutet att fortsätta följa de principer för god bolagsstyrning som är bäst lämpade för bolaget och dess verksamhet, för att säkerställa att bolaget drivs på ett effektivt sätt, i alla aktieägares bästa intresse och för fortsatt värdeskapande för aktieägarna.

Denna bolagsstyrningsrapport har granskats av bolagets externa revisor.

LUNDIN PETROLEUM – STYRNINGSSTRUKTUR



VÄGLEDANDE PRINCIPER FÖR BOLAGSSTYRNING

Lundin Petroleum har allt sedan dess grundande vägletts av allmänna bolagsstyrningsprinciper i syfte att:

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

Lundin Petroleum följer bolagsstyrningsprinciper som 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), samt NASDAQ OMX Stockholms regelverk för emittenter (vilket återfinns på www.nasdaqomx.com). Lundin Petroleum är även noterat på Torontobörsen sedan 24 mars 2011 och lyder således också under kanadensisk värdepapperslagstiftning.

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

Svensk kod för bolagsstyrning

Den svenska koden för bolagsstyrning (bolagsstyrningskoden) bygger på en tradition av självreglering och kompletterar bolagsstyrningsreglerna i aktiebolagslagen, årsredovisningslagen och andra regelverk såsom regelverket för emittenter och god sed på värdepappersmarknaden. Bolagsstyrningskoden återfinns på hemsidan www.bolagsstyrning.se.

Bolagsstyrningskoden bygger på principen "följ eller förklara", vilket innebär att ett bolag kan välja att tillämpa en annan lösning än den som bolagsstyrningskoden anvisar om bolaget finner att en annan lösning är mer lämplig i ett specifikt fall. Bolaget måste dock förklara varför det inte följt regeln ifråga, beskriva den valda lösningen och ge en motivering. Lundin Petroleum följde bolagsstyrningskoden i alla avseenden under 2011 utom ett, såsom beskrivs nedan, avseende sammansättningen av valberedningen.

Lundin Petroleums bolagsordning

Lundin Petroleums bolagsordning, vilken utgör grunden för styrningen av bolagets verksamhet, anger bolagets namn, styrelsens säte, bolagets verksamhetsföremål, bolagets aktier och aktiekapital samt innehåller regler avseende bolagsstämmor. Bolagsordningen återfinns på bolagets hemsida www.lundin-petroleum.com.

Lundin Petroleums uppförandekod

Lundin Petroleums uppförandekod innehåller principer fastställda av styrelsen som ska fungera som en övergripande vägledning för anställda, uppdragstagare och partners i 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 och lokalbefolkningar. Bolaget tillämpar samma normer i verksamheten över hela världen för att uppfylla

De viktigaste externa regelverken som påverkar Lundin Petroleums bolagsstyrning:

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

De viktigaste interna regelverken som påverkar Lundin Petroleums bolagsstyrning:

- » 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

både sina affärsmässiga och etiska krav, strävar efter att ständigt förbättra sitt sätt att arbeta och strävar efter att agera i enlighet med god oljefältssed och som god medlem av samhället.

I samband med Lundin Petroleums tioårsjubileum har styrelsen godkänt en reviderad uppförandekod under 2011 för att bekräfta att bolaget står fast vid de värderingar och principer som uttrycks i koden och fortsätter att bedriva verksamhet på ett effektivt och ansvarsfullt sätt. Uppförandekoden fortsätter att vara en integrerad del i bolagets anställningsavtal och eventuella överträdelse mot uppförandekoden kommer att bli föremål för utredning, och lämpliga åtgärder kommer att vidtas. Styrelsen gör varje år en bedömning av efterlevnaden av uppförandekoden. Uppförandekoden finns tillgänglig på bolagets hemsida www.lundin-petroleum.com.

Lundin Petroleums policies, riktlinjer och rutiner samt ledningssystem

Uppförandekoden utgör Lundin Petroleums etiska ramverk, medan interna policies, riktlinjer och rutiner har utarbetats för att tillhandahålla specifika regler och kontroller tillämpliga inom olika affärsområden. Bolaget har policies, riktlinjer och rutiner avseende bland annat den operativa verksamheten, redovisning och finans, samhällsansvar (CR) inklusive hälsa, säkerhet och miljö (HSE), antikorrupption, juridik, informationssystem, personal och kommunikation. Dessa policies, riktlinjer och rutiner granskas fortlöpande och modifieras och justeras vid behov. Vissa av dokumenten återfinns på bolagets hemsida www.lundin-petroleum.com, medan andra endast är tillgängliga internt.

Därutöver har Lundin Petroleum ett särskilt HSE-ledningssystem (Green Book) som bygger på ISO 14001-standarden och ger vägledning för bolagsledningen, anställda och uppdragstagare avseende bolagets målsättningar och förväntningar inom HSE-området. Green Book tillförsäkrar att all verksamhet uppfyller

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2011

Lundin Petroleum's juridiska och etiska skyldigheter, förpliktelser och åtaganden inom HSE-området. En mer detaljerad beskrivning av Green Book finns tillgänglig på bolagets hemsida www.lundin-petroleum.com.

Lundin Petroleum's arbetsordning för styrelsen

Styrelsens arbetsordning slår fast grundläggande regler för arbetsfördelningen mellan styrelsen, kommittéerna, styrelseordföranden och den verkställande direktören (VD). Arbetsordningen innehåller även instruktioner till bolagets VD, instruktioner för den finansiella rapporteringen till styrelsen samt direktiv för styrelsekommittéernas och investeringskommitténs arbete. Arbetsordningen, vilken årligen antas av styrelsen, uppdaterades under våren 2011 till följd av den nya bolagsstyrningskoden som trädde i kraft 2010. Den reviderade arbetsordningen antogs av styrelsen i maj 2011.

AKTIEKAPITAL OCH ÄGARFÖRHÅLLANDEN

Lundin Petroleum's aktier är noterade på Large Cap-listan på NASDAQ OMX Stockholm och på Torontobörsen. Lundin Petroleum's utgivna aktiekapital uppgick i slutet av 2011 till 3 179 106 SEK fördelat på 317 910 580 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK per aktie. Alla aktier bär lika rösträtt och ger lika rätt till andel i bolagets tillgångar och resultat.

Lundin Petroleum hade i slutet av 2011 totalt 36 897 aktieägare registrerade vid Euroclear Sweden. Lundin Petroleum AB innehade 6 882 638 av bolagets aktier, som en följd av aktieåterköp tidigare år, motsvarande 2,2 procent av aktiekapitalet. Bolagets större ägare, som per den 31 december 2011 innehade mer än tio procent av aktierna (och rösterna), var Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. och Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd., två investmentbolag som

innehas av familjen Lundin genom trustar, vilka tillsammans innehade 27,4 procent av aktierna. Därutöver innehade Landor Participations Inc., ett investmentbolag som innehas av en trust vars stiftare (settler) är Ian H. Lundin, 3,6 procent av aktierna. Utförligare information om Lundin Petroleum's aktier och aktieägare 2011 finns på sidorna 58–59.

VALBEREDNING

Bolagets aktieägare slår fast principerna för hur ledamöter till valberedningen ska utses vid varje årsstämma. I valberedningens uppgifter ingår att ge rekommendationer till årsstämman avseende val av styrelseordförande och övriga styrelseledamöter, arvoden till styrelseordföranden och övriga styrelseledamöter, inklusive arvode för kommittéarbete, val av revisor, arvode till revisorn, val av ordförande vid årsstämman samt principerna för att utse valberedningen för följande års årsstämma. Valberedningens ledamöter är, oavsett hur de utsetts, skyldiga att tillvarata alla aktieägares intressen.

Till följd av valberedningens uppgift att lägga fram förslag på styrelseledamöter till årsstämman, genomför styrelseordföranden varje år en utvärdering av styrelsens arbete, vars resultat och slutsatser presenteras för valberedningen. Ingen ersättning utgår till ordföranden eller de övriga ledamöterna i valberedningen för deras arbete i valberedningen.

Valberedningen inför årsstämman 2012

I enlighet med de principer som fastställdes av 2011 års årsstämma består valberedningen inför 2012 års årsstämma av representanter för fyra av bolagets större aktieägare per den 1 augusti 2011, se tabell nedan.

Valberedning inför 2012 års årsstämma

Ledamot	Repräsenterar	Aktier repräsenterade per den 1 augusti 2011	Aktier repräsenterade per den 31 december 2011	Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Oberoende av bolagets större aktieägare
Kerstin Stenberg	Swedbank Robur fonder	3,6 procent	3,4 procent	Ja	Ja
Ulrika Danielson	Andra AP-fonden	1,2 procent	1,0 procent	Ja	Ja
Anders Algotsson	AFA Försäkring	1,4 procent	1,0 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	32,0 procent	31,0 procent	Ja	Nej ¹
Magnus Unger	Icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum som agerar som valberedningens ordförande			Ja	Ja
		Totalt 38,2 procent	Totalt 36,4 procent		

¹ För ytterligare information, se översikten på sidorna 54–55.

Valberedningen uppfyller oberoendekriterierna enligt bolagsstyrningskoden och ingen från bolagsledningen är ledamot i valberedningen. Magnus Unger, som varit ordförande allt sedan valberedningen inför 2006 års årsstämma, valdes återigen enhälligt till ordförande. Det faktum att han är ordförande i valberedningen och styrelseledamot i Lundin Petroleum utgör en avvikelse från regel 2.4 i bolagsstyrningskoden; dock ansågs han av valberedningen, precis som under tidigare år, bäst lämpad för uppgiften.

Namnen på ledamöterna i valberedningen tillkännagavs och publicerades på bolagets hemsida den 24 oktober 2011, det vill säga minst sex månader före årsstämman såsom föreskrivs i bolagsstyrningskoden. Valberedningen höll tre möten under året och informella kontakter ägde rum mellan mötena. Valberedningen erhöll en rapport avseende styrelsens arbete samt resultatet av utvärderingen av styrelsens arbete. En jämförelse av styrelseledamöters arvoden i Europa gjordes av valberedningens ordförande och resultatet av jämförelsen lades fram för samtliga ledamöter i valberedningen. Vidare utvärderade valberedningen styrelseledamöternas oberoende i enlighet med reglerna i bolagsstyrningskoden. Valberedningens fullständiga rapport avseende dess arbete och förslag till årsstämman 2012 kommer att presenteras på bolagets hemsida tillsammans med kallelsen till årsstämman.

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 inkluderas i dagordningen förutsatt att sådan begäran inkommer till styrelsen 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 hemsida. Handlingarna inför årsstämman publiceras på bolagets hemsida på svenska och engelska senast tre veckor, dock vanligen fyra veckor, före årsstämman.

Vid årsstämman fattar aktieägarna beslut om ett antal viktiga frågor avseende bolagets styrning, bland andra 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 när bolagets verksamhet så kräver.

Årsstämman 2011

Årsstämman 2011 hölls den 5 maj 2011 på Grand Hotel i Stockholm. 303 aktieägare, som representerade 48,9 procent av aktiekapitalet, närvarade personligen eller genom ombud vid årsstämman. Styrelsens ordförande, samtliga styrelseledamöter

och VD, samt bolagets revisor och majoriteten av ledamöterna i valberedningen², närvarade vid årsstämman. För att alla närvarande skulle kunna följa årsstämman simultantolkades presentationen från svenska till engelska respektive från engelska till svenska.

2011 års årsstämma fattade beslut om att:

- » omvälja Ian H. Lundin, Magnus Unger, William A. Rand, Lukas H. Lundin, C. Ashley Heppenstall, Asbjørn Larsen och Dambisa F. Moyo till styrelseledamöter samt välja Kristin Færøvik till ny styrelseledamot,
- » omvälja Ian H. Lundin som styrelseordförande,
- » bevilja styrelsen och VD ansvarsfrihet för förvaltningen av bolagets angelägenheter under 2010,
- » fastställa bolagets och koncernens resultat- och balansräkningar och att ingen utdelning utbetalas för räkenskapsåret 2010,
- » godkänna arvode till styrelseledamöter och revisorn,
- » godkänna bolagets ersättningspolicy,
- » bemyndiga styrelsen att besluta om nyemission av aktier och/eller konvertibla skuldebrev motsvarande sammanlagt högst 35 000 000 nya aktier, med eller utan tillämpning av aktieägarnas företrädesrätt, i syfte att möjliggöra för bolaget att anskaffa kapital för finansiering av bolagets verksamhet och företagsförvärv,
- » 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, och
- » godkänna nomineringsprocessen för 2012 års årsstämma.

Protokollet från årsstämman 2011 finns tillgängligt på svenska och engelska på bolagets hemsida www.lundin-petroleum.com.

BOLAGETS EXTERNA REVISOR

Lundin Petroleum's externa revisor reviderar varje år bolagets och koncernens räkenskaper, styrelsens och VD:s förvaltning av bolagets angelägenheter och bolagsstyrningsrapporten. Vidare granskar revisorn bolagets delårsrapport per den 30 juni. Styrelsen håller minst en gång om året ett möte med revisorn utan att någon från bolagsledningen är närvarande. Revisorn utses för en period om fyra år för att skapa kontinuitet i revisionsprocessen. Vid årsstämman 2011 förekom inget revisorsval eftersom PricewaterhouseCoopers AB valdes vid årsstämman 2009 till bolagets revisor för perioden intill årsstämman 2013. Huvudansvarig revisor är den auktoriserade revisorn Bo Hjalmarsson. Revisorsarvoden beskrivs i noterna till de finansiella rapporterna, se not 36 på sidan 95 och not 10 på sidan 100. Revisorsarvoden inbegriper även betalning för uppdrag utöver det ordinarie revisionsuppdraget. Sådana uppdrag sker dock i minsta möjliga utsträckning i syfte att säkerställa revisorns oberoende gentemot bolaget.

² Ledamöterna i valberedningen inför 2011 års årsstämma var KG Lindvall (Swedbank Robur fonder), Ossian Ekdahl (Första AP-fonden), Anders Algotsson (AFA Försäkring), Ian H. Lundin (Lorito Holdings (Guernsey) Ltd., Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. och Landor Participations Inc. samt icke-anställd styrelseordförande i Lundin Petroleum) och Magnus Unger (icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum samt ordförande i valberedningen).

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2011

STYRELSEN

Lundin Petroleums styrelse har ansvar för organisationen av bolaget och ledningen av bolagets verksamhet. Styrelsen har till uppgift att förvalta bolagets angelägenheter till gagn för bolaget och alla aktieägare, med målsättningen att skapa långsiktigt aktieägarvärde.

Styrelsens sammansättning

Enligt Lundin Petroleums 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 och såsom nämnts tidigare, på årsstämman 2011 omvaldes Ian H. Lundin (styrelseordförande), Magnus Unger, William A. Rand, Lukas H. Lundin, C. Ashley Heppenstall (bolagets VD), Asbjørn Larsen och Dambisa F. Moyo, och Kristin Færøvik valdes som ny styrelseledamot, fram till nästa årsstämma. Inga suppleanter har valts och ingen av styrelsens ledamöter är utsedd av arbetstagarorganisationer. 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. Bolagssekreterare är sedan mars 2011 Jeffrey Fountain, Vice President Legal på Lundin Petroleum.

Styrelseordföranden, Ian H. Lundin, är ansvarig för att styrelsens arbete är välorganiserat och genomförs på ett effektivt sätt. Därutöver upprätthåller styrelseordföranden rapporteringsanvisningarna för bolagsledningen som utarbetats av VD och godkänts av styrelsen, men deltar inte i beslutsfattandet angående bolagets löpande verksamhet. Styrelseordföranden har vidare regelbundna kontakter med VD för att säkerställa att styrelsen alltid är tillräckligt informerad om bolagets verksamhet och finansiella ställning, och träffar vid flera tillfällen under året bolagets aktieägare för att diskutera aktieägarfrågor och ägandefrågor i allmänhet.

Samtliga styrelseledamöter som valdes på årsstämman 2011 har omfattande erfarenhet från affärsvärlden och flera ledamöter har även stor erfarenhet från olje- och gasindustrin. Valberedningen inför 2011 års årsstämma ansåg, mot bakgrund av Lundin Petroleums affärsverksamhet och dess nuvarande utvecklingsfas, att styrelsen består av mångsidiga personer som är väl lämpade för uppgiften och med en bredd vad gäller expertis, erfarenhet och bakgrund. Inför årsstämman 2011 utvärderade valberedningen oberoendet hos var och en av de föreslagna styrelseledamöterna och kom därvid fram till att styrelsens sammansättning uppfyllde kraven avseende oberoende i bolagsstyrningskoden såväl i förhållande till bolaget och bolagsledningen som i förhållande till bolagets större aktieägare. För ytterligare information angående styrelseledamöternas oberoende, se översikten på sidorna 54–55.

Styrelsens främsta uppgifter innefattar att:

- » fastställa de övergripande operativa målen och strategin för bolaget,
- » besluta om anskaffning av kapital,
- » utse och utvärdera, och om erforderligt, avsätta VD,
- » säkerställa att det finns effektiva uppföljnings- och kontrollsystem för 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,
- » definiera de riktlinjer som behövs för vägledning i etiska frågor,
- » säkerställa att bolaget har en öppen, extern kommunikation och att denna är korrekt, pålitlig och relevant,
- » säkerställa att bolagets organisation av redovisning, förvaltning av medel och bolagets finansiella ställning i allmänhet inkluderar tillfredsställande system för intern kontroll, och
- » fortlöpande utvärdera bolagets och koncernens ekonomiska situation.

Styrelsemöten och styrelsearbetet

Styrelsen vägleds i sitt arbete av styrelsens arbetsordning, vilken slår fast riktlinjerna för styrelsens 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, prospekt och bolagets finansiella situation, i enlighet med de krav som verksamheten ställer. Vidare behandlas beslutspunkter och frågor av väsentlig betydelse för bolaget av styrelsen, och styrelsekommittéerna rapporterar i frågor vid behov.

Styrelsemöten och styrelsearbetet 2011

Under 2011 hölls nio 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, och under 2011 besökte styrelsen den franska verksamheten. Styrelseledamöterna bjöds även in till ett arbetssammanträde i Norge för en detaljerad genomgång av utbyggnadsprojektet för Lunofältet och ett ledningssammanträde (executive session) med bolagsledningen hölls i Frankrike i samband med ett styrelsemöte. Vid detta sammanträde gavs en detaljerad rapport avseende bolagets prospekterings- och utbyggnadsverksamhet, samt en uppdatering avseende reserver och produktion. Vidare gavs en finansiell översikt av koncernen samt en CR/HSE-rapport som särskilt fokuserade på de initiativ som bolaget vidtagit för att bekämpa korruption. Ledande befattningshavare deltog även vid behov i styrelsemöten under året för att presentera och rapportera om specifika frågor.

Bland de frågor som styrelsen behandlat under 2011 kan nämnas:

- » Granskning och godkännande av rapporten för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2010.
- » Strategiska diskussioner avseende den befintliga verksamheten och framtida prospekterings- och utbyggnadsprojekt.
- » Behandling av avyttring och förvärv av tillgångar.
- » Behandling av icke-budgeterade finansiella åtaganden som påkallas av behov i verksamheten, till exempel ytterligare borrhningar/sidospår, kostnader för Front End Engineering Design (FEED), kostnader för framtagande av utbyggnadsplaner (PDO) m.m.
- » Behandling av väsentliga projekt och åtaganden, inklusive överenskommelser avseende borrhningar och seismiska undersökningar, ändringar i borrhprogram, ingivande av utbyggnadsplaner (PDO), moderbolagsgarantier m.m.
- » Behandling av nya licensansökningar.
- » Diskussioner med bolagets revisor angående revisionsprocessen och bolagets rapportering, internkontroll och riskhantering.
- » Möte med bolagets revisor utan bolagsledningens närvaro.
- » Inrättande av en olje- och gasreservskommitté i samband med noteringen på Torontobörsen i mars 2011.
- » Granskning och godkännande av material och förslag till 2011 års årsstämma, inklusive bolagets årsredovisning för 2010.
- » Behandling och godkännande av den reviderade uppförandekoden.

- » Granskning och godkännande av bolagets delårsrapport per den 30 juni 2011, baserat på revisionskommitténs rekommendationer.
- » Granskning och godkännande av en omarbetad arbetsordning för styrelsen, inklusive instruktioner till VD, instruktioner för den finansiella rapporteringen till styrelsen och direktiv för styrelsekommittéernas och investeringskommitténs arbete.
- » Granskning och godkännande av reservrapporter som krävs enligt kanadensisk värdepapperslagstiftning.
- » Granskning och godkännande av antikorrupsionspolicyn och tillhörande riktlinjer.
- » Granskning och godkännande av 2012 års budget och arbetsprogram.
- » Vidare erhöll styrelsen löpande ledningsrapporter och uppdateringar om den pågående verksamheten, bolagets finansiella ställning och CR/HSE-frågor för att ge styrelsen möjlighet att på vederbörligt sätt följa upp bolagets verksamhet och finansiella ställning.

Styrelsen är också ansvarig för att kontinuerligt utvärdera VD:s arbete och ska åtminstone en gång per år, utan att bolagsledningen är närvarande, specifikt behandla denna fråga. Ersättningskommittén gjorde under 2011, å styrelsens vägnar, en undersökning av bolagsledningens, inklusive VD:s, arbete och prestationer, och presenterade resultaten därav vid ett styrelsemöte samt lade fram förslag till ersättning för VD och bolagsledningen. Varken VD eller övriga ledande befattningshavare var närvarande under dessa diskussioner.

Utvärdering av styrelsearbetet

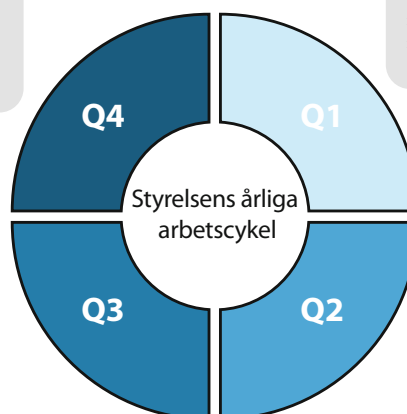
En formell genomgång av styrelsens arbete genomfördes i november 2011. Med hjälp av en enkät till samtliga styrelseledamöter undersöktes flera aspekter av styrelsearbetet

Styrelsens arbete följer en årlig cykel för att säkerställa att styrelsen vederbörligen beaktar alla ansvarsområden och lägger tillräcklig vikt vid strategiska och viktiga frågor till gagn för bolagets aktieägare. I regel diskuteras och behandlas följande frågor på ordinarie styrelsemöten:

- » Godkännande av budget och arbetsprogram.
- » Genomgång av styrelsens egenutvärdering som ska presenteras för valberedningen.
- » Revisionskommitténs rapport avseende delårsrapporten per den 30 september.
- » Utvärdering av VD:s arbete.
- » Behandling av ersättningskommitténs ersättningsförslag.

- » Sammanträde (executive session) med bolagsledningen.
- » Ingående diskussion om strategiska frågor.
- » Utförlig analys av en eller flera av bolagets verksamhetsområden.
- » Granskning av arbetsordningen.

- » Godkännande av delårsrapporten per den 30 juni, granskad av revisorn.



- » Godkännande av bokslutsrapporten.
- » Godkännande av den årliga olje- och gasreservrapporten.
- » Godkännande av ersättningsrapporten.
- » Godkännande av ersättningsförslag avseende rörlig ersättning.

- » Godkännande av årsredovisningen.
- » Granskning av revisionsberättelsen.
- » Godkännande av ersättningspolicyn för framläggande på årsstämman.
- » Bestämmande av programmet för årsstämman och godkännande av material till årsstämman.

- » Revisionskommitténs rapport avseende delårsrapporten per den 31 mars.
- » Årlig CR/HSE-ledningsrapport.
- » Årlig utvärdering av uppförandekoden.
- » Möte med revisor utan ledningens närvaro.
- » Konstituerande möte efter årsstämman.

STYRELSEN



Ian H. Lundin
Styrelseordförande sedan
2002
Ledamot sedan 2001
Ledamot i valberedningen
Ordförande i olje- och
gasreservskommittén



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

För ytterligare information, se sidorna 54–55

och samtliga styrelseledamöter besvarade enkäten. De övergripande slutsatserna var:

» Styrelsens struktur

Styrelsens sammansättning är som helhet lämplig för bolagets verksamhet, utvecklingsfas och för att hantera de frågor som bolaget ställs inför; styrelsen sammantaget har en mångfald och bredd vad gäller expertis, erfarenhet och bakgrund och har en tillfredsställande kunskap om bolaget, dess verksamhet, organisation och bransch; sammansättningen av styrelsekommittéerna är lämplig; styrelsekommittéerna har tydliga och väldefinierade ansvarsområden och uppgifter; det bör inte finnas begränsade mandattider eller en bestämd avgångspolicy.

» Styrelsemöten

Antalet styrelseledamöter är lämpligt; mötena är välplanerade med tydliga dagordningar; styrelsen erhåller adekvat material inför styrelsemötena; styrelsearbetet är välorganiserat, ordföranden leder mötena på ett effektivt sätt och tiden utnyttjas effektivt under mötena med tillräcklig tid för presentationer och diskussioner; styrelseledamöterna förbereder sig inför mötena och bidrar med en konstruktiv diskussion; styrelsen lägger adekvat vikt vid konkurrensrelaterade, finansiella och andra utmaningar för att gagna bolagets intressen och är delaktig på ett tillfredsställande sätt i bestämmandet av bolagets mål och strategi; styrelsen bevakar bolagets verksamhetsresultat och strategins implementering på ett effektivt sätt.

» Övrigt

Informationen som erhålls mellan mötena är adekvat och ges i tid; personalen och det relaterade stödet som ges till styrelsen och kommittéernas möten fungerar på ett tillfredsställande sätt; det finns tillräckligt med tid och tillfällen för kommittémöten; kommittéerna rapporterar till styrelsen på ett effektivt och tillräckligt sätt; kontakterna med bolagets revisor är tillräckliga för att säkerställa att finansiell rapportering och interna kontroller uppfyller lagar och föreskrifter; utvärderingen av VD:s arbete är adekvat; styrelsen är välorganiserad för att hantera en potentiell krissituation; att hålla styrelsemöten i olika regioner i samband med besök på verksamhetsorter är positivt; styrelsen fokuserar på åtgärder som bidrar till att maximera aktieägarvärdet.

Resultatet och slutsatserna av genomgången presenterades för valberedningen.

Ersättning till styrelsen

Styrelseordföranden och de övriga styrelseledamöterna arvoderas i enlighet med årsstämmans beslut. Årsstämman 2011 beslutade att styrelsen skulle erhålla arvoden om maximalt 4 200 000 SEK, varav styrelseordföranden tilldelades 800 000 SEK och de övriga styrelseledamöterna, med undantag för VD, 400 000 SEK vardera. Årsstämman beslutade även att tilldela 100 000 SEK för varje kommittéuppdrag, dock begränsat till ett belopp om totalt 1 000 000 SEK för kommittéarbete. Därutöver beslutade årsstämman 2011 att ett belopp om 2 500 000 SEK skulle finnas tillgängligt för arvodering av styrelseledamöter för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget.

Styrelsens ersättning beskrivs närmare i översikten på sidorna 54–55 och i noterna till de finansiella rapporterna, se not 34 på sidorna 93–94.

STYRELSEKOMMITTÉER OCH CR/HSE-STYRELSEREPRESENTANT

För att optimera effektiviteten i styrelsens arbete och ombesörja en grundlig belysning av vissa frågor har styrelsen inrättat en ersättningskommitté, en revisionskommitté och en olje- och gasreservskommitté samt utsett en CR/HSE-styrelserepresentant. Kommittéernas uppgifter och ansvar beskrivs utförligt i direktiven för respektive kommitté, vilka godkänns varje år som en del av styrelsens arbetsordning. Protokoll förs vid kommittémöten och de ärenden som diskuteras rapporteras till styrelsen. Vidare förekommer informella kontakter mellan mötena vid behov.

Ersättningskommitté

Ersättningskommittén bistår styrelsen i frågor som rör bolagsledningens ersättning, och informerar sig om och förbereder styrelsens och årsstämans beslut i frågor som gäller ersättningsprinciper, ersättningar och andra anställningsvillkor för bolagsledningen. Kommitténs målsättning i bestämmandet av ersättningar till bolagsledningen är att erbjuda ett ersättningspaket som är marknadsmässigt och konkurrenskraftigt, och som tar hänsyn till uppgifterna och ansvaret som är förenade med befattningen samt till personliga kunskaper, erfarenheter och prestationer. I kommitténs uppgifter ingår även att följa upp och utvärdera program för rörlig ersättning, tillämpningen av ersättningspolicyn samt de aktuella ersättningsstrukturerna och nivåerna i bolaget. För mer information om dessa frågor, se ersättningsavsnittet i denna rapport på sidorna 50–51.

Revisionskommitté

Revisionskommittén bistår styrelsen i att säkerställa att bolagets finansiella rapporter upprättas i enlighet med internationella redovisningsprinciper (IFRS), årsredovisningslagen och redovisningsprinciper som är tillämpliga på ett svenskt bolag noterat på NASDAQ OMX Stockholm och Torontobörsen. Revisionskommittén granskar bolagets finansiella rapportering och effektiviteten i bolagets finansiella interna kontroller, internrevision och riskhantering och dess främsta målsättning är att bistå styrelsen vid beslutsprocessen avseende sådana frågor. Vidare har kommittén befogenhet att fatta beslut om vissa frågor som delegerats till kommittén enligt direktiven för dess arbete, bland annat att, å styrelsens vägnar, granska och godkänna bolagets delårsrapporter för första och tredje kvartalet. Revisionskommittén har även regelbunden kontakt med koncernens externa revisor som en del av den årliga revisionsprocessen och granskar revisorsarvoden och revisorns opartiskhet och självständighet. Vidare biträder revisionskommittén valberedningen i förberedelsen av förslag till val av revisor på årsstämman, om tillämpligt.

Olje- och gasreservskommitté

Olje- och gasreservskommittén inrättades i samband med noteringen av Lundin Petroleums aktie på Torontobörsen 2011. Kommittén granskar och rapporterar till styrelsen i ärenden som berör bolagets policier och rutiner för rapportering av olje- och gasreserver och därtill relaterad information, i enlighet med National Instrument 51-101 (NI 51-101), utfärdad enligt gällande kanadensisk värdepapperslagstiftning.

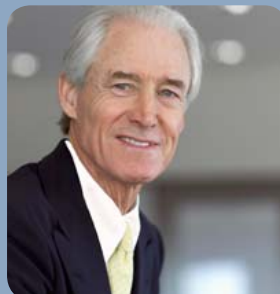
STYRELSEN



Lukas H. Lundin
Ledamot sedan 2001



Dambisa F. Moyo
Ledamot sedan 2009
Ledamot i
ersättningskommittén



William A. Rand
Ledamot sedan 2001
Ordförande i revisions- och
ersättningskommittén



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

För ytterligare information, se sidorna 54–55

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2011

Olje- och gasreservkommittén rapporterar till styrelsen om bolagets rutiner för rapportering av olje- och gasreserver och andra liknande uppgifter, utnämning av den oberoende kvalificerade reservsrevisorn och om bolagets rutiner för att tillhandahålla uppgifter till den oberoende kvalificerade reservsrevisorn. Olje- och gasreservkommittén sammanträder även med bolagsledningen och den oberoende kvalificerade reservsrevisorn för att granska, och besluta om man ska rekommendera styrelsen att godkänna, rapporten avseende reserver och annan olje- och gasinformation som ska lämnas årligen enligt NI 51–101.

CR/HSE-styrelserepresentant

Lundin Petroleums styrelse har ett lednings- och tillsynsansvar i alla CR- och HSE-frågor inom koncernen och utser årligen en icke-anställd styrelseledamot som CR/HSE-styrelserepresentant. CR/HSE-styrelserepresentantens uppgifter innefattar att upprätthålla en dialog med bolagsledningen avseende CR/HSE-relaterade frågor och att regelbundet rapportera om dessa till styrelsen. Nuvarande styrelserepresentant i CR/HSE-frågor är Asbjørn Larsen. Mer information om bolagets CR/HSE-aktiviteter återfinns i avsnittet om Samhällsansvar på sidorna 32–39.

Revisionskommitté 2011			
Ledamöter	Mötesdeltagande	Revisionskommitténs arbete under året	Övriga krav
William A. Rand, ordförande Magnus Unger Asbjørn Larsen	6/6 6/6 6/6	<ul style="list-style-type: none"> – Bedömning av bokslutsrapporten 2010 och delårsrapporten per den 30 juni 2011 för fullständighet och riktighet och förslag till styrelsen för godkännande. – Bedömning och godkännande av delårsrapporterna per den 31 mars och 30 september 2011 å styrelsens vägnar. – Utvärdering av redovisningsfrågor i samband med bedömning av de finansiella rapporterna. – Tre möten med den externa revisorn för att diskutera den finansiella rapporteringen, interna kontroller, m.m. – Utvärdering av den externa revisorns revisionsarbete och dennes opartiskhet och självständighet. – Uppföljning och utvärdering av resultaten av koncernens internrevision. 	<ul style="list-style-type: none"> – Revisionskommitténs sammansättning uppfyllde 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 2011			
Ledamöter	Mötesdeltagande	Ersättningskommitténs arbete under året	Övriga krav
William A. Rand, ordförande Magnus Unger Dambisa F. Moyo Lukas H. Lundin ³ Kristin Færøvik ⁴	4/4 4/4 3/4 1/1 3/3	<ul style="list-style-type: none"> – Granskning av VD:s, de övriga medlemmarna i den verkställande ledningens och övrig bolagslednings arbete i enlighet med prestationsledningsprocessen. – Upprättande av en rapport avseende styrelsens utvärdering av ersättningar till den verkställande ledningen under 2010. – Kontinuerlig uppföljning och utvärdering av ersättningsstrukturer, ersättningsnivåer och ersättningsprogram samt bolagets ersättningsprinciper. – Upprättande av förslag till ersättningsprinciper för 2011 för godkännande av styrelsen och årsstämman. – Upprättande av förslag för ersättningar och andra anställningsvillkor för VD för godkännande av styrelsen. – Granskning av VD:s förslag avseende ersättningar och andra anställningsvillkor för de övriga medlemmarna i den verkställande ledningen och anställda på Vice President-nivå för godkännande av styrelsen. – Granskning och godkännande av VD:s förslag avseende principerna för ersättning av övrig bolagsledning och andra anställda. – Granskning och godkännande av VD:s förslag avseende 2011 års LTIP tilldelningar. – Godkännande av avgångsförmåner. – Utförande av en "benchmark" 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 revisionskommittén sedan den konstituerades 2002 och har därmed omfattande erfarenhet i ersättningsfrågor. Även beaktat de skiftande bakgrunderna och erfarenheterna hos kommittéledamöterna i allmänhet, har ersättningskommittén ingående kunskap och erfarenhet i frågor avseende ersättningar till ledande befattningshavare.
Olje- och gasreservkommitté 2011			
Ledamöter	Mötesdeltagande	Olje- och gasreservkommitténs arbete under året	Övriga krav
Ian H. Lundin, ordförande Asbjørn Larsen	1/1 1/1	<ul style="list-style-type: none"> – Allmän granskning av bolagets rutiner och förfaranden för olje- och gasreserver. – Granskning av bolagets rutiner för sammanställning och rapportering av övrig information förenad med olje- och gasaktiviteter. – Möte med bolagsledningen och Gaffney, Cline & Associates, den oberoende kvalificerade reservsrevisorn, för att diskutera olje- och gasreservsrapporteringen. – Granskning av olje- och gasreservsdata. 	<ul style="list-style-type: none"> – Olje- och gasreservkommitténs sammansättning uppfyllde de krav på oberoende som ställs under kanadensisk värdepapperslagstiftning i enlighet med NI 51–101.

³ Lukas H. Lundin var ledamot i ersättningskommittén fram till den 5 maj 2011.

⁴ Kristin Færøvik har varit ledamot i styrelsen och ersättningskommittén sedan den 5 maj 2011.

BOLAGSLEDNING



C. Ashley Heppenstall
Koncernchef & VD,
styrelseledamot



Alexandre Schneider
Executive Vice President
& Chief Operating Officer



Geoffrey Turbott
Vice President Finance &
Chief Financial Officer



Chris Bruijnzeels
Senior Vice President
Operations



Christine Batruch
Vice President Corporate
Responsibility



Jeffrey Fountain
Vice President Legal

BOLAGSLEDNING

Ledningsstruktur

Bolagets koncernchef och VD, C. Ashley Heppenstall, är ansvarig för den löpande verksamheten i Lundin Petroleum. VD utses av, och rapporterar till, styrelsen och är också den ende styrelseledamoten som är anställd i Lundin Petroleum. VD:s uppgifter, och ansvarsfördelningen mellan styrelsen och VD, regleras i arbetsordningen och styrelsens instruktioner till VD. Förutom den allmänna ledningen av bolaget omfattar VD:s uppgifter även att tillse 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 utvecklingen av viktiga affärsrelationer. VD är även ansvarig för att upprätta erforderliga beslutsunderlag för styrelsens beslut och för att tillse att bolaget följer tillämplig lagstiftning, aktiemarknadsregelverk och andra regelverk såsom bolagsstyrningskoden. I fullgörandet av dessa uppgifter har VD ett nära samarbete med styrelseordföranden för att diskutera bolagets verksamhet, finansiella ställning, kommande styrelsemöten, implementering av beslut och andra relevanta frågor.

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

- » Investeringskommittéen, som förutom VD inkluderar
 - Chief Operating Officer (COO), Alexandre Schneider, som ansvarar för Lundin Petroleums världsomspännande prospektering och produktion;
 - Chief Financial Officer (CFO), Geoffrey Turbott, som ansvarar för finansiell rapportering, internrevision, riskhantering, IT och personal-, skatte- och finansieringsfrågor, samt
 - Senior Vice President Operations (SVP Operations), Chris Bruijnzeels, som ansvarar för den producerande verksamheten, reserver och utvecklingen av Lundin Petroleums portfölj av tillgångar.
- » Vice President Corporate Responsibility, Christine Batruch, som ansvarar för Lundin Petroleums CR- och HSE-strategi, och Vice President Legal, Jeffrey Fountain, som ansvarar för alla juridiska frågor inom koncernen.
- » Dotterbolags-/områdescheferna som ansvarar för de operativa enheternas dagliga verksamhet.

Bolagsledningen arbetar nära tillsammans avseende 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 och rutiner.

Investeringskommitté

Bolagets investeringskommitté, som består av den verkställande ledningen, inrättades av styrelsen 2009 för att bistå styrelsen i förvaltningen av bolagets investeringsportfölj. Kommitténs uppgift är att tillse att bolaget har en tydligt utformad investeringspolicy, att utveckla, granska och rekommendera styrelsen investeringsstrategier och riktlinjer i linje med bolagets övergripande policy, att granska och godkänna investeringstransaktioner och att följa upp efterlevnaden av investeringsstrategier och riktlinjer. Till investeringskommitténs ansvar och uppgifter hör även att granska och utvärdera årliga budgetar, tilläggsbudgetgodkännanden, åtaganden, återlämnande av licenser, avyttring av tillgångar och andra investeringsrelaterade uppgifter på uppdrag av styrelsen. Investeringskommittén håller möten varannan vecka och även oftare vid behov.

ERSÄTTNINGAR

Koncernens ersättningsprinciper

Lundin Petroleum's målsättning är att erbjuda alla anställda ersättningspaket som är konkurrenskraftiga och marknadsmässiga för att skapa förutsättningar att rekrytera, motivera och behålla högt kvalificerade medarbetare på ett sätt som samtidigt höjer aktieägarvärdet. Principerna för ersättning inom koncernen består därför av fyra huvudkomponenter: (i) grundlön, (ii) årlig rörlig lön, (iii) långfristigt incitamentsprogram (long-term incentive plan) och (iv) övriga förmåner. Som en del av den årliga utvärderingen har bolaget antagit en prestationsledningsprocess för att samordna individ- och teamprestationer med de strategiska och operativa målen för verksamheten. Kriterier för personliga prestationer bestäms på ett formellt sätt, och centrala element i rörliga ersättningar är tydligt kopplade och definierade till uppnåendet av förutbestämda och överenskomna prestationsmål. För att säkerställa att ersättningspaketen inom koncernen är fortsatt konkurrenskraftiga och marknadsmässiga, utför ersättningskommittén regelbundet "benchmarking" jämförelser, och kan ta råd och stöd av externa ersättningskonsulter, vilket kommittén gjorde 2011 genom HayGroup. HayGroup utförde inte något annat uppdrag för bolaget eller den verkställande ledningen.

Ersättning till den verkställande ledningen

Ersättningen till den verkställande ledningen följer de principer som är tillämpliga för alla anställda, dock måste dessa godkännas av årsstämman. Ersättningskommittén upprättar därför årligen, för godkännande av styrelsen, och för slutgiltigt godkännande av årsstämman, en ersättningspolicy för den verkställande ledningen. Med utgångspunkt i den godkända ersättningspolicyn lägger ersättningskommittén fram förslag till styrelsen beträffande ersättning och övriga anställningsvillkor för VD, och VD ger förslag till ersättningskommittén, för styrelsens godkännande, om ersättning och övriga anställningsvillkor för övriga medlemmar i den verkställande ledningen.

Ersättningskommitténs uppgifter inkluderar att övervaka och utvärdera tillämpningen av den av årsstämman godkända ersättningspolicyn, och för att fullgöra denna uppgift upprättar ersättningskommittén en årlig rapport, för godkännande av styrelsen, om utvärderingen av ersättningar till den verkställande ledningen. Bolagets externa revisor kontrollerar också varje år att ersättningspolicyn har tillämpats korrekt. Båda rapporterna är tillgängliga på bolagets hemsida och ersättningspolicyn som godkändes av årsstämman 2011 återfinns i denna bolagsstyrningsrapport. Mer information om ersättningar till den verkställande ledningen under 2011 återfinns i noterna till de finansiella rapporterna, se noterna 34–35 på sidorna 93–95.

För information avseende styrelsens förslag till ersättningar till den verkställande ledningen för 2012 års årsstämma, se sidan 71.

LUNDIN PETROLEUM AB:S ERSÄTTNINGSPOLICY FÖR DEN VERKSTÄLLANDE LEDNINGEN 2011 (GODKÄND AV ÅRSSTÄMMAN 2011)

Policyns tillämpning och mål

I denna ersättningspolicy avses med "den verkställande ledningen" och "ledande befattningshavare" koncernchef och verkställande direktör (VD), 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:

- a) grundlön;
- b) årlig rörlig lön;
- c) långfristigt incitamentsprogram (long-term incentive plan);
- d) 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:

- a) bolag inom och utanför olje- och gasindustrin;
- b) storleken på bolaget (omsättning, vinst och antal anställda);
- c) diversifieringen och komplexiteten av bolagets verksamhet;
- d) den geografiska spridningen av bolagets verksamhet; och
- e) 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 Petroleum's 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 Petroleum's 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 deras 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.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2011

INTERN KONTROLL OCH RISKHANTERING I DEN FINANSIELLA RAPPORTERINGEN

I enlighet med aktiebolagslagen, årsredovisningslagen och bolagsstyrningskoden ansvarar styrelsen för bolagets interna kontroll av den finansiella rapporteringen. Informationen i denna rapport är därmed begränsad till intern kontroll och riskhantering avseende finansiell rapportering och beskriver hur den interna kontrollen av den finansiella rapporteringen är organiserad, däremot diskuteras inte dess effektivitet.

Lundin Petroleums system för den interna kontrollen av finansiell rapportering består av de fem huvudkomponenterna beskrivna nedan, och baseras på ramverket för intern kontroll utgivet av Committee of Sponsoring Organisations of the Treadway Commission (COSO).

Internt kontrollsystem för finansiell rapportering

Lundin Petroleums mål för den finansiella rapporteringen är att ge tillförlitlig och relevant information för interna och externa syften, i enlighet med gällande lagar och förordningar, punktligt och precist. Ett system för intern kontroll av finansiell rapportering har utarbetats för att tillse att denna målsättning uppfylls. Ett system för intern kontroll kan endast ge en rimlig försäkran, men inte en absolut garanti, mot väsentliga felaktigheter eller förluster. Syftet är att hantera, snarare än att eliminera, risken att inte uppfylla målen för den finansiella rapporteringen.

Kontinuerlig förbättringsprocess

Den interna kontrollen av den finansiella rapporteringen är en kontinuerlig utvärdering av riskerna och kontrollaktiviteterna inom koncernen. Utvärderingsarbetet är en ständig process som omfattar jämförelser såväl internt som externt, samt förbättring och utveckling av kontrollaktiviteter.

1. Kontrollmiljö

Lundin Petroleums styrelse har det övergripande ansvaret för att etablera ett effektivt system för intern kontroll. Revisionskommittén bistår styrelsen avseende finansiell rapportering, intern kontroll och rapportering av finansiella risker. Revisionskommittén övervakar även effektiviteten i internrevisionen, internkontrollen och den finansiella rapporteringen och granskar alla finansiella delårs- och årsrapporter.

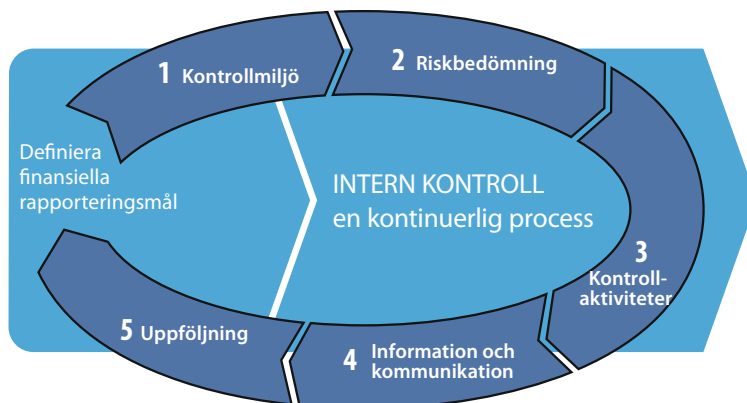
VD är ansvarig för att, i den löpande verksamheten, upprätthålla en effektiv kontrollmiljö och för att hantera systemet för intern kontroll och riskhantering inom koncernen och bistås av bolagsledningen på olika nivåer. Lundin Petroleum har vidare en internrevisor vars huvudansvar är att se till att regelverket för den interna kontrollen iakttas. Internrevisorn rapporterar till revisionskommittén.

Utvecklingen och genomförandet av ett ramverk med förenliga policier och rutiner inom koncernen, för att stärka den interna kontrollen i koncernen, är en kontinuerlig process. Dessa interna policier och rutiner utgör tillsammans med lagar och externa regelverk den kontrollmiljö som är grunden för den interna kontroll- och riskhanteringsprocessen inom Lundin Petroleum. Samtliga medarbetare är skyldiga att följa dessa policier och rutiner inom sitt eget kontroll- och riskhanteringsområde.

2. Riskbedömning

Riskbedömning är en integrerad del av det interna kontrollramverket och sker fortlöpande inom Lundin Petroleum. Riskbedömningen är en process som inbegriper att identifiera, söka och mäta risken för betydande felaktigheter i koncernens finansiella rapportering och redovisningssystem. Denna process ligger sedan till grund för utformningen av de kontrollaktiviteter som ska minimera identifierade risker. För ytterligare information om olika risker, se kapitlet Risker och riskhantering på sidorna 60–61.

Lundin Petroleums system för intern kontroll av finansiell rapportering
Fem huvudkomponenter



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.
- » Antibedrägeripolicyn: policyn 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: policyn antogs som ett komplement till antibedrägeripolicyn och är avsedd att fånga upp allvarliga missförhållanden som kan ha väsentliga konsekvenser för koncernen.
- » Befogenhetspolicyn: policyn definierar de befogenhetsgränser som tillämpas i koncernen.
- » Koncernens manual för redovisningsprinciper: manualen 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: manualen beskriver de löpande redovisningsrutinerna i koncernen.

Som en del i riskbedömningen för 2011 har Lundin Petroleum granskat och analyserat riskerna i den finansiella rapporteringsprocessen och har byggt upp ett system för intern kontroll runt de identifierade riskerna. Riskerna har bedömts utifrån en standardiserad metod med hänsyn till sannolikhet och potentiell påverkan. Efter identifiering och utvärdering av risker implementeras kontrollaktiviteter för att minimera riskerna i den finansiella rapporteringsprocessen. Dessa risker dokumenteras i en koncerngemensam riskkarta. Slutsatserna av riskbedömningen rapporteras till bolagsledningen och styrelsen genom revisionskommittén. Identifierade riskområden minimeras genom affärsprocesser med integrerad riskbedömning, policies och rutiner, åtskillnad mellan funktioner och delegering av befogenheter.

3. Kontrollaktiviteter

Ekonomiavdelningen på respektive dotterbolag är ansvarig för regelbunden analys av de finansiella resultaten och för att rapportera slutsatserna till ekonomiavdelningen på koncernnivå. Flera andra kontrollaktiviteter är en integrerad del av den finansiella rapporteringsprocessen för att säkerställa att den finansiella rapporteringen ger en korrekt och rättvisande bild vid varje rapporteringsdatum samt att verksamheten bedrivs effektivt. Utvecklade kontrollaktiviteter inom Lundin Petroleum omfattar processer för godkännande av affärstransaktioner, avstämningar, uppföljning av rörelseresultat, åtskillnad mellan funktioner, policies och rutiner samt informationssystem. Val av kontrollaktiviteter beror på typen av risk och resultatet av en väsentlighetssanalys.

Vidare har investeringskommittén bildats för att bistå styrelsen med att övervaka koncernens investeringsbeslut, som exempelvis årliga budgetar, investeringsförslag m.m.,

och för att ge rekommendationer till styrelsen vid behov. Investeringskommittén håller möten minst två gånger per månad och dess gransknings- och godkännandeprocess är en viktig kontrollaktivitet inom koncernen.

Internrevisorn utför regelbundna riskbedömningar och revisioner enligt en intern revisionsplan som godkänns av revisionskommittén två gånger per år. Vidare samordnar internrevisorn joint venturerevisioner 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, avseende tillgångar där ett bolag inte är operatör, har joint venture partners rätt att revidera den partner som är operatör.

4. Information och kommunikation

Att sprida relevant information på alla nivåer inom koncernen och till berörda externa parter, på ett fullständigt, korrekt och punktligt sätt, är en viktig del av det interna kontrollramverket. Den av styrelsen godkända kommunikationspolicyn beskriver hur, av vem och på vilket sätt extern information ska publiceras.

Finansiell information offentliggörs i följande former:

- » Årsredovisningen.
- » Delårsrapporter.
- » Pressreleaser avseende nyheter och händelser som kan påverka aktiekursen.
- » Presentationer, webcasts och audiocasts för analytiker, investerare och media.
- » Lundin Petroleums hemsida.

Policies och rutiner, till exempel koncernens manual för redovisningsprinciper, befogenhetspolicyn och finans- och redovisningsmanualen, kommuniceras regelbundet till alla anställda och är tillgänglig via interna nätverk.

5. Uppföljning

Uppföljningen av Lundin Petroleums finansiella rapportering utförs av styrelsen, VD, bolagsledningen, internrevisorn och de respektive ekonomiavdelningarna i dotterbolagen. För att säkerställa att styrelsen erhåller tillräcklig och korrekt information innehåller arbetsordningen för styrelsen utförliga instruktioner om typen av finansiella rapporter som ska presenteras för styrelsen avseende koncernen som helhet och de dotterbolag som ingår. Styrelsen granskar även, främst genom revisionskommittén, de viktigaste redovisningsprinciperna som tillämpas inom koncernen vid finansiell rapportering, samt ändringar av dessa principer. Revisionskommitténs möten protokollförs och protokollen tillhandahålls den externa revisorn.

Finansiella uppföljningsaktiviteter omfattar månatliga och kvartalsvisa uppföljningar av resultat mot budget och prognos och utförs av den lokala ledningen och av ekonomiavdelningarna på lokal och koncernnivå. En viktig uppföljningsaktivitet som utförs av internrevisorn är att följa upp att resultaten av tidigare års internrevisioner och riskbedömningar har åtgärdats på lämpligt sätt.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2011

STYRELSEN – ÖVERSIKT

Namn	Ian H. Lundin	C. Ashley Heppenstall	Kristin Færøvik ⁴	Asbjørn Larsen
Funktion	Styrelseordförande (sedan 2002)	Koncernchef och VD, styrelseledamot	Ledamot	Ledamot
Vald	2001	2001	2011	2008
Född	1960	1962	1962	1936
Utbildning	Bachelor of Science examen, petroleumingenjör, från University of Tulsa.	Bachelor of Science examen i 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.	Inga.	Vice styrelseordförande i Saga Fjordbase 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 2011)	0 ¹	1 391 283	9 000	12 000
Deltagande i styrelsemöten	9/9	9/9	5/5	9/9
Deltagande i revisionskommitténs möten				6/6
Deltagande i ersättningskommitténs möten			3/3	
Deltagande i olje- och gasreservskommitténs möten	1/1			1/1
Arvode för styrelse- och kommittéarbete	800 000 SEK	0	250 000 SEK	500 000 SEK
Ersättning för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget ⁸	1 170 000 SEK	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.

Lukas H. Lundin	Dambisa F. Moyo	William A. Rand	Magnus Unger	Namn
Ledamot	Ledamot	Ledamot	Ledamot	Funktion
2001	2009	2001	2001	Vald
1958	1969	1942	1942	Född
Examen från New Mexico Institute of Mining, Technology and Engineering.	Doktor i nationalekonomi från Oxford University, Master från Harvard University's Kennedy School of Government, MBA i finansiering och Bachelor i kemi från American University i Washington D.C.	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.	Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.	Utbildning
Lukas H. Lundin har haft ett flertal nyckelpositioner i bolag där familjen Lundin är storägare.	Dambisa F. Moyo arbetade som konsult för Världsbanken under 1993–1995 och hos Goldman Sachs under perioden 2001–2008.	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 SABMiller, Barclays plc, Barclays Bank plc och Barrick Gold Corp.	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 ⁵	10 000	120 441	50 000	Aktieinnehav i Lundin Petroleum (per den 31 december 2011)
8/9	8/9	9/9	9/9	Deltagande i styrelsemöten
		6/6	6/6	Deltagande i revisionskommitténs möten
1/1 ⁶	3/4	4/4	4/4	Deltagande i ersättningskommitténs möten
				Deltagande i olje- och gasreservskommitténs möten
450 000 SEK	500 000 SEK	600 000 SEK	600 000 SEK	Arvode för styrelse- och kommittéarbete
0	0	0	100 000 SEK	Ersättning för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget ⁸
Ja	Ja	Ja	Ja	Oberoende av bolaget och bolagsledningen
Nej ⁵	Ja	Nej ⁷	Ja	Oberoende av bolagets större aktieägare

4 Kristin Færøvik har varit ledamot i styrelsen och ersättningskommittén sedan den 5 maj 2011.

5 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.

6 Lukas H. Lundin var medlem i ersättningskommittén fram till den 5 maj 2011.

7 Enligt valberedningens och bolagets mening är William A. Rand inte att anse 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.

8 Dessa ersättningar som betalats under 2011 är hänförliga till särskilda uppdrag som utförts för koncernens räkning. Betalningen av dessa ersättningar var i enlighet med de arvoden som godkänns av årsstämman 2011.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2011

INVESTERINGSKOMMITTÉN/DEN VERKSTÄLLANDE LEDNINGEN – ÖVERSIKT

Namn	C. Ashley Heppenstall	Alexandre Schneiter	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 examen i 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 Schneiter 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., EnQuest plc och Swiss Sailing Team AG.	Inga.	Inga.
Aktieinnehav i Lundin Petroleum (per den 31 december 2011)	1 391 283	223 133	45 000	21 333
Syntetiska optioner	2 062 848	1 512 755	962 662	962 662

Stockholm, 11 april 2012

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 2011 på sidorna 40-56 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 revisionsssed i Sverige har.

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

Stockholm den 11 april 2012

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 'Bo Karlsson', written over a horizontal line.

Bo Karlsson
Auktoriserad revisor

LUNDIN PETROLEUMS AKTIE OCH AKTIEÄGARE

Lundin Petroleums aktie

Lundin Petroleums aktie är noterad på Large Cap-listan på NASDAQ OMX ("OMX") i Stockholm, Sverige. Lundin Petroleums aktie utgör en del av OMX 30-indexet vid OMX Stockholm, Sverige. Den 24 mars 2011 noterades Lundin Petroleums aktie på Torontobörsen, Kanada (TSX).

Handel och börsvärde

Handel i Lundin Petroleums aktie sker på OMX och TSX. Lundin Petroleums börsvärde per den 31 december 2011 var 52 626 MSEK.

Likviditet

Under året omsattes totalt 521,1 miljoner aktier vid OMX till ett värde om cirka 57 061 MSEK. Ett genomsnitt om 2,0 miljoner Lundin Petroleumaktier omsattes dagligen vid OMX i Stockholm. 3,3 miljoner aktier omsattes vid TSX till ett värde om cirka 57,9 miljoner CAD. Ett genomsnitt om 18 405 omsattes dagligen vid TSX.

Aktiekapital och röster

Aktiekapitalet uppgick per den 31 december 2011 till 3 179 106 SEK fördelat på 317 910 580 aktier till ett kvotvärde om 0,01 SEK och en röst per aktie. Alla utestående aktier är stamaktier och ger samma rätt till Lundin Petroleums tillgångar och resultat.

Egna återköpta aktier

Årsstämman i Lundin Petroleum som hölls den 5 maj 2011 beslutade att bemyndiga styrelsen att under perioden fram till nästa årsstämma, besluta om återköp och försäljning av Lundin Petroleums 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 Petroleums kapitalstruktur och att säkra Lundin Petroleums kostnader avseende dess LTIP.

Lundin Petroleums innehav av återköpta aktier uppgick till totalt 6 882 638 per den 31 december 2011.

Årsstämmans bemyndigande

Årsstämman 2011 beslutade att bemyndiga styrelsen att besluta om emission av totalt högst 35 000 000 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 utspädningsseffekt om tio procent.

Utdelningspolicy

Lundin Petroleums primära målsättning är att öka värdet för aktieägare, anställda och samhället genom att bedriva en lönsam verksamhet med tillväxt. Det ökade värdet kommer att uttryckas dels som utdelning och dels som en långsiktigt stigande aktiekurs. Detta kommer att åstadkommas genom ökade olje- och gasreserver och utbyggnad av fyndigheter för att nå en ökning i produktion, kassaflöde och resultat.

Storleken på en eventuell utdelning skulle komma att avgöras av bolagets finansiella ställning och möjligheterna till tillväxt genom lönsamma investeringar. Utdelning kommer att ske när bolagets kassaflöde och resultat från de olika verksamheterna medger en långsiktig finansiell styrka och flexibilitet. Aktieägarnas totala avkastning förväntas över tiden till största delen hänföras till en stigande aktiekurs snarare än från erhållna utdelningar.

Beroende på typen av verksamhet bolaget bedriver prioriterar utdelningspolicyn finansiering av pågående projekt och tillgodoseende av bolagets omedelbara kapitalbehov.

Aktiedata

Sedan bildandet av Lundin Petroleum i maj 2001 och fram till den 31 december 2011 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

	2011
Antal utställda aktier	317 910 580
Antal aktier återköpta av Lundin Petroleum	-6 882 638
Antal aktier i cirkulation	311 027 942

Fördelning av aktieinnehav

Fördelning av aktieägandet i Lundin Petroleum tillhandahållet av Euroclear Sweden per den 31 december 2011.

Storleksklasser per den 31 december 2010	Antal aktieägare	Andel av antal aktier, %
1-500	25 503	1,35
501-1 000	4 981	1,31
1 001-10 000	5 412	5,10
10 001-50 000	656	4,47
50 001-100 000	99	2,23
100 001-500 000	155	11,05
500 001-	91	74,49
Total	36 897	100,00

Aktieägarstruktur

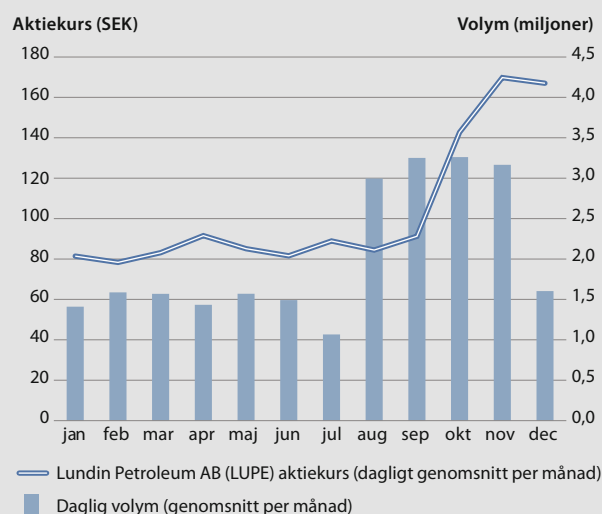
Lundin Petroleum hade 36 897 aktieägare per den 31 december 2011. Svenska privata aktieägares innehav uppgick till 11,0 procent. Utländska aktieägare uppgick till 66,0 procent.

De 15 största aktieägarna registrerade hos Euroclear Sweden per den 31 december 2011	Antal aktier	Andel av antal aktier, %
Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. ¹	76 342 895	24,01
Landor Participations Inc. ²	11 538 956	3,63
Swedbank Robur fonder	10 858 863	3,42
Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. ¹	10 844 643	3,41
SIX sis AG	9 817 821	3,09
AMF Försäkring Fonder	7 113 547	2,24
Lundin Petroleum AB	6 882 638	2,16
Clearstream banking S.A.	5 957 698	1,87
JPM Chase NA	5 072 452	1,60
SSB CL Omnibus AC OM03	4 340 188	1,37
SEB Investment Management	4 324 938	1,36
SSB CL Omnibus AC OM07	4 248 595	1,34
LGT Bank in Liechtenstein Ltd.	4 050 383	1,27
BNP Paribas securities services	3 722 727	1,17
Fjärde AP-fonden	3 590 898	1,13
Övriga aktieägare	149 203 338	46,93
Summa	317 910 580	100,00

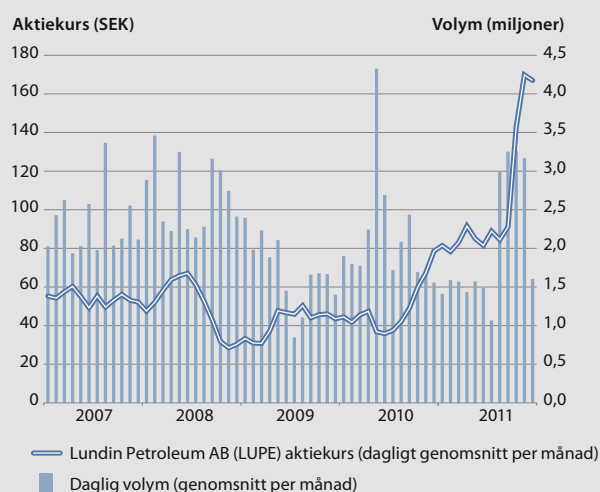
¹ Ett investmentbolag som är helägt av en Lundinfamiljetrust.

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

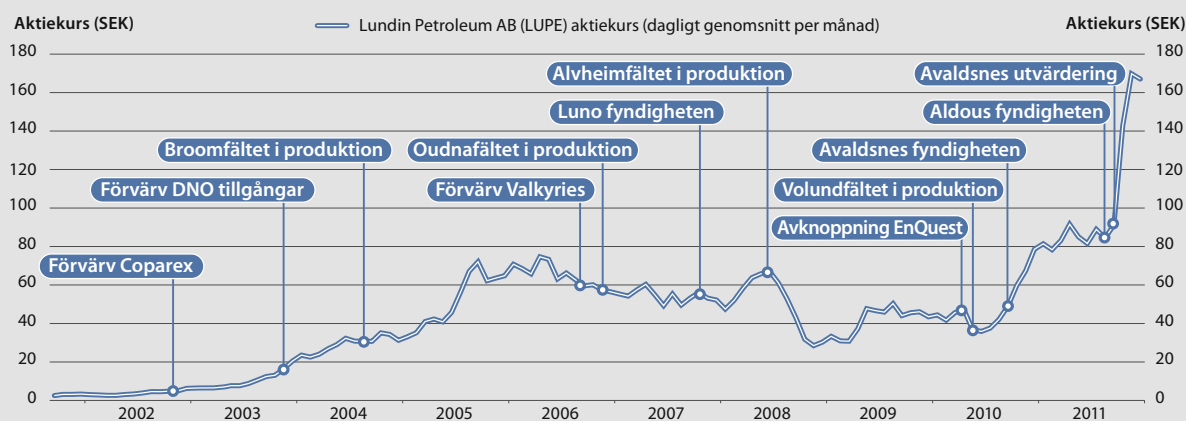
AKTIEKURS 2011



FEM ÅR AKTIEKURS 2007-2011



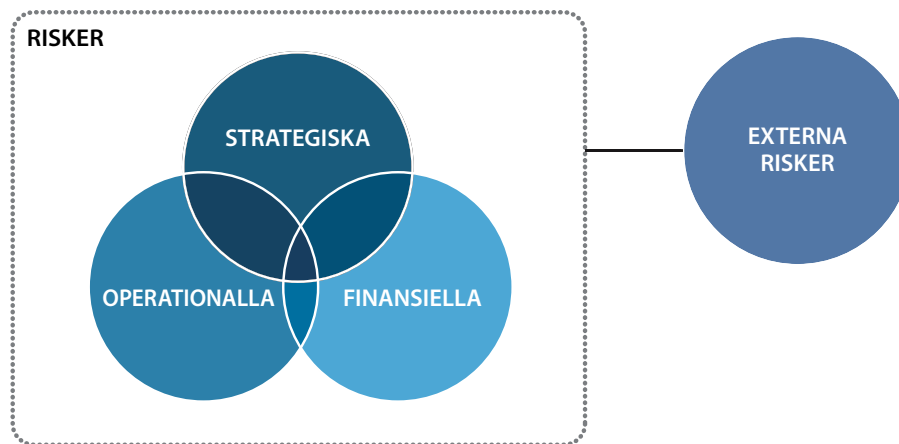
AKTIEKURS 2001-2011



RISKER OCH RISKHANTERING

Hantering av verksamhetsrisk

Målsättningen med hanteringen av verksamhetsrisker är att fortlöpande identifiera, förstå och hantera hot och möjligheter inom verksamheten. Denna målsättning uppnås genom att skapa ett mandat och ett engagemang för riskhantering på alla nivåer i bolaget. Med denna modell hanterar bolaget aktivt risker som en integrerad och ständigt återkommande del av bolagets beslutsprocesser och säkerställer att alla risker identifieras, erkänns, förstås och kommuniceras med god framförhållning. Förmågan att hantera och minska dessa risker utgör en avgörande faktor för att säkerställa att bolagets verksamhetsmål uppnås. 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 eller som ligger utanför bolagets kontroll.



Lundin Petroleum har identifierat följande väsentliga risker kopplade till koncernens verksamhet.

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
STRATEGISK RISK	
<p>Oförmåga att skapa aktieägarvärde och uppfylla aktieägarnas förväntningar En strategi som är ineffektiv och som inte förmedlas eller genomförs på ett bra sätt, kan leda till att investerare tappat förtroendet för bolaget och till att aktiekursen sjunker.</p>	<p>Lundin Petroleums affärsmodell definierar på ett tydligt sätt bolagets vision och strategi. Lundin Petroleum strävar efter att skapa aktieägarvärde genom alla stadier i 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>Starka kommunikationskanaler tillsammans med ett effektivt ledarskap bidrar till att upprätthålla kreativiteten och en entreprenörsanda, och får hela organisationen att sträva mot samma mål.</p>
<p>Otillräcklig tillgångsförvaltning Ineffektiv förvaltning kan leda till att det fulla värdet av en tillgång inte synliggörs eller realiseras, vilket skulle kunna påverka aktieägarvärdet negativt.</p>	<p>Lundin Petroleum utvärderar löpande det ekonomiska värdet på tillgångarna i portföljen för att försäkra sig om att varje enskild tillgångs värde är utrett, kommunicerat och att det avspeglas fullt ut i aktiekursen.</p>
<p>Bristande samhällsansvar och miljömedvetenhet En verklig eller uppfattad brist på samhällsansvar och miljömedvetenhet kan ha en negativ inverkan på de människor bolaget arbetar med, på miljön i vilken bolaget är verksamt och på bolagets anseende. All negativ påverkan på anseendet kan i sin tur påverka bolagets rätt att driva, finansiera eller få tillgång till nya affärsmöjligheter.</p>	<p>Lundin Petroleums ramverk för ansvarsfullt företagande tillämpas på all dess verksamhet och inbegriper uppföljning av riskreducerande åtgärder, rapportering och utredning av alla incidenter. Kommunikationsplaner och hantering av intressentrelationer är utformade för att upprätthålla goda och effektiva relationer. (Se även sidorna 32–39 Samhällsansvar).</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>
<p>Ineffektiv rekrytering, möjlighet att behålla anställda och hantering av humankapital Oförmåga att attrahera och behålla nyckelpersoner skulle kunna orsaka störningar i verksamheten på kort och medellång sikt.</p>	<p>Lundin Petroleums strategi för rekrytering och ersättning är anpassad till 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>

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
OPERATIV RISK	
Ökade produktionskostnader Produktionskostnaderna påverkas av de normala ekonomiska drivkrafterna för tillgång och efterfrågan samt diverse verksamhetsförhållanden.	Effektiva processer för inköp och kostnads kontroll är viktiga för att uppnå rimliga kostnadsnivåer för bolagets affärsplaner. God verksamhetsledning och underhållsplanering bidrar till att säkerställa effektiviteten i driften. Produktionsförändringar och sämre verksamhetsförhållanden kan inte uteslutas och kan i varierande grad inverka negativt på resultat och kassaflödesnivåer.
Tillgång till operativ utrustning Prospektering och utbyggnad av olja och gas är beroende av tillgången på borrhäns- och liknande utrustning. Om utrustning inte kan anskaffas vid rätt tidpunkt kan det försena prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter.	Avancerad planering av bolagets verksamhetsprogram innefattar att tillse att det finns en kontrakteringsstrategi och inköpsprocess. Regelbundna kontakter med entreprenörer och leverantörer samt ersättning för utrustning som en del av licensansökningsprocessen minskar risken.
Uppskattningar av reserver och resurser Generellt sett är uppskattningar av ekonomiskt utvinningsbara olje- och gasreserver och deras framtida nettokassaflöde baserat på ett antal olika faktorer och antaganden. Alla sådana uppskattningar är i viss mån spekulativa, och klassificeringar av reserver är endast försök att definiera den grad av spekulation som är inblandad.	Beräkningar av reserver och resurser genomgår en omfattande intern granskningsprocess och följer industristandarder. Samtliga reserver är föremål för en oberoende revision av Gaffney, Cline & Associates, som en del av den årliga reservsrevisionsprocessen om inte annat anges. (Se även sidorna 28–31 Reserver, resurser och produktion.)
Oförmåga 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 förmågan att välja ut och förvärva lämpliga producerande tillgångar eller prospekt.	Användningen av effektiv granskning av analyser under havsbotten och valet av borrhäns kombinerat med en väldefinierad strategi för att rekrytera och behålla kompetent personal minskar risken. (Se även sidorna 28–31 Reserver, resurser och produktion.)
Hälsa, säkerhet och miljö (HSE) En allvarlig händelse i verksamheten som rör hälsa, säkerhet eller miljö skulle kunna få negativa konsekvenser för människor och omgivningen där bolaget bedriver verksamhet. Detta skulle i sin tur kunna påverka värderingen av bolaget negativt.	Lundin Petroleum främjar aktiv ledning av HSE-frågor i hela bolaget. HSE-policies och mål samt HSE-ledningssystem som följer lagstadgade krav är en integrerad del av verksamheten. (Se även sidorna 32–39 Samhällsansvar.)
Ineffektiva system för att förhindra mutor och korruption Korruption kan förekomma i alla verksamhetsländer. Händelser som utgör brott mot antikorrupcionslagar skulle kunna skada Lundin Petroleum, dess anseende och aktieägarvärde.	En konsekvent tillämpning av Lundin Petroleums uppförandekod tillsammans med policies och rutiner, som tydligt definierar befogenhetsgränser, och intern kontroll minskar risken. 2010 anslöt sig Lundin Petroleum till FN:s Global Compact för att ytterligare befästa bolagets åtagande för etiska affärsmetoder och styrelsen antog under 2011 en antikorrupcionspolicy och tillhörande riktlinjer. (Se även sidorna 32–39 Samhällsansvar.)
FINANSIELL RISK¹	
Fluktuationer i olje- och gaspriser Priserna på olja och gas påverkas av de normala ekonomiska drivkrafterna för tillgång och efterfrågan samt av finansiella investerare och osäkerhet på marknaden.	Lundin Petroleums policy är att anta en flexibel hållning gentemot oljeprissäkring, baserad på en bedömning av fördelarna med säkringskontrakten under specifika omständigheter.
Valutakursförändringar Råoljepriser fastställs i regel i US dollar, medan kostnaderna uppstår i en rad olika valutor. Valutakursförändringar kan därför leda till valutaexponering.	Lundin Petroleums policy beträffande valutakursäkring, vid valutaexponering, är att överväga att bestämma valutakursen för kända kostnader i andra valutor än US dollarn i förväg, så att framtida kostnadsnivåer i US dollar kan förutsägas med en rimlig grad av säkerhet. De funktionella valutorna i Lundin Petroleums dotterbolag ses över årligen.
Likviditetsrisk Risken att koncernen inte kan reglera eller uppfylla sina skyldigheter i tid eller till ett rimligt pris, kan leda till att arbetsprogrammen för prospektering och utbyggnad eventuellt inte kan finansieras.	Lundin Petroleum följer upp koncernens rullande likviditetsprognoser för att förvissa sig om att det finns tillräckliga medel att uppfylla verksamhetens behov. Ekonomi- och planeringsavdelningen bevakar löpande den makro- och mikroekonomiska situationen som påverkar koncernens verksamhet för att hålla ledningen informerad om händelser som påverkar beslut om kapital. Likviditets- och finanseringsrisker och relaterade processer och policies granskas av ledningen som löpande bevakar marknaden.
Kreditrisk Risken uppstår genom likvida medel, inlåning i banker och finansinstitut samt genom kreditexponering mot kunder.	Lundin Petroleums policy är att begränsa kreditrisken genom att begränsa kunder och partners till de stora oljebolagen och bankerna. Om det uppstår en kreditrisk i samband med olje- och gasförsäljning är policyn att begära en oåterkallelig remburs för det totala värdet av försäljningen.
Ränterisk Bolagets resultat kan påverkas av osäkra framtida räntnivåer. Lundin Petroleums ränterisk är hänförlig till den långfristiga upplåningen.	Lundin Petroleum bedömer kontinuerligt fördelarna med en räntesäkring av lånen.
Finansiell rapporteringsrisk Risken för väsentliga felaktigheter i finansiella rapporter, och oförmåga att korrekt rapportera finansiell information, kan leda till myndighetsåtgärder och rättsliga följder samt skada bolagets anseende.	Lundin Petroleum har ett internt kontrollsystem för finansiell rapportering för att säkerställa att dess mål för finansiell rapportering uppfylls (se även sidorna 52–53 Intern kontroll och riskhantering).
EXTERN RISK	
Geopolitisk risk Lundin Petroleum är, och kommer att vara, aktivt engagerat i olje- och gasverksamheter i diverse länder. Förändringar i lagstiftningen i dessa länder kan få negativa konsekvenser som, dock inte begränsat till, utmätning av egendom, annullering eller justering av kontraktsrättigheter och/eller höjda skatter.	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. Lokal lagstiftning bevakas och bolaget strävar efter att tolka och följa alla lagändringar som kan påverka verksamheten.

¹ För utförligare information om finansiella risker se även not 14 i noterna till de finansiella rapporterna, sidorna 89–90. Mer information om intern kontroll återfinns i Bolagsstyrningsrapporten, sidorna 40–56.



FINANSIELLA RAPPORTER

Förvaltningsberättelse	64	- Not 26 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	92
Koncernens resultaträkning	72	- Not 27 – Övriga skulder	92
Koncernens rapport över totalresultat	73	- Not 28 – Ställda säkerheter	92
Koncernens balansräkning	74	- Not 29 – Ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	92
Koncernens kassaflödesanalys	75	- Not 30 – Resultat per aktie	92
Förändringar i koncernens egna kapital	76	- Not 31 – Justering för ej kassaflödespåverkande poster	92
Redovisningsprinciper	77	- Not 32 – Transaktioner med närstående	93
Noter till koncernens finansiella rapporter	83	- Not 33 – Genomsnittligt antal anställda	93
- Not 1 – Segmentinformation	83	- Not 34 – Ersättningar till styrelse, verkställande ledning och andra anställda	93
- Not 2 – Produktionskostnader	84	- Not 35 – Långfristiga incitamentsprogram	94
- Not 3 – Avskrivningar	84	- Not 36 – Ersättningar till koncernens revisorer	95
- Not 4 – Prospekteringskostnader	84	- Not 37 – Händelser efter balansdagens utgång	95
- Not 5 – Vinst vid försäljning av tillgångar	84	Moderbolagets årsredovisning	96
- Not 6 – Finansiella intäkter	84	Moderbolagets resultaträkning	96
- Not 7 – Finansiella kostnader	84	Moderbolagets rapport över totalresultat	96
- Not 8 – Inkomstskatt	85	Moderbolagets balansräkning	97
- Not 9 – Avyttrad verksamhet	86	Moderbolagets kassaflödesanalys	98
- Not 10 – Olje- och gastillgångar	87	Förändring i moderbolagets egna kapital	99
- Not 11 – Övriga materiella anläggningstillgångar	88	Noter till moderbolagets finansiella rapporter	100
- Not 12 – Aktier i gemensamt kontrollerade enheter och intresseföretag	88	- Not 1 – Övriga rörelseintäkter per land	100
- Not 13 – Övriga aktier och andelar	89	- Not 2 – Finansiella intäkter	100
- Not 14 – Finansiella risker, sensitivitetsanalys och derivatinstrument	89	- Not 3 – Finansiella kostnader	100
- Not 15 – Övriga finansiella tillgångar	90	- Not 4 – Inkomstskatt	100
- Not 16 – Lager	91	- Not 5 – Övriga fordringar	100
- Not 17 – Kundfordringar	91	- Not 6 – Avsättningar	100
- Not 18 – Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	91	- Not 7 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	100
- Not 19 – Övriga fordringar	91	- Not 8 – Finansiella instrument per kategori	100
- Not 20 – Likvida medel	91	- Not 9 – Ställda panter, ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	100
- Not 21 – Övriga reserver	91	- Not 10 – Ersättningar till revisorer	100
- Not 22 – Avsättning för återställningskostnader	91	- Not 11 – Aktier i dotterbolag	101
- Not 23 – Pensionsavsättning	91	Styrelsens försäkran	102
- Not 24 – Övriga avsättningar	91	Revisionsberättelse	103
- Not 25 – Banklån och kortfristiga skulder	92		

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

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

Lundin Petroleum ABs huvudkontor är Hovslagargatan 5, Stockholm, Sverige.

Lundin Petroleums 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.

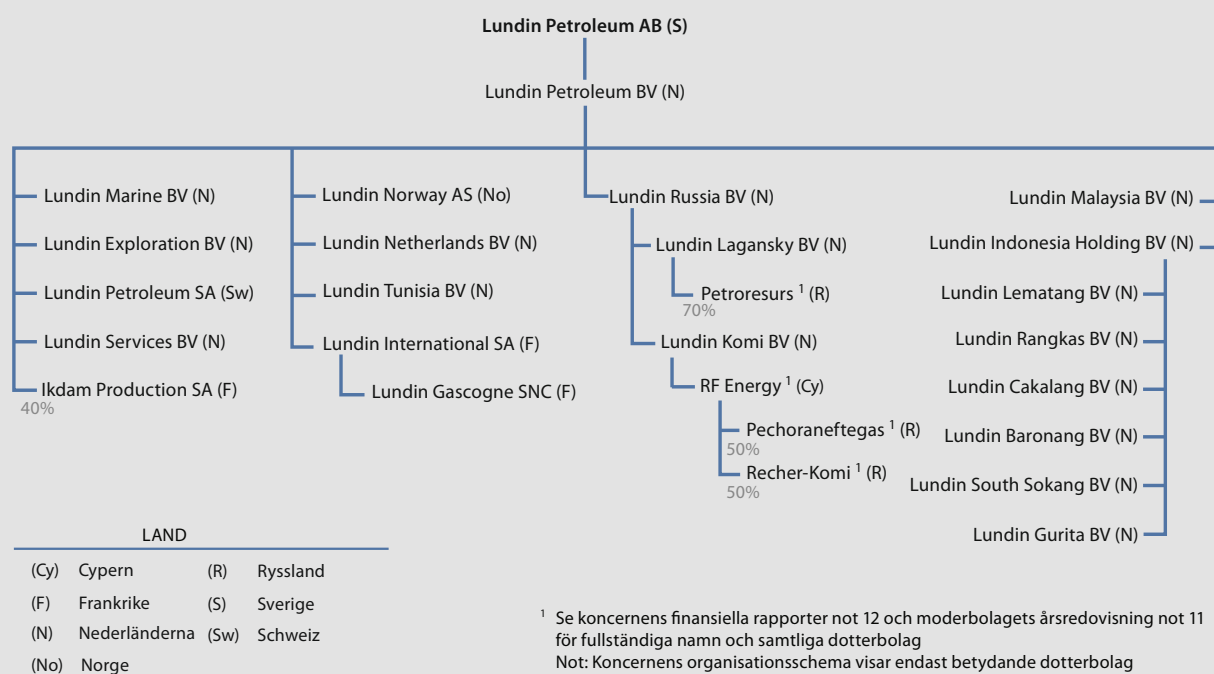
Koncernen bedriver inte någon forskning och utveckling. Koncernen har filialer i flertalet av de områden där verksamhet bedrivs. Moderbolaget har inga utländska filialer.

KONCERNFÖRÄNDRINGAR

Det har inte skett några väsentliga förändringar i koncernen under året.

I föregående års belopp ingår Etrion Corporations resultat till och med den 12 november 2010, vilket var datumet då aktierna som innehölls i Etrion Corporation delades ut till Lundin Petroleums aktieägare, och Salawati Basin- och Salawati Islandtillgångarna, vilka såldes den 29 december 2010. Resultatet från den brittiska verksamheten ingår i avyttrad verksamhet till och med den 6 april 2010, vilket var datumet för avknopningen av den brittiska verksamheten.

Koncernens organisationsschema per den 31 december 2011



VERKSAMHETEN

PRODUKTION

Produktionen för räkenskapsåret 2011 uppgick till 33,3 Mboe per dag (Mboepd) (30,5 Mboepd) och omfattade nedanstående:

Produktion	2011	2010
Norge		
– Kvantitet i Mboe	8 477,1	6 629,8
– Kvantitet i Mboepd	23,2	18,2
Frankrike		
– Kvantitet i Mboe	1 119,2	1 160,8
– Kvantitet i Mboepd	3,1	3,2
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	725,0	756,7
– Kvantitet i Mboepd	2,0	2,1
Indonesien		
– Kvantitet i Mboe	423,6	887,1
– Kvantitet i Mboepd	1,2	2,4
Ryssland		
– Kvantitet i Mboe	1 139,4	1 321,2
– Kvantitet i Mboepd	3,1	3,6
Tunisien		
– Kvantitet i Mboe	267,2	372,2
– Kvantitet i Mboepd	0,7	1,0
Summa från kvarvarande verksamhet		
– Kvantitet i Mboe	12 151,5	11 127,8
– Kvantitet i Mboepd	33,3	30,5
Avyttad verksamhet – Storbritannien		
– Kvantitet i Mboe	–	812,2
– Kvantitet i Mboepd	–	2,2
Summa exklusive innehav utan bestämmande inflytande		
– Kvantitet i Mboe	12 151,5	11 940,0
– Kvantitet i Mboepd	33,3	32,7

EUROPA

Norge

Lundin Petroleum's nettoproduktion i Norge för räkenskapsåret 2011 var 23,2 Mboepd.

Nettoproduktionen för året från Alvhøimfältet, offshore Norge, (Lundin Petroleum's licensandel (l.a.) 15%) var 11,2 Mboepd. Alvhøimfältet har varit i produktion sedan juni 2008 och fortsätter att överträffa förväntningarna. Det utmärkte resultatet från reservoarerna har resulterat i ökade utvinningsbara bruttoreserver under 2011 till 282 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe), vilket motsvarar en 69-procentig ökning i maximal utvinning från tidpunkten då Alvhøimfältets utbyggnadsplan var slutförd 2005. Fas II av Alvhøims utbyggnadsborringar påbörjades 2010 och har slutförts. Två utbyggnadsborringar sattes i produktion i oktober 2011. En tredje borring sattes i produktion i januari 2012. En fas III-utbyggnadsborring kommer att genomföras under 2012. Utvinningskostnaden för Alvhøimfältet under 2011 var cirka 5,00 USD per fat.

Nettoproduktionen från Volundfältet (l.a. 35%) uppgick till 12,0 Mboepd för året och överträffade väsentligt förväntningarna. Produktionsstart för Volundfältet skedde i april 2010 och produktionen ökade under året till platåproduktion i takt med att utbyggnadsborringarna med framgång slutförts. Under rapporteringsperioden översteg Volundfältets produktion sin fulla kapacitet på Alvhøim FPSO:n om 8,7 Mboepd netto, då den utnyttjade ytterligare tillgänglig kapacitet. Ytterligare en utbyggnadsborring kommer att genomföras på Volund under 2012. I oktober 2009 meddelades en ny fyndighet på strukturen Bøyla i PL340 (l.a. 15%). Bøylafältet innehåller utvinningsbara betingade bruttoresurser om 21 MMboe och kommer att byggas ut som en återkoppling under vattnet till Alvhøim FPSO:n. En utbyggnadsplan för Bøylafältet kommer

att lämnas in under första halvåret 2012 med förväntad produktionsstart 2014. Under första kvartalet 2011 slutfördes prospekteringsborringen Caterpillar i PL340BS som ännu en ny oljefyndighet. Caterpillar, belägen nära Bøylafältet, kommer nu sannolikt att byggas ut genom Bøylas utbyggnadsanläggning på havsbotten.

Lunofältet i PL338 (l.a. 50%) upptäcktes 2007 och har därefter utvärderats med ytterligare två borringar.

I april 2011 slutfördes prospekteringsborringen Tellus i PL338 som en oljefyndighet. Tellusfyndigheten är en nordlig förlängning av Lunofältet. Två reservoartester genomfördes i Tellusborringen, av vilka den första genomfördes i sprucken grundsten och var det första framgångsrika fullskaliga testet i grundsten på den norska kontinentalsockeln. Den potentiella kommersiella produktionen från sprucken grundsten är positivt för att kunna lägga till resurser från detta intervall i fyndigheten Luno South och omkringliggande område.

Luno- och Tellusfyndigheterna kommer att byggas ut som ett fält. I januari 2012 lämnades en utbyggnadsplan in för Lunofältet till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen innefattar en koordinerad utbyggnadslösning för Lunofältet med det närliggande Draupnefältet i PL001B med Det norske oljeselskap ASA som operatör. En överenskommelse avseende en koordinerad utbyggnadslösning gjordes i mars 2012. Produktionsstart för Lunofältet förväntas ske i slutet av 2015 med en förväntad toppproduktion, brutto, om cirka 90,0 Mboepd. Lunoplattformens avsedda kapacitet kommer att uppgå till mer än 120,0 Mboepd när Draupnes produktion kombineras med Lunofältets. Bruttokapitalkostnaden för utbyggnaden av Lunofältet, som inkluderar plattform, pipelines och 15 borringar, uppskattas till 4 miljarder USD. Lunofältet uppskattas innehålla 186 MMboe av bevisade och sannolika bruttoreserver. Ett kontrakt har tilldelats Kværner ASA för ingenjörsarbete, inköp och konstruktion av jacketstrukturen för Lunoplattformen. Ett kontrakt har tilldelats Rowan Companies Inc. för en jack-up rigg som skall genomföra utbyggnadsborringarna på Luno.

En prospekteringsborring i PL501 (l.a. 40%) med målsättning att nå strukturen Avaldsnes genomfördes med framgång under det tredje kvartalet 2010 och resulterade i en oljefyndighet. Efter fyndighetsborringen uppskattades fyndigheten Avaldsnes innehålla utvinningsbara betingade bruttoresurser om 100 till 400 MMboe i licensen PL501 och att den av en förkastning kontrollerade strukturen sträckte sig västerut in i PL265 (l.a. 10%).

Under 2011 har två utvärderingsborringar 16/3-4 och 16/2-7, båda med sidospårsborringar, slutförts på Avaldsnes med framgång. Utvärderingsborringarna bekräftade förlängningen av Avaldsnesfyndigheten mot sydost och söder. Båda borringarna bekräftade utmärkt kvalitet av egenskaperna i reservoar från juraålder som ett resultat av omfattande insamling av borrkärnor och loggar. Borringarna påträffade oljeförande reservoar av bättre tjocklek och kvalitet än fyndighetsborringen och den första utvärderingsborringen testade en genomsnittlig produktionsnivå om över 5,5 Mboepd genom begränsande ventiler. I augusti 2011 offentliggjorde Statoil, operatör för PL265, fyndigheten Aldous Major South med borringen 16/2-8 som påträffade en oljekolonn, brutto, om 65 meter av utmärkt sandstensreservoar från juraålder. En utvärderingsborring av Aldous Major Southfyndigheten genomfördes med framgång i oktober 2011 med borringen 16/2-10. Som ett resultat av utvärderingsborringarna på Avaldsnes och Aldous Major South är det nu bekräftat att de båda fyndigheterna är ett sammanhängande gigantiskt oljefält som i januari 2012 ändrade namn till Johan Sverdrupfältet. Till följd av 2011 års utvärderingsborrningsprogram har Lundin Petroleum offentliggjort ett intervall av utvinningsbara betingade bruttoresurser för fyndigheten Avaldsnes i PL501 på mellan 800 miljoner och 1,8 miljarder fat som har reviderats av Gaffney, Cline & Associates. Statoil har på liknande sätt offentliggjort ett intervall av utvinningsbara betingade bruttoresurser i PL265 om mellan 900 miljoner och 1,5 miljarder fat olja. Johan

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

Sverdrupfyndigheten uppskattas därför innehålla betingade resurser om 1,7 till 3,3 miljarder fat utvinningsbar olja, vilket utgör en av de största fyndigheterna på den norska kontinentalsockeln någonsin och den största sedan mitten av 1980-talet. Fyndigheten är belägen på ett vattendjup om 115 meter, reservoaren ligger på ett djup om mindre än 2 000 meter och fältet är beläget 35 km från Granefältets infrastruktur med betydande ledig kapacitet. Oljan är cirka 28 grader API och av utmärkt kvalitet.

Den tredje utvärderingsborrningen 16/5-2S i PL501 slutfördes i januari 2012. Målsättningen med borrningen var att avgränsa den södra flanken av Avaldsnesfyndigheten. Trots att borrningen påträffade sandstenreservoar av god kvalitet från juraålder, påträffades reservoaren djupare än förväntat och till följd därav under kontakten mellan olja och vatten. Resultatet av denna borrning kommer sannolikt att minska de nuvarande resursuppskattningarna för den södra delen av Avaldsnesfyndigheten.

Under det tredje kvartalet 2011 slutförde Statoil som operatör även borrningen av den potentiella strukturen Aldous Major North i PL265. Borrningen påträffade en oljekolonn i en övre reservoar från tidig juraålder som var tunnare och av mindre god kvalitet än förväntat. Ytterligare utvärderingsborrningar krävs för att bestämma huruvida Aldous Major North är kommersiell. Åtminstone tre ytterligare utvärderingsborrningar i PL501 kommer att genomföras under 2012 och Statoil kommer sannolikt att genomföra ytterligare två utvärderingsborrningar i PL265 under 2012. Utvärderingsprogrammet kommer att definiera de utvinningsbara resurserna och bistå arbetet med strategin för utbyggnadsplanen. Fyndigheten Avaldsnes/Aldous Major South kommer att samordnas såsom ett fält och Lundin Petroleum som operatör för PL501 och Statoil som operatör för PL265 är överens om att tillsammans arbeta med utbyggnaden som högsta prioritet.

Ytterligare prospekteringsborrning kommer att ske under 2012 i södra delen av området kring Utsirahöjden med borrningen av den potentiella strukturen Luno II i PL359 (l.a. 40%), strukturen Jorvik i PL338 (l.a. 50%) och strukturen Biotitt i PL544 (l.a. 70%). Ytterligare potential har identifierats i området där ytterligare prospekteringsborrningar kommer att fortsätta under 2013.

Utbyggnadsplanen för Gaupefältet i PL292 (l.a. 40%) godkändes i juni 2010 och produktionsstart förväntas ske i slutet av det första kvartalet 2012. Gaupefältet med BG Group som operatör, har uppskattade bevisade och sannolika bruttoreserver om cirka 31 MMboe och förväntas producera 5,0 Mboepd på platanivå, netto Lundin Petroleum.

Utbyggnadsplanen för Brynhildfältet (tidigare kallat Nemo) i PL148 (l.a. 70%) godkändes av det norska olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet innehåller bevisade och sannolika bruttoreserver om 20 MMboe och förväntas producera 12,0 Mboepd på platanivå, brutto, med förväntad produktionsstart i slutet av 2013. Utbyggnaden innefattar fyra borrningar som kopplas tillbaka till Piercefältets produktionsanläggning i den brittiska sektorn av Nordsjön där Shell är operatör. I november 2011 ökade Lundin Petroleum sin licensandel i PL148 där Brynhildfältet är beläget från 50 procent till 70 procent. I mars 2012 meddelade Lundin Petroleum att en överenskommelse gjorts med Talisman Energy avseende ett övertagande av den resterande 30-procentiga licensandelen i PL148, under förutsättning att transaktionen godkänns av de norska myndigheterna.

I januari 2011 tilldelades Lundin Petroleum tio prospekteringslicenser i licensrundan APA 2010 av vilka sex med Lundin Petroleum som operatör. I april 2011 tilldelades Lundin Petroleum, som operatör, PL609 i den 21:a norska licensrundan. PL609 (l.a. 40%) är belägen i Barents hav, öster om Statoils nya stora oljefyndighet Skrugard som uppskattas av Statoil innehålla mellan 150 till 250 MMboe. I januari 2012 tilldelades Lundin Petroleum ytterligare tio prospekteringslicenser i licensrundan APA 2011 av vilka fyra med Lundin Petroleum som operatör.

I juli 2011 slutfördes prospekteringsborrningen Skalle i PL438 (l.a. 25%) som en gasfyndighet med uppskattade betingade bruttoresurser om mellan 88 och 283 miljarder kubikfot (bcf). Skallefyndigheten är belägen cirka 25 km från det producerande gasfältet Snøhvit. Ytterligare potential av kolväten finns i Skalles understrukturer och i andra strukturer i PL438.

I juli 2011 avslutade Lundin Petroleum borrningen av 25/10-11 i strukturen Earb South i PL505 (l.a. 30%). Borrningen påträffade tre separata kolväteförande sandstenssekvenser från juraålder av ringa reservoarkvalitet. Borrningen testades och olja och gas flödade till ytan men reservoaren var tigt. Det är i nuläget inte sannolikt att fyndigheten kommer att bli kommersiell trots de höga nivåerna av kolväten.

I maj 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 30 procent i PL330 belägen i den norra delen av Norska havet.

Frankrike

I Paris Basin (l.a. 100%) var nettoproduktionen i genomsnitt 2,4 Mboepd och i Aquitaine Basin (l.a. 50%) var nettoproduktionen i genomsnitt 0,7 Mboepd för året. Utbyggnaden av Grandvillefältet i Paris Basin, vilken innefattar åtta nya utbyggnadsborrningar och installation av nya produktionsanläggningar, har påbörjats. Utbyggnadsborrningar för Grandvillefältet kommer att fortsätta in i 2012. Den nyligen genomförda oberoende reservrevisionen för årsslutet 2011 resulterade i uppskattade reserver om 25 MMboe, en ökning om 16 procent, som i huvudsak är hänförlig till utbyggnaden av fältet Vert La Gravelle.

Nederländerna

Gasproduktionen, netto, för Lundin Petroleum från Nederländerna var i genomsnitt 2,0 Mboepd för året.

Irland

Tolkningen av 3D-seismik som insamlades under 2010 över licensen i Slyne Basin 04/06 (l.a. 50%) har slutförts.

SYDOSTASIEN

Indonesien

Lematang (Södra Sumatra)

Lundin Petroleums nettoproduktion från Singagasfältet (l.a. 25,9%) uppgick under året till 1,2 Mboepd. Produktionen från Singafältet påbörjades under 2010. Den nuvarande bruttoproduktionen från de två producerande borrningarna är över 30 miljoner standard kubikfot per dag (MMscfd) av gas till försäljning.

Rangkas (Java)

Ett insamlingsprogram för 2D-seismik om 474 km har slutförts över Rangkasblocket (l.a. 51%).

Baronang/Cakalang (Natuna Sea)

Ett insamlingsprogram för 3D-seismik om 975 km² över blocken Baronang och Cakalang (l.a. 100%) avslutades under 2010. Prospekteringsborrning kommer nu att påbörjas under 2013. Vidare slutfördes ett insamlingsprogram för 2D-seismik om 1 500 km på Cakalangblocket under 2011.

South Sokang (Natuna Sea)

Ett nytt produktionsdelningskontrakt undertecknades i december 2010 för South Sokangblocket (l.a. 60%). Ett insamlingsprogram för 2D-seismik om 2 400 km har slutförts under 2011.

Gurita (Natuna Sea)

Ett nytt produktionsdelningskontrakt undertecknades i mars 2011 för Guritablocket (l.a. 100%). Ett insamlingsprogram för 3D-seismik om mer än 400 km² kommer att slutföras under 2012.

Malaysia

3D-seismikprogrammet som genomfördes 2009 identifierade ett flertal borrhbara potentiella strukturer för 2011/2012 års borrhprogram. Fem prospekterings- och utvärderingsborrningar genomfördes under 2011.

Prospekteringsborrningen Tarap i block SB303 (l.a. 75%), offshore Sabah, östra Malaysia resulterade i en gasfyndighet och slutfördes i juli 2011. Borrningen påträffade gas i samtliga fem oberoende förslutna sandstensreservoarer från Mioceneålder med vertikal bruttomängd om cirka 150 meter. Betingade bruttoresurser för Tarapfyndigheten är 171 bcf. Prospekteringsborrningen Cempulut, även den i block SB303, resulterade också i en gasfyndighet. Borrningen påträffade ett rev från Mioceneålder med vertikal bruttomängd om 50 meter. Det finns en tredje fyndighet, Titik Terang, i licensområdet block SB303. Samtliga tre fyndigheter är belägna i närheten av varandra och innehåller uppskattade betingade bruttoresurser (enligt den bästa uppskattningen) om mer än 250 bcf. Lundin Petroleum utvärderar nu möjligheten för en gruppbyggnad. Det finns flera alternativ för kommersialisering av gas i Sabahområdet.

Den första prospekteringsborrningen Batu Hitam-1 som genomfördes på block PM308A (l.a. 35%), offshore den Malaysiska halvön, pluggades igen och övergavs som ett torrt hål efter att den påträffat god reservoarkvalitet men med hög koncentration av koldioxid. Den andra prospekteringsborrningen på block PM308A, Janglau-1, slutfördes i november 2011 som en oljefyndighet och visade prov på ett nytt prospekteringskoncept för olja i (intra-rift) sand från Oligoceneålder. Fyndigheten kommer att kräva ytterligare utvärderingsborrningar för att avgöra om den är kommersiell.

I juni 2011 förvärvade Lundin Petroleum en licensandel om 75 procent i block PM307 offshore den Malaysiska halvön. Ett insamlingsprogram för 3D-seismik om 2 100 km² slutfördes under 2011. I januari 2012 slutfördes med framgång utvärderingsborrningen Bertam-2 som bevisade förlängningen och kvaliteten av den oljeförande sandstensreservoaren K10. Bertam är sannolikt ett kommersiellt oljefält och studier pågår för att undersöka potentiella utbyggnadskoncept.

Ytterligare fem prospekteringsborrningar och/eller utvärderingsborrningar kommer att genomföras i Malaysia under 2012, offshore Sabah och offshore den Malaysiska halvön. Borrningarna förväntas att påbörjas i mitten av 2012.

RYSSLAND

Nettoproduktionen från Ryssland till Lundin Petroleum för året var 3,1 Mboepd.

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes 2008 en betydande oljefyndighet på Morskayafältet. Fyndigheten anses som strategisk, av den ryska staten under lagen för utländska strategiska investeringar, på grund av att den är belägen offshore. Detta innebär att ett statligt bolag måste äga 50 procent innan utvärdering och utbyggnad sker. Under 2010 insamlades 103 km² av ny 3D-seismik över Laganskyblocket och som ett resultat har nya prospekteringsstrukturer identifierats i Laganskyblocket.

AFRIKA

Tunisien

Nettoproduktionen från Oudnafältet (l.a. 40%) till Lundin Petroleum var 0,7 Mboepd för året.

Kongo (Brazzaville)

Prospekteringsborrningarna Mindou Marine-1 i block Marine XI (l.a. 18,75%) och Makouala Marine-1 i block Marine XIV (l.a. 21,55%) slutfördes under det fjärde kvartalet 2011. Båda borrningarna pluggades igen och övergavs som torra hål. Alla borrhåtaganden har uppfyllts på de två blocken och inga ytterligare prospekteringsborrningar är planerade för 2012.

FINANSIELL ÖVERSIKT

FINANSIELLT RESULTAT

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2011, från den kvarvarande verksamheten, uppgick till 155,2 MUSD (129,5 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 160,1 MUSD (142,9 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande vinst per aktie, efter full utspädning, om 0,51 USD (0,46 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 012,1 MUSD (603,5 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie, efter full utspädning, om 3,25 USD (1,93 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 676,2 MUSD (573,4 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie, efter full utspädning, om 2,17 USD (1,84 USD).

Rörelsens intäkter

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 1 257,7 MUSD (785,2 MUSD) och beskrivs i not 1. Sålda volymer var 14 procent högre under rapporteringsperioden och erhållet pris på olja var 40 procent högre än för jämförelseperioden vilket medförde att olje- och gasintäkterna var 60 procent högre än för jämförelseperioden. Lundin Petroleumens genomsnittspris som erhållits per fat oljekvivalenter uppgick till 101,04 USD (71,92 USD) och framgår av nedanstående uppställning. Premien över Dated Brent på norsk råolja såld under rapporteringsperioden uppgick i genomsnitt till 3,87 USD per fat. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 111,26 USD (79,50 USD) per fat.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden omfattar nedanstående:

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	2011	2010
Norge		
– Kvantitet i Mboe	8 843,2	6 712,5
– Genomsnittspris per boe	109,57	77,93
Frankrike		
– Kvantitet i Mboe	1 155,5	1 168,0
– Genomsnittspris per boe	110,59	79,35
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	725,0	756,7
– Genomsnittspris per boe	60,74	44,37
Indonesien		
– Kvantitet i Mboe	387,7	607,7
– Genomsnittspris per boe	32,43	65,31
Ryssland		
– Kvantitet i Mboe	1 138,4	1 290,0
– Genomsnittspris per boe	69,85	51,65
Tunisien		
– Kvantitet i Mboe	198,2	382,6
– Genomsnittspris per boe	125,12	77,15
Summa från kvarvarande verksamhet		
– Kvantitet i Mboe	12 448,0	10 917,5
– Genomsnittspris per boe	101,04	71,92
Avyttrad verksamhet – Storbritannien		
– Kvantitet i Mboe	–	814,4
– Genomsnittspris per boe	–	76,82
Summa		
– Kvantitet i Mboe	12 448,0	11 731,9
– Genomsnittspris per boe	101,04	72,26

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

Försäljningen i Indonesien innehåller bidragen från Salawatitillgångarna för helåret 2010.

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

För olja som produceras i Tunisien sker avlastning endast när Ikdam FPSO:n är nästan full. En lastning från Oudna gjordes i april 2011 och det var den enda lastningen under 2011.

Oljan som produceras i Ryssland säljs antingen på den inhemska ryska marknaden eller exporteras till den internationella marknaden. Av den ryska försäljningen såldes under rapporteringsperioden 37 procent (40 procent) på den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 109,92 USD per fat (76,17 USD per fat) och återstående 63 procent (60 procent) av den ryska försäljningen såldes på den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 46,45 USD per fat (34,98 USD per fat).

Övriga rörelseintäkter uppgick till 11,8 MUSD (13,4 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderar 5,8 MUSD (- MUSD) av intäkter hänförliga till en kompensation avseende justering för kvalitetsskillnader från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältets ägare. Alla tre fälten producerar till Alvheim FPSO-fartyget och oljan blandas för att producera Alvheimolja (Alvheim crude blend), vilken sedan säljs. För jämförelseperioden uppgick denna justering till 3,2 MUSD och nettoredovisades mot produktionskostnaderna. I övriga rörelseintäkter ingår även tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Jämförelseperioden innehåller övriga rörelseintäkter om 9,3 MUSD avseende Etrions solenergi-verksamhet.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna uppgick för rapporteringsperioden till 193,1 MUSD (157,1 MUSD) och beskrivs i not 2. Produktionskostnader och avskrivningar per fat oljeequivalenter som producerats i den kvarvarande olje- och gas verksamheten framgår av nedanstående uppställning.

Produktionskostnader och avskrivningar i USD per boe	2011	2010
Utvinningkostnader	8,43	8,63
Tariff- och transportkostnader	1,88	1,57
Royalty och direkta skatter	4,31	3,74
Förändringar i lager, över- /underuttag	1,08	-0,31
Övrigt	0,18	0,38
Totala produktionskostnader	15,88	14,01
Avskrivningar	13,59	12,85
Total kostnad per boe	29,47	26,86

Utvinningkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 102,5 MUSD, jämfört med 97,2 MUSD samma period föregående år. Rapporteringsperioden innehåller kostnader för Volundfältet, Norge, och Singafältet, Indonesien, för en hel tolv månadersperiod och Volund- och Singafälten bidrog endast delvis med kostnader under jämförelseperioden eftersom produktionen påbörjades under det andra kvartalet 2010. Dessutom innehåller rapporteringsperioden vissa engångskostnader, vilka har att göra med ett icke-planerat driftstopp av Alvheim FPSO-fartyget under det andra kvartalet 2011 och utgifter, vilka har att göra med FPSO-fartyget som används på Oudnafältet. Ökningarna kompenseras till viss del till följd av försäljningen av Salawatitillgångarna,

Indonesien, i december 2010. De totala utvinningkostnaderna per fat för rapporteringsperioden uppgick till 8,43 USD per fat, vilket var lägre än den initiala prognosen för 2011 om 8,60 USD per fat.

Tariff- och transportkostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 22,9 MUSD i förhållande till 17,4 MUSD för jämförelseperioden. Ökningen beror främst på bidraget av produktionsvolymer från Volundfältet, Norge som betalar en tariff till Alvheimfältets ägare och påbörjade produktion i april 2010. Lundin Petroleum har en licensandel om 15 procent i Alvheimfältet och en licensandel om 35 procent i Volundfältet. Den koncerninterna delen har eliminerats redovisningsmässigt och ger därmed en tariff- och transportkostnad netto, om 20 procent för Volund.

I royalty och direkta skatter ingår rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Resource Extraction Tax, MRET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MRET varierar i förhållande till världsmarknadspotentialen på Urals Blend och den ryska rubelns växelkurs och baseras på den ryska produktionsvolymen. MRET-genomsnittet för rapporteringsperioden uppgick till 21,21 USD (13,83 USD) per fat för den ryska produktionen. Exportskattesatsen på rysk olja justeras av den ryska staten varje månad och är beroende av det pris som erhålls för Urals Blend den föregående månaden. Exportskatten baseras på volym exporterad olja från Ryssland och genomsnittet uppgick till 57,52 USD (37,59 USD) per fat för rapporteringsperioden. Royalty och direkta skatter har ökat i förhållande till föregående år, vilket är en följd av prisökningen på råolja som påverkar kostnaden för MRET och exportskatt.

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 tidsskillnader, vilka har kostnadsförts till ett belopp av 13,1 MUSD (-3,4 MUSD) netto under rapporteringsperioden. De norska fälten, Alvheim och Volund, gick från en position med underuttag netto vid starten av 2011 till överuttag netto per den 31 december 2011, vilket medförde en ökning av produktionskostnaderna med 18,4 MUSD för rapporteringsperioden. Denna kostnad kompensades delvis av en ökning i kolvätelager från Oudna fältet på Ikdam FPSO:n, Tunisien, vilket medförde en kreditering av produktionskostnaderna för rapporteringsperioden.

Avskrivningar

Avskrivningar uppgick till 165,1 MUSD (145,3 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Den huvudsakliga ökningen i förhållande till jämförelseperioden avser Norge där avskrivningarna har ökat med 28 procent, i linje med produktionsökningen. Norge bidrog till ungefär 80 procent av de totala kostnaderna för avskrivningar för rapporteringsperioden, motsvarande en kostnad per fat om 15,34 USD, och det ökar den totala kostnadsnivån i förhållande till jämförelseperioden.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 140,0 MUSD (127,5 MUSD) och beskrivs i not 4. Kostnader för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs dessa direkt i resultaträkningen som prospekteringskostnader. Samtliga aktiverade prospekteringskostnader omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under 2011 kostnadsförde Lundin Petroleum prospekteringskostnader om 74,1 MUSD (94,5 MUSD) hänförliga till Norge. I det tredje kvartalet 2011 kostnadsfördes utgifter om 52,2 MUSD hänförliga till Earb Southborrningen i PL505. Övriga prospekteringskostnader i Norge är hänförliga till aktiverade utgifter som kostnadsförts till följd av teknisk översyn och inkluderar licensåterlämnanden.

Under det tredje kvartalet 2011 pluggades Batu Hitamprospekteringsborrningen på block PM308A igen och övergavs som ett torrt hål. Utgifterna hänförliga till borrningen kostnadsfördes i det tredje kvartalet och uppgick till 11,0 MUSD

Under det fjärde kvartalet 2011 kostnadsfördes borrhingskostnaderna och tillhörande aktiverad licenskostnad om 51,3 MUSD till följd av två ej framgångsrika borrhningar i Kongo (Brazzaville).

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 67,0 MUSD (41,0 MUSD), av vilka 44,9 MUSD (10,3 MUSD) utgör icke-kassaflödespåverkande kostnader som är hänförliga till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP). Jämförelseperioden innehåller ett belopp om 11,7 MUSD hänförligt till Etrion.

Kostnaden ökade under rapporteringsperioden främst beroende på en ökning i avsättningen för LTIP till följd av en högre aktiekurs på Lundin Petroleumaktien på balansdagen. Värdet av LTIP tilldelningen, baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen, fördelas över den intjänade delen av samtliga utestående LTIP. Kostnaden i resultaträkningen inkluderar omvärderingen av avsättningen, vilken är hänförlig till tidigare rapporteringsperioder. Lundin Petroleum har kompenserat exponeringen avseende LTIP genom att förvärva 6 882 638 av egna aktier. För ytterligare information se not 35.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 46,5 MUSD (21,0 MUSD) och beskrivs i not 6.

Ränteintäkter för rapporteringsperioden uppgick till 4,1 MUSD (3,4 MUSD). Ränteintäkter för rapporteringsperioden innehåller ett belopp om 1,5 MUSD hänförligt till ett lån till förmån för Etrion Corporation, vilket inte längre eliminerats i konsolideringen, till följd av utdelningen av aktierna i Etrion i november 2010. Lånet till Etrion återbetalades under det andra kvartalet 2011. I jämförelseperioden ingår ränteintäkter om 0,6 MUSD avseende en skatteåterbetalning.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 8,9 MUSD (13,4 MUSD). US dollarn förstärktes gentemot Euron och den norska kronan under rapporteringsperioden, vilket medförde valutakursvinster på de koncerninterna lånemellanhavanden och på saldon som utgör rörelsekapital.

I mars 2011 konverterade Lundin Petroleum 13,0 MUSD av den konvertibla lånefordran på Africa Oil Corporation (AOC), om 23,8 MUSD till 14 miljoner aktier i AOC till ett pris om 0,90 kanadensiska dollar (CAD) per aktie. Aktierna såldes därefter på den öppna marknaden för 2,00 CAD per aktie, vilket innebar en realiserad vinst om 15,6 MUSD. I april 2011 konverterades det resterande lånet till 11,85 miljoner aktier till en kurs om 0,90 CAD per aktie och aktierna såldes på den öppna marknaden till ett pris om 2,10 CAD per aktie, vilket innebar en ytterligare vinst om 14,3 MUSD.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 21,0 MUSD (33,5 MUSD) och beskrivs i not 7.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 5,4 MUSD (10,0 MUSD). Jämförelseperioden innehåller räntekostnader om 3,6 MUSD avseende Etrions lånefacilitet.

I januari 2008 ingick koncernen ett räntesäkringskontrakt för att låsa LIBOR räntan till 3,75 procent per år avseende 200 MUSD av koncernens lån i USD för perioden från januari 2008 till januari 2012. 7,0 MUSD (7,0 MUSD) har kostnadsförts avseende betalningar under dessa räntesäkringskontrakt under rapporteringsperioden.

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. 4,5 MUSD (4,0 MUSD) har redovisats i resultaträkningen under rapporteringsperioden.

Skatt

Skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 574,4 MUSD (251,9 MUSD) och beskrivs i not 8.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 400,2 MUSD (68,2 MUSD) av vilken 365,6 MUSD (36,1 MUSD) är hänförlig till Norge. Ökningen av den aktuella skattekostnaden i Norge i förhållande till jämförelseperioden beror till största delen på utnyttjande av skattemässiga underskott under 2010, samt högre produktion och högre pris på olja 2011.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 174,2 MUSD (183,7 MUSD) och uppkommer främst när skattemässiga underskott har netto redovisats mot den aktuella skattekostnaden och då det finns en skillnad mellan redovisningsmässiga och skattemässiga avskrivningar. 166,2 MUSD (183,3 MUSD) av den uppskjutna skattekostnaden är hänförlig till Norge.

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 rapporteringsperioden uppgick till 79 procent. Denna effektiva skattesats är beräknad direkt ur resultaträkningen och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje land med verksamhet. Norge är det land som huvudsakligen bidrar till den totala skattekostnaden med en effektiv 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 rapporteringsperioden, vilka innehåller prospekteringskostnader för Kongo (Brazzaville) och Malaysia, vissa administrationskostnader och vissa finansiella poster. Den operationella effektiva skattesatsen skulle uppgå till 69 procent för rapporteringsperioden om prospekteringskostnaderna i Kongo (Brazzaville) och Malaysia exkluderades.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat efter skatt hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -4,9 MUSD (-13,4 MUSD) och är främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Avyttrad verksamhet

Resultat från avyttrad verksamhet uppgick för rapporteringsperioden till - MUSD (369,0 MUSD). Jämförelseperiodens belopp är hänförligt till resultatet för verksamheten i Storbritannien per den 6 april 2010, vilket var datumet för avknoppningen av den brittiska verksamheten. För ytterligare information hänvisas till not 9.

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

BALANSRÄKNINGEN

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 2 329,3 MUSD (1 999,0 MUSD) och finns beskrivna i not 10.

Utbyggnads- och prospekteringskostnader för rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter i MUSD	2011	2010
Norge	186,8	106,3
Frankrike	30,9	13,2
Nederländerna	4,1	4,5
Indonesien	6,4	10,2
Ryssland	4,2	6,6
Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet	232,4	140,8
Avytttrad verksamhet – Storbritannien	–	17,1
Utbyggnadsutgifter	232,4	157,9

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 186,8 MUSD redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst på Gaupefältets utbyggnad och fas II-borrningen på Alvheimfältet. 106,3 MUSD har förbrukats på utbyggnadsprojekt i Norge under jämförelseperioden, främst på Volundfältets utbyggnad och Alvheimfältets borrning.

Prospekteringsutgifter i MUSD	2011	2010
Norge	288,6	160,8
Frankrike	1,7	1,0
Indonesien	16,4	13,5
Ryssland	10,0	18,3
Malaysia	98,7	10,6
Kongo (Brazzaville)	19,0	2,5
Vietnam	0,4	15,3
Övriga	2,7	4,4
Prospekteringsutgifter från kvarvarande verksamhet	437,5	226,4
Avytttrad verksamhet – Storbritannien	–	0,2
Prospekteringsutgifter	437,5	226,6

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 288,6 MUSD, redovisats i Norge, vilket avser prospekteringsutgifter huvudsakligen på Tellusfyndigheten i PL338, Caterpillarfyndigheten i PL340, Earb Southborrningen i PL505, Skalleborrningen i PL438 och Johan Sverdrup-utvärderingsborrningarna (Avaldsnes/Aldous Major South tillsammans) i PL501 och PL265. 98,7 MUSD har redovisats i Malaysia huvudsakligen avseende borrning och test av Tarap och Cempulutborrningarna på block SB303, Batu Hitam- och Janglauborrningarna på block PM308A och Bertam utvärderingsborrningen på block PM307. Två borrningar gjordes i Kongo (Brazzaville) i det fjärde kvartalet 2011.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 16,1 MUSD (15,3 MUSD) och avser kontorsutrustning och fast egendom och beskrivs i not 11.

Andra aktier och andelar uppgick till 17,8 MUSD (68,6 MUSD) och är främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde. Långfristiga fordringar uppgick till – MUSD (23,8 MUSD) till följd av konverteringen av det konvertibla lånet till förmån för Africa Oil

Corporation om 23,8 MUSD och den påföljande försäljning av aktierna. Övriga finansiella tillgångar uppgick till 13,5 MUSD (22,5 MUSD) se not 15 och innehåller Etrion Corporation obligationer om 9,6 MUSD (– MUSD), vilka innehas av Lundin Petroleum. Övriga finansiella tillgångar innehåller för jämförelseperioden 16,5 MUSD av återvinningsbar moms betald för kostnader i Ryssland, av vilken 14,2 MUSD erhöles under rapporteringsperioden och den utestående fordran har omklassifierats till omsättningstillgångar per den 31 december 2011.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 15,3 MUSD (15,1 MUSD) och avser huvudsakligen icke-utnyttjade skattemässiga underskott i Nederländerna.

Omsättningstillgångar

Kundfordringar uppgick till 145,0 MUSD (94,2 MUSD). Ett högre antal lastningar utfördes i december 2011 och högre pris på olja har medfört högre värde på kundfordringarna per den 31 december 2011.

De kortfristiga lånefordringarna uppgick till – MUSD (74,5 MUSD) till följd av återbetalningen av lånet till Etrion under det andra kvartalet 2011.

Övriga fordringar uppgick till 23,1 MUSD (19,8 MUSD), se not 19 och innehöll ett belopp om 11,2 MUSD (– MUSD) för innehav av en andel i PL148 Brynhild, Norge under villkoren i ett optionsavtal. Under det första kvartalet 2012 utnyttjade säljaren sin option att avyttra 30 procent av licensandelen till Lundin Petroleum och beloppet kommer att föras över till olje- och gastillgångar i det första kvartalet 2012, under förutsättning att transaktionen fullföljs.

Likvida medel uppgick till 73,6 MUSD (48,7 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Långfristiga skulder uppgick till 1 216,8 MUSD (1 240,3 MUSD).

Avsättning för återställningskostnader uppgick till 119,3 MUSD (93,8 MUSD), se not 22 och är hänförliga till framtida återställningsåtaganden. Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på en förändring i uppskattningarna av återställningskostnaderna per den 31 december 2011 och inkluderandet av återställningsåtagandena hänförliga till Gaupeutbyggnaden.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 803,5 MUSD (650,7 MUSD) och är hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. I enlighet med International Financial Reporting Standards (IFRS) har uppskjutna skattefordringar nettoredovisats mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Övriga avsättningar uppgick till 63,7 MUSD (17,8 MUSD) och beskrivs i not 24. Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program uppgick till 58,1 MUSD (12,8 MUSD).

Långfristiga räntebärande skulder uppgick till 207,0 MUSD (458,8 MUSD) och är hänförliga till utestående lån inom koncernens 850 MUSD revolverande kreditfacilitet.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 21,8 MUSD (17,8 MUSD) och utgör främst förskottsfinansiering gjord av en enhet utan bestämmande inflytande till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick till 402,8 MUSD (191,0 MUSD).

Skatteskulder uppgick till 240,1 MUSD (39,7 MUSD), av vilka 223,0 MUSD (20,9 MUSD) är hänförliga till Norge.

Skulder gentemot joint venture partners uppgick till 88,4 MUSD (100,9 MUSD) och är hänförliga till pågående verksamhetsrelaterade kostnader.

Övriga skulder uppgick till 29,1 MUSD (13,4 MUSD) och innehöll en skuld till Noreco om 11,0 MUSD (- MUSD), vilken är hänförlig till Lundin Petroleum's förvärv av Norecos 20-procentiga licensandel i PL148 Brynhild, Norge.

Den kortfristiga delen av avsättningen till Lundin Petroleum's LTIP program uppgick till 12,2 MUSD (6,0 MUSD).

ÅRSSTÄMMAN

Årsstämman kommer att hållas i Stockholm den 10 maj 2012.

STYRELSENS FÖRSLAG PÅ ERSÄTTNING TILL VERKSTÄLLANDE LEDNING

Styrelsens har för avsikt att föreslå att årsstämman 2012 godkänner en ersättningspolicy 2012 som följer samma principer som tillämpades 2011 och som består av liknande komponenter för ersättning till den verkställande ledningen som 2011 års ersättningspolicy, d.v.s. grundlön, årlig rörlig lön, långfristigt incitamentsprogram (LTIP) och andra förmåner. Ett LTIP för den verkställande ledningen som innefattade utställande av syntetiska optioner godkändes av 2009 års årsstämma. Inget nytt LTIP kommer att ingå i styrelsens förslag för 2012 avseende den verkställande ledningen. 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 2011 hänvisas till sidorna 50–51 av bolagsstyrningsrapporten. Ersättning till styrelsen och verkställande ledning beskrivs i not 34 av de finansiella rapporterna.

AKTIEINFORMATION

För årsstämmans beslut om nyemission av aktier se sidan 58, Lundin Petroleum's aktie och aktieägare.

UTDELNING

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret. För detaljer om policy för utdelning, se Lundin Petroleum's aktie och aktieägare, sidan 58.

FÖRSLAG TILL VINSTDISPOSITION

Styrelsen föreslår att moderbolagets fria egna kapital om 6 305 492 TSEK, inklusive årets resultat om -182 399 TSEK överförs i ny räkning.

FÖRÄNDRINGAR I STYRELSEN

Vid årsstämman den 5 maj 2011 valdes Kristin Færøvik till styrelseledamot i Lundin Petroleum. Samtliga nuvarande styrelseledamöter kommer att föreslås för omval vid 2012 års årsstämma förutom Dambisa F. Moyo som har avböjt omval.

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 96–101.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT

Lundin Petroleum har gett ut en bolagsstyrningsrapport, vilken är avskild från de finansiella rapporterna. Bolagsstyrningsrapporten återfinns på sidorna 40–56.

KONCERNENS RESULTATRÄKNING

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2011	2010
Kvarvarande verksamhet			
Rörelsens intäkter			
Försäljning av olja och gas	1	1 257 691	785 162
Övriga rörelseintäkter	1	11 824	13 437
		1 269 515	798 599
Rörelsens kostnader			
Produktionskostnader	2	-193 104	-157 065
Avskrivningar	3	-165 138	-145 316
Prospekteringskostnader	4	-140 027	-127 534
Bruttoresultat		771 246	368 684
Vinst vid försäljning av tillgångar	5	-	66 126
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-67 022	-40 960
Rörelseresultat	1	704 224	393 850
Resultat från finansiella investeringar			
Finansiella intäkter	6	46 455	20 956
Finansiella kostnader	7	-21 022	-33 463
		25 433	-12 507
Resultat före skatt		729 657	381 343
Inkomstskatt	8	-574 413	-251 865
Årets resultat från kvarvarande verksamhet		155 244	129 478
Avytttrad verksamhet			
Årets resultat från avyttrad verksamhet	9	-	368 992
Årets resultat		155 244	498 470
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare:			
Från kvarvarande verksamhet		160 137	142 883
Från avyttrad verksamhet		-	368 992
		160 137	511 875
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:			
Från kvarvarande verksamhet		-4 893	-13 405
Från avyttrad verksamhet		-	-
		-4 893	-13 405
Årets resultat		155 244	498 470
Resultat per aktie – USD¹			
Från kvarvarande verksamhet		0,51	0,46
Från avyttrad verksamhet		-	1,18
Resultat per aktie – USD ¹	30	0,51	1,64
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹			
Från kvarvarande verksamhet		0,51	0,46
Från avyttrad verksamhet		-	1,18
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹	30	0,51	1,64

¹ Beräknat på årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

KONCERNENS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2011	2010
Årets resultat		155 244	498 470
Övrigt totalresultat			
Valutaomräkningsdifferens		-37 525	-43 972
Kassaflödessäkring		6 971	-378
Investeringar som kan säljas		-50 210	53 128
Skatt på övrigt totalresultat	8	-1 743	-1 771
Övrigt totalresultat efter skatt		-82 507	7 007
Totalresultat		72 737	505 477
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		80 466	510 165
Innehav utan bestämmande inflytande		-7 729	-4 688
		72 737	505 477

KONCERNENS BALANSRÄKNING

PER DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2011	2010
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	10	2 329 270	1 998 971
Övriga materiella anläggningstillgångar	11	16 084	15 271
Övriga aktier och andelar	13	17 775	68 613
Långfristiga fordringar		–	23 791
Uppskjutna skattefordringar	8	15 345	15 066
Övriga finansiella tillgångar	15	13 466	22 474
Summa anläggningstillgångar		2 391 940	2 144 186
Omsättningstillgångar			
Lager	16	31 589	20 039
Kundfordringar	17	144 954	94 190
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	18	4 522	6 351
Kortfristiga fordringar		–	74 527
Fordringar på joint venture		20 252	21 389
Övriga fordringar	19	23 090	19 751
Likvida medel	20	73 597	48 703
Summa omsättningstillgångar		298 004	284 950
SUMMA TILLGÅNGAR		2 689 944	2 429 136
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Aktiekapital		463	463
Övrigt tillskjutet kapital		483 565	483 565
Övriga reserver	21	-145 806	-66 135
Balanserad vinst/förlust		502 523	-9 352
Årets resultat		160 137	511 875
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 000 882	920 416
Innehav utan bestämmande inflytande		69 424	77 365
Summa eget kapital		1 070 306	997 781
Långfristiga skulder			
Avsättning för återställningskostnader	22	119 341	93 766
Pensionsavsättning	23	1 460	1 421
Avsättning för uppskjuten skatt	8	803 493	650 695
Övriga avsättningar	24	63 699	17 790
Banklån	25	207 000	458 835
Övriga långfristiga skulder		21 830	17 836
Summa långfristiga skulder		1 216 823	1 240 343
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		16 546	16 031
Skatteskulder	8	240 052	39 679
Derivatinstrument	14	168	6 866
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	26	16 227	7 667
Kortfristiga skulder	25	–	450
Skulder till joint venture		88 417	100 931
Övriga skulder	27	29 190	13 373
Avsättningar	24	12 215	6 015
Summa kortfristiga skulder		402 815	191 012
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		2 689 944	2 429 136
Ställda säkerheter	28	519 624	459 220
Ansvarsförbindelser	29	–	–

KONCERNENS KASSAFLÖDESANALYS

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TUSD	Not	2011	2010
Kassaflöde från verksamheten			
Årets resultat		155 244	498 470
Vinst vid försäljning av tillgångar		–	-424 196
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	31	915 174	575 955
Erhållen ränta		1 457	589
Betald ränta		-1 597	-2 937
Betald skatt		-183 870	-25 029
Förändringar i rörelsekapital:			
Förändring i lager		-11 550	2 611
Förändring i underuttag		11 601	-12 068
Förändring i fordringar		36 605	52 885
Förändring i överuttag		5 909	712
Förändring i skulder		-32 037	-109 874
Summa kassaflöde från verksamheten		896 936	557 118
Kassaflöde från investeringar			
Investering i dotterbolag		–	-22 553
Investering i intressebolag		–	235
Försäljning av övriga aktier och andelar		53 938	446
Förändring i övriga finansiella anläggningstillgångar		1 908	39
Övriga betalningar		-1 168	-3 085
Avyttringar		–	-65 808
Investering i immateriella tillgångar		–	-200
Investering i olje- och gastillgångar		-670 032	-348 819
Investering i solenergitillgångar		–	-21 210
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-3 786	-4 853
Summa kassaflöde från investeringar		-619 140	-465 808
Kassaflöde från finansiering			
Utställda lån ¹		–	-75 324
Upptagna lån		175 000	369 308
Återbetalning av lån		-427 238	-418 917
Betalda finansieringskostnader		–	-51
Köp av egna aktier		–	-10 712
Betalning vid nyemission i dotterbolag		–	15 191
Utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-212	–
Summa kassaflöde från finansiering		-252 450	-120 505
Förändring av likvida medel			
		25 346	-29 195
Likvida medel vid årets början		48 703	77 338
Valutakursdifferenser i likvida medel		-452	560
Likvida medel vid årets slut		73 597	48 703
Kassaflöde från verksamheten			
Från kvarvarande verksamhet		896 936	880 394
Från avyttrad verksamhet		–	-323 276
		896 936	557 118
Kassaflöde från investeringar			
Från kvarvarande verksamhet		-619 140	-423 422
Från avyttrad verksamhet		–	-42 386
		-619 140	-465 808
Kassaflöde från finansiering			
Från kvarvarande verksamhet		-252 450	-120 505
Från avyttrad verksamhet		–	–
		-252 450	-120 505

¹ Lån utställt till Etrion

Effekterna av investeringar och avyttringar av 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 2010	463	909 214	-68 836	712 085	-411 268	95 555	1 237 213
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-411 268	411 268	-	-
Årets resultat	-	-	-	-	511 875	-13 405	498 470
Valutaomräkningsdifferens	-	-	-52 938	249	-	8 717	-43 972
Kassaflödessäkring	-	-	-378	-	-	-	-378
Investeringar som kan säljas	-	-	53 128	-	-	-	53 128
Skatt på övrigt totalresultat	-	-	-1 771	-	-	-	-1 771
Totalresultat	-	-	-1 959	249	511 875	-4 688	505 477
Transaktioner med ägare							
Förvärvat vid konsolidering	-	-	-	-	-	94	94
Avyttring	-	-	4 660	-10 520	-	-13 596	-19 456
Utdelning	-	-419 316	-	-298 288	-	-	-717 604
Köp av egna aktier	-	-10 712	-	-	-	-	-10 712
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	4 379	-	-4 379	-	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	-	2 769	-	-	2 769
Summa transaktioner med ägare	-	-425 649	4 660	-310 418	-	-13 502	-744 909
Balans per den 31 december 2010	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 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

¹ Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital per den 31 december 2011 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 2011 ingår 6 882 638 aktier som Lundin Petroleum AB innehar i eget namn.

² Övriga reserver beskrivs i detalj i not 21.

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 någon forskning och utveckling. 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 standarder och IFRIC tolkningar som antagits av EU kommissionen samt årsredovisningslagen (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 96.

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 är relevanta för koncernen och som har en väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter för räkenskapsåret 2011.

Följande nya standarder, vilka gäller fr.o.m. den 1 januari 2013, är ännu inte godkända av EU och är inte obligatoriska för 2011 års finansiella rapporter och har inte tillämpats i förtid. Dessa standarder kan leda till väsentliga förändringar i industripraxis vad gäller redovisning. Noggranna överväganden kommer att behöva göras för att bedöma den verkliga effekten av förändringar i redovisningssystem och processer beroende på dessa ändringar.

IFRS 9, "Finansiella instrument" Standarden är utgiven som del i ett vidare projekt att ersätta IAS 39 och bibehåller men förenklar modellen och upprättar två primära värderingskategorier för finansiella tillgångar: upplupet anskaffningsvärde och verkligt värde.

IFRS 10, "Koncernredovisning" Syftet med standarden är att fastställa principer för presentation och upprättande av koncernredovisningen då ett företag kontrollerar ett eller flera andra företag. Standarden definierar begreppet kontroll och fastställer kontroll som grund för konsolidering. Inom olje- och gasindustrin är det vanligt att en av parterna utses till operatör av ett "joint arrangement", till vilken viss beslutanderätt kan delegeras. Noggranna överväganden kommer att behöva göras för att

bestämma huruvida en operatör har kontroll över ett "joint arrangement" eller inte för att bedöma effekten.

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. Klyvningsmetoden är inte längre tillåten. Joint arrangements har alltid varit, och fortsätter att vara en vanlig struktur i olje- och gasindustrin.

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 management har gjort för att bedöma huruvida det föreligger "joint control" och om det är ett "joint venture" eller en "joint operation".

Konsolideringsprinciper

Dotterbolag

Dotterbolag är företag för vilka koncernen har ensamrätt till att öva bestämmande inflytande över verksamheterna och de finansiella riktlinjerna som vanligen medföljer vid ett aktieinnehav på mer än hälften av rösterna. När koncernens inflytande bedöms, tas det hänsyn till förekomsten och effekten av potentiella rösträtter som kan nyttjas eller är konvertibla. Dotterbolag inkluderas i koncernredovisningen från det datum då bestämmande inflytande har överförts till koncernen och exkluderas ur koncernredovisningen per det datum då bestämmande inflytande upphör.

Förvärvsmetoden används för koncernredovisning av förvärv av dotterföretag. Anskaffningskostnaden vid ett förvärv utgörs av verkligt värde på tillgångar som lämnats som ersättning, utgivna egetkapitalinstrument, uppkomna skulder eller skulder övertagna per överlåtelsedagen. Identifierbara tillgångar och skulder och ansvarsförbindelser i ett företagsförvärv värderas initialt till det verkliga värdet på förvärvstidpunkten, oavsett omfattningen på intresset utan bestämmande inflytande. Avseende redovisningen för det överskott som utgörs av skillnaden mellan anskaffningsvärdet och det verkliga värdet av de identifierbara förvärvade nettotillgångarna hänvisas till avsnittet "Goodwill".

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.

Alla koncerninterna vinster, transaktioner och mellanhavanden elimineras i konsolideringen. Även orealiserade förluster elimineras om inte transaktionerna utgör ett bevis på att ett nedskrivningsbehov föreligger för den överlåtna tillgången. Dotterbolagens redovisningsprinciper har i förekommande fall ändrats för att garantera en konsekvent tillämpning av koncernens redovisningsprinciper.

Transaktioner med ägare utan bestämmande inflytande

Koncernen tillämpar principen att behandla transaktioner med ägare utan bestämmande inflytande som transaktioner med koncernens aktieägare. Vid köp från intressen utan bestämmande inflytande redovisas skillnaden mellan den ersättning som har betalats och den faktiska förvärvade andelen av det redovisade värdet på dotterföretagets nettotillgångar i eget kapital. Vinster och förluster vid avyttringar till ägare utan bestämmande inflytande redovisas också i eget kapital.

REDOVISNINGSPRINCIPER

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 riktlinjer 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, kapitalkostnader, verksamhetskostnader och kortfristiga tillgångar och skulder i joint venturebolaget.

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. Skillnaden mellan anskaffningsvärdet på andelarna i ett intresseföretag och verkliga värdet, netto efter eventuella ackumulerade nedskrivningar, av intresseföretagets tillgångar, skulder och ansvarsförbindelser redovisade vid förvärvstidpunkten behandlas som goodwill. Goodwill ingår i innehavets redovisade värde och ingår som en del av innehavet vid bedömning av nedskrivningsbehov. Koncernens andel av resultat som uppkommit i intresseföretaget efter förvärvet redovisas i resultaträkningen och koncernens andel av förändringar i övrigt totalresultat i intresseföretaget efter förvärvet redovisas direkt i övrigt totalresultat i koncernen. När koncernens ackumulerade andel i ett intresseföretags förluster uppgår till eller överstiger dess innehav i intresseföretaget redovisar koncernen inte ytterligare förluster om inte den har påtagit sig förpliktelser eller har gjort betalningar för intresseföretagets räkning.

Orealiserade vinster på transaktioner mellan koncernen och dess intresseföretag elimineras i förhållande till koncernens innehav i intresseföretaget. Även orealiserade förluster elimineras, om inte transaktionen utgör ett bevis på att ett nedskrivningsbehov föreligger för den överlåtna tillgången. Tillämpade redovisningsprinciper i intresseföretag har i förekommande fall ändrats för att garantera en konsekvent tillämpning av koncernens principer.

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. Om de villkor som föregick nedskrivningen inte längre existerar kan nedskrivningen återföras över resultaträkningen, om nedskrivningen inte är hänförlig till ett egetkapitalinstrument. Utdelning hänförlig 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 miljön där respektive bolag huvudsakligen är verksam (funktionell valuta). Koncernens finansiella rapporter presenteras i US dollar, vilket är valutan koncernen valt till rapporteringsvaluta.

Enligt IAS 21 kan ett bolag presentera sina finansiella rapporter i valfri valuta. Den mest accepterade valutan inom oljebranschen är US dollar och därför har Lundin Petroleum's styrelse beslutat att Lundin Petroleum från och med den 1 januari 2010 skall redovisa sina finansiella rapporter i US dollar.

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. Goodwill och justeringar av verkligt värde som uppkommer vid förvärv av en utlandsverksamhet behandlas som tillgångar och skulder hos denna verksamhet och omräknas till balansdagens kurs.

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 anses mer relevant att använda transaktionsdagens kurs. Omräkningsdifferenser som uppstår redovisas direkt i valutaomräkningsreserven i övrigt totalresultat. Vid avyttring av en utlandsverksamhet redovisas sådana omräkningsdifferenser i resultaträkningen som 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:

	2011 Genomsnittskurs	2011 Balansdagskurs	2010 Genomsnittskurs	2010 Balansdagskurs
1 USD motsvarar NOK	5,5998	5,9927	6,0345	5,8564
1 USD motsvarar Euro	0,7185	0,7729	0,7537	0,7484
1 USD motsvarar Rubel	29,3738	32,2784	30,3570	30,5493
1 USD motsvarar SEK	6,4867	6,8877	7,1954	6,7097

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, borrhning och utbyggnad av dessa aktiveras i separata kostnadsställen, ett för varje fält.

Kostnader som är direkt hänförliga till en utbyggnadsborrning 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 resultaträkning 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 sannolikhetsteori 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 utgifterna inom varje fält med avdrag för återställningskostnader, royalty och uppskjutna produktions- eller intäktrelaterade skatter är högre än förväntad framtida nettointäkt från olje- och gasreserver hänförliga till koncernens andelar i fälten. Aktiverade utgifterna 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.

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 former av reparationer och underhåll 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.

Vid prövning av eventuellt nedskrivningsbehov fördelas goodwill på koncernens kassagenererande enheter som rörelseförvärvet förväntas gynna. Eventuellt nedskrivningsbehov på de kassagenererande enheter till vilka goodwill har allokerats prövas minst en gång per år. Om redovisat värde överstiger återvinningsvärdet redovisas nedskrivning först som en minskning av goodwill och sedan till enhetens andra tillgångar. Nedskrivningar av goodwill återförs inte.

När ett dotterbolag eller en gemensamt kontrollerad enhet avyttras redovisas goodwill som en del i resultatberäkningen för avyttringen.

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. På balansdagen finns det inga anläggningstillgångar som innehas för försäljning.

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 före skatt 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 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.

REDOVISNINGSPRINCIPER

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, vilka 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 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 kontraktssdagen 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 ingår 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 kategoriserar derivat, vilka kvalificerar för säkerhetsredovisning enligt nedan:

1. Säkring av verkligt värde

Förändringar av verkligt värde på derivat som kvalificerar för säkringsredovisning för verkligt värde redovisas i resultaträkningen, tillsammans med en eventuell förändring i det verkliga värdet på den säkrade tillgången eller skulden. Om säkringen inte uppfyller villkoren för säkringsredovisning, kommer värdet av den säkrade tillgången eller skulden för vilken effektivräntemetoden har använts, att skrivas av över dess kvarstående livslängd. Någon säkringsredovisning av verkligt värde har inte redovisats per balansdagen.

2. Kassaflödessäkring

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 totalresultat tills dess det inte längre bedöms sannolikt att den prognostiserade transaktionen kommer att inträffa, då den redovisas i resultaträkningen.

3. Nettoinvesteringssäkring

Säkringar av nettoinvesteringar i utländska verksamheter redovisas på liknande sätt som kassaflödessäkringar. Den ackumulerade vinsten eller förlusten i övrigt totalresultat överförs till resultaträkningen när den utländska verksamheten avyttras. Någon säkringsredovisning av nettoinvesteringar har inte redovisats per balansdagen.

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 tillämpliga rörliga försäljningskostnader. Lager av olja och gas upptas till det lägsta av anskaffningsvärde och nettoförsäljningsvärde. Under- eller överuttag av olja värderas till marknadspris per balansdagen. Ett underuttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga fordringar och värderas till avistapriset eller gällande kontraktpris och ett överuttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga skulder och värderas till rapporteringsdagens avistapris eller gällande kontraktpris.

Likvida medel

I likvida medel ingår banktillgodohavanden, kontanter, och likvida räntebärande värdepapper med 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 dess 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 eventuell 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 sannolikt 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. Härvid används en diskonteringsränta före skatt 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 den anteciperade återställningskostnaden redovisas. Tillgången skrivs av över fältets livstid baserat på fältets produktion, enligt produktionshetsmetoden. Redovisningstransaktionen som utgör bokningen av tillgången tar hänsyn till nuvärdet av den framtida skyldigheten. Nuvärdesfaktorn av den förväntade återställnings-skyldigheten 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 inledningsvis 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 royaltyandel uttagen i sak. Försäljning av olja och gas redovisas först när produkterna levererats och kunden accepterat eller när tjänst utförts. Tillfälliga intäkter från produktion av olja eller gas reducerar de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga tills dess storlek på bevisade och sannolika reserver konstaterats och kommersiell produktion påbörjats.

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

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 direkt hänförliga till förvärv, konstruktion eller produktion av producerande olje- och gastillgångar läggs till anskaffningskostnaden för dessa tillgångar. 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 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.

Leasing

För att kunna klassificera leasing som finansiell leasing ska en väsentlig del av riskerna och fördelarna med ägandet ha övergått till leasetagaren. I alla övriga fall klassificeras leasing som operationell leasing. Betalningar gjorda under ett operationellt leasingavtal (efter avdrag för eventuella incitament från leasegivaren) resultatförs linjärt över leasingperioden.

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 hänförligt till tidigare perioder.

Uppskjuten inkomstskatt 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 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 realiseras 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.

REDOVISNINGSPRINCIPER

Uppskjutna skattefordringar kvittas mot uppskjutna skatteskulder i balansräkningen, i enlighet med IAS 12 när de uppkommit i samma land.

Segmentrapportering

Rörelsesegment rapporteras på ett sätt som överensstämmer med den interna rapportering som lämnas till ledningen, vilken är 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 8 skatter och not 10 olje- och gastillgångar.

Transaktioner med närstående

Lundin Petroleum erkänner följande närstående: intresseföretag, gemensamt kontrollerad enhet, nyckelpersoner i ledande ställning eller deras familjemedlemmar eller andra parter som är delvis, direkt eller indirekt, kontrollerade av nyckelpersoner i ledande ställning eller dennes familj eller annan individ som kontrollerar eller har gemensam kontroll eller väsentligt inflytande över enheten.

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. 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 borrhål och avskrivningar i enlighet med produktionsenhetsmetoden. Förändringar i uppskattningar av olje- och gasreserver kan till exempel uppkomma som ett resultat från ytterligare borrhål, iakttagelser av långsiktig reseroarprestanda eller förändringar i makroekonomiska faktorer.

Nedskrivning av olje- och gastillgångar

Viktiga uppskattningar i modellerna för nedskrivning har att göra med priser och kostnader vilka baseras på framåtriktade kurvor och på ledningens långsiktiga antaganden. Lundin Petroleum har utfört sitt årliga nedskrivningstest per den 31 december 2011 i samband med den årliga reservrevideringsprocessen.

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 teknologi och prisnivåer för förflyttning av anläggningar och nedläggning av borrhål. På grund av förändringar i dessa komponenter kan det framtida verkliga kassaflödet avvika från de avsatta återställningskostnaderna. Det redovisade värdet av avsättningen för återställningskostnader ses över regelbundet för att återspegla effekterna till följd av förändringar i lagstiftning, krav, teknologi 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.

Händelser efter balansdagen

Upplysningar 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 på flera geografiska marknader. Segment rapporteras per land vilket är i överensstämmelse med den interna rapporteringen till den verkställande ledningen.

Nedanstående sammanställning visar segmentinformation avseende, rörelsens intäkter, genomsnittligt försäljningspris, rörelseresultat och viss information för tillgångar och skulder avseende koncernens segment. Därutöver presenteras segmentinformation i följande noter: not 3 nedskrivning, not 4 prospekteringskostnader, not 8 skatt och not 10 olje- och gastillgångar.

TUSD	2011	2010
Rörelsens intäkter		
Försäljning av:		
Olja		
Norge	911 072	490 390
Frankrike	127 789	92 681
Nederländerna	228	128
Indonesien	3	34 994
Ryssland	79 515	66 624
Tunisien	24 795	29 517
	1 143 402	714 334
Kondensat		
Nederländerna	1 314	1 088
Indonesien	–	200
	1 314	1 288
Gas		
Norge	57 909	32 687
Nederländerna	42 496	32 357
Indonesien	12 570	4 496
	112 975	69 540
Försäljning från kvarvarande verksamhet	1 257 691	785 162
Försäljning från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	62 567
Summa försäljning	1 257 691	847 729
Övriga intäkter:		
Norge	5 848	–
Frankrike	1 566	1 423
Nederländerna	1 397	1 315
Övriga	3 013	10 699
Övriga intäkter från kvarvarande verksamhet	11 824	13 437
Övriga intäkter från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	1 983
Summa övriga intäkter	11 824	15 420
Summa rörelseintäkter från kvarvarande verksamhet	1 269 515	798 599
Summa rörelseintäkter från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	64 550
Summa rörelseintäkter	1 269 515	863 149

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

TUSD	2011	2010
Rörelseresultat		
Norge	703 711	303 892
Frankrike	85 334	52 309
Nederländerna	18 868	7 273
Indonesien	168	18 203
Ryssland	7 715	4 734
Tunisien	13 476	11 500
Malaysia	-11 010	–
Kongo (Brazzaville)	-51 273	–
Vietnam	–	-31 906
Övriga	-62 765	27 845
Summa rörelseresultat från kvarvarande verksamhet	704 224	393 850
Summa rörelseresultat från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	20 774
Summa rörelseresultat	704 224	414 624

TUSD	Tillgångar		Eget kapital och skulder	
	2011	2010	2011	2010
Norge	1 447 945	1 145 846	1 037 651	675 995
Frankrike	207 894	187 991	70 581	73 749
Nederländerna	96 643	203 941	300 139	511 118
Indonesien	106 123	93 795	16 400	10 883
Ryssland	652 168	644 913	114 179	106 761
Tunisien	21 703	11 065	21 416	19 471
Malaysia	138 697	45 105	39 987	12 613
Kongo (Brazzaville)	7 677	34 093	9 012	672
Övriga	11 094	62 387	10 273	20 093
Tillgångar/skulder per land	2 689 944	2 429 136	1 619 638	1 431 355
Eget kapital hänförligt till aktieägare				
	N/A	N/A	1 000 882	920 416
Innehav utan bestämmande inflytande				
	N/A	N/A	69 424	77 365
Summa koncernens egna kapital	N/A	N/A	1 070 306	997 781
Summa konsoliderat	2 689 944	2 429 136	2 689 944	2 429 136

Se även not 10 för detaljerad information över olje- och gastillgångar vilken inkluderar avskrivningar per land. Det förekommer inga avstämningsposter mot beloppen i resultat- och balansräkningen.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 2 – PRODUKTIONSKOSTNADER

TUSD	2011	2010
Utvinningskostnader ¹	102 476	97 179
Tariff- och transportkostnader	22 863	17 438
Direkta produktionsskatter	52 390	41 624
Förändring i över- och underuttag	18 419	-6 717
Lagerförändring	-5 290	3 308
Övriga	2 246	4 233
Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet	193 104	157 065
Produktionskostnader från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	32 030
Summa produktionskostnader	193 104	189 095

¹ Utvinningskostnader 2010 ingår kostnader om 1 108 TUSD vilka avser solenergitillgångar.

NOT 3 – AVSKRIVNINGAR

TUSD	2011	2010
Norge	130 011	101 643
Frankrike	12 174	14 623
Nederländerna	11 939	16 490
Indonesien	6 250	4 218
Ryssland	4 764	6 002
Tunisien	–	6
Avskrivningar av olje- och gastillgångar	165 138	142 982
Avskrivningar av solenergitillgångar – Italien	–	2 334
Avskrivningar från kvarvarande verksamhet	165 138	145 316
Avskrivningar från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	11 362
Summa avskrivningar	165 138	156 678

	2011	2010
Genomsnittliga avskrivningar, USD per boe		
Norge	15,34	15,33
Frankrike	10,88	12,60
Nederländerna	16,47	21,79
Indonesien	14,76	4,75
Ryssland	4,18	4,54
Tunisien	–	0,02
Konsoliderat från kvarvarande verksamhet	13,59	12,85
Summa från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	13,99
Summa konsoliderat	13,59	12,93

NOT 4 – PROSPEKTERINGSKOSTNADER

TUSD	2011	2010
Norge	74 060	94 526
Malaysia	11 015	–
Kongo (Brazzaville)	51 263	–
Vietnam	–	31 906
Övriga	3 689	1 102
Prospekteringskostnader från kvarvarande verksamhet	140 027	127 534
Prospekteringskostnader från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	61
Summa prospekteringskostnader	140 027	127 595

Kostnaderna för prospekterings- och utvärderingsprojekt aktiveras under året i takt med att de uppkommer och omprövas regelbundet för att bedöma dess framtida återvinningsvärde. De kostnader som kan hänföras till ett projekt kostnadsförs när beslut har fattats att inte gå vidare projektet.

Prospekteringskostnader i Norge inkluderar ett belopp om 52,2 MUSD hänförliga till Earb Southborrningen i PL505, vilken slutfördes i slutet av juli 2011 och 12,9 MUSD

hänförliga till PL301. Earb Southborrningen utgjorde en fyndighet men bedömdes som icke-kommersiell och därför har utgifterna hänförliga till PL505 kostnadsförts. Övriga norska prospekteringskostnader uppgick för perioden till 9,0 MUSD.

Under det tredje kvartalet 2011 pluggades Batu Hitamborringen på block PM308A, offshore Malaysia igen och övergavs som ett torrt hål och ett belopp om 11,0 MUSD hänförligt till denna borring kostnadsfördes.

I block Marine XI och Block Marine XIV, Kongo (Brazzaville) kostnadsfördes totalt 51,3 MUSD under rapporteringsperioden, hänförligt till två icke-framgångsrika borringar och tillhörande seismik, studie- och licenskostnader

Övriga prospekteringskostnader utgörs av new ventures och andra projekt.

NOT 5 – VINST VID FÖRSÄLJNING AV TILLGÅNGAR

TUSD	2011	2010
Etrion Corporation	–	57 760
Salawatitillgångar	–	8 366
Summa försäljning av tillgångar	–	66 126

Vinsten från avknoppningen av de brittiska tillgångarna 2010 beskrivs under avyttrad verksamhet. Se not 9.

NOT 6 – FINANSIELLA INTÄKTER

TUSD	2011	2010
Ränteintäkter	4 138	3 409
Valutakursvinster, netto	8 945	13 360
Vinst vid försäljning av aktier	29 974	–
Försäkringsintäkter	1 734	377
Garanti-intäkter	998	2 348
Övriga finansiella intäkter	666	1 462
Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet	46 455	20 956
Finansiella intäkter från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	360
Summa finansiella intäkter	46 455	21 316

Valutakursrörelser är främst resultatet av US dollarns värdeförändringar mot en pool av valutor där bland annat EUR, NOK och ryska rubler (RUR) ingår. Lundin Petroleum har lån utgivna i USD till dotterbolag vars funktionella valuta är annan än USD.

NOT 7 – FINANSIELLA KOSTNADER

TUSD	2011	2010
Räntekostnader	5 390	10 047
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	6 995	6 990
Förändring av marknadsvärde på räntesäkringskontrakt	–	3 872
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	4 494	3 989
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	2 181	2 360
Förlust vid försäljning av aktier	–	3 879
Övriga finansiella kostnader	1 962	2 326
Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet	21 022	33 463
Finansiella kostnader från avyttrad verksamhet – Storbritannien	–	1 224
Summa finansiella kostnader	21 022	34 687

NOT 8 – INKOMSTSKATTER

Skattekostnad TUSD	Bolagsskatt		Petroleumskatt	
	2011	2010	2011	2010
Aktuell skatt				
Norge	365 615	36 115	-	-
Frankrike	27 149	19 116	-	-
Nederländerna	3 014	5 211	-	-
Indonesien	760	3 661	-	-
Ryssland	1 360	1 469	-	-
Tunisien	1 634	2 178	-	-
Övriga	678	402	-	-
Kvarvarande verksamhet	400 210	68 152	-	-
Avyttrad verksamhet – Storbritannien	-	7 315	-	-
Summa aktuell skatt	400 210	75 467	-	-
Uppskjuten skatt				
Norge	166 190	183 309	-	-
Frankrike	2 149	1 254	-	-
Nederländerna	-981	-382	-	-
Indonesien	3 177	3 739	-	-
Ryssland	1 604	520	-	-
Tunisien	-1 937	1 576	-	-
Malaysia	5 149	2 545	-	-
Kongo (Brazzaville)	-	-4 232	-	-
Vietnam	-	-4 043	-	-
Övriga	-1 148	-573	-	-
Kvarvarande verksamhet	174 203	183 713	-	-
Avyttrad verksamhet – Storbritannien	-	4 014	-	-2 341
Summa uppskjuten skatt	174 203	187 727	-	-2 341
Summa skatt				
Kvarvarande verksamhet	574 413	251 865	-	-
Avyttrad verksamhet – Storbritannien	-	11 329	-	-2 341
Summa skatt	574 413	263 194	-	-2 341

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

TUSD	2011	2010
Vinst före skatt	729 657	381 343
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige (26,3%)	-191 900	-100 293
Effekt av utländska skattesatser	-371 884	-163 218
Skatteeffekt på ej avdragsgilla kostnader	-21 002	-15 063
Skatteeffekt på avdrag för petroleumskatt	15 770	12 394
Skatteeffekt på ej skattepliktiga intäkter	8 751	20 605
Skatteeffekt på utnyttjande av ej bokförda underskottsavdrag	6 669	2 700
Skatteeffekt på uppkomna ej bokförda underskottsavdrag	-23 155	-7 896
Justeringar av föregående års taxeringar	2 338	-1 094
Skattekostnad	-574 413	-251 865

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

TUSD	2011			2010		
	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt
Valutaomräkningsdifferens	-37 525	-	-37 525	-43 972	-	-43 972
Kassaflödessäkring	6 971	-1 743	5 228	-378	238	-140
Investeringar som kan säljas	-50 210	-	-50 210	53 128	-2 009	51 119
Övrigt totalresultat	-80 764	-1 743	-82 507	8 778	-1 771	7 007
Aktuell skatt	-	-	-	-	-	-
Uppskjuten skatt	-	-1 743	-	-	-1 771	-
		-1 743			-1 771	

Den uppskjutna skattekostnaden om 1 743 TUSD (1 771 TUSD) har förts direkt till övrigt totalresultat.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – NOT 8

Bolagsskatteskuld – aktuell och uppskjuten TUSD	Aktuell		Uppskjuten	
	2011	2010	2011	2010
Bolagsskatt				
Norge	222 971	20 856	660 643	517 962
Frankrike	6 656	9 049	33 691	32 594
Nederländerna	7 733	6 042	3 326	4 512
Indonesien	1 021	260	7 688	4 698
Ryssland	152	7	80 334	78 317
Tunisien	1 519	1 934	1 823	658
Malaysia	–	–	15 857	10 708
Övriga	–	1 531	131	1 246
Summa bolagsskatteskuld	240 052	39 679	803 493	650 695

Specifikation av uppskjutna skattefordringar och skatteskulder ¹	2011	2010
Uppskjuten skattefordran		
Icke-utnyttjade underskottsavdrag	12 714	29 183
Överuttag	3 842	–
Verkligt värde på derivatinstrument	42	1 716
Övriga avdragsgilla temporära skillnader	6 524	2 790
	23 122	33 689
Uppskjutna skatteskulder		
Reserveringar utöver plan	736 834	581 788
Aktiverad förvärvskostnad	155	1 088
Uppskjuten skatt på övervärden	74 281	77 936
Övriga avdragsgilla temporära skillnader	–	8 506
	811 270	669 318

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.

Den uppskjutna skattefordran är främst hänförlig till förlustavdrag i Nederländerna uppgående till 12 329 TUSD (12 732 TUSD). Jämförelseperioden innehåller även ej utnyttjade underskottsavdrag i Norge uppgående till 15 828 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 gentemot framtida vinster.

Den uppskjutna skatteskulden är hänförlig främst till den del av redovisat värde som överstiger det skattemässiga värdet på olje- och gastillgångar och skatt på övervärdena i de förvärvade tillgångarna i Ryssland.

Outnyttjade skattemässiga underskott

Koncernen har ett holländskt underskottsavdrag, inklusive skattemässigt underskott som uppstått under innevarande räkenskapsår, uppgående till 87,3 MUSD. Majoriteten av förlustavdragen kan utnyttjas i upp till nio år. En uppskjuten skattefordran på dessa förlustavdrag har ej beaktats per den 31 december 2011 på grund av osäkerheten i när och i vilken omfattning de kan utnyttjas. Denna behandling är konsekvent med föregående års bokslut.

NOT 9 – AVYTTRAD VERKSAMHET

TUSD	2011	2010
Försäljning	–	62 567
Övriga rörelseintäkter	–	1 983
Rörelsens intäkter	–	64 550
Produktionskostnader	–	-32 030
Avskrivningar av olje- och gastillgångar	–	-11 362
Prospekteringskostnader	–	-61
Administrationskostnader och avskrivningar	–	-323
Rörelseresultat	–	20 774
Finansiella intäkter	–	360
Finansiella kostnader	–	-1 224
Resultat före skatt	–	19 910
Skatt	–	-8 988
Årets resultat från avyttrad verksamhet	–	10 922
Vinst vid försäljning av tillgångar	–	358 070
Årets resultat från avyttrad verksamhet	–	368 992

Den 6 april 2010, fullbordar Lundin Petroleum avknoppningen av verksamheten i Storbritannien i utbyte mot aktier i det nybildade bolaget EnQuest. De erhållna EnQuestaktierna delades ut till Lundin Petroleum's aktieägare den 9 april 2010. Den brittiska verksamhetens resultat ingår i Lundin Petroleum's redovisning till och med slutet av det första kvartalet och har redovisats som avyttrad verksamhet.

NOT 10 – OLJE- OCH GASTILLGÅNGAR

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Kostnadsställen med produktion	792 446	879 921
Kostnadsställen utan produktion	1 536 824	1 119 050
	2 329 270	1 998 971

2011 Kostnadsställen med produktion TUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Tunisien	Storbritannien	Summa
Ansaffningsvärde								
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
Omklassificeringar	–	–	–	–	–	–	–	–
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
Avyttringar	–	–	–	–	–	–	–	–
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

2010 Kostnadsställen med produktion TUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Tunisien	Storbritannien	Summa
Ansaffningsvärde								
1 januari	499 741	245 136	101 634	63 455	89 482	105 870	845 424	1 950 742
Investeringar	79 755	13 189	4 458	10 246	6 633	6	17 125	131 412
Avyttringar	–	–	–	-68 003	–	–	-862 549	-930 552
Förändringar i uppskattningar	6 790	3 162	3 683	–	–	–	–	13 635
Omklassificeringar	188 378	–	–	55 216	–	–	–	243 594
Omräkningsdifferens	-7 477	-17 526	-6 995	1 378	-550	–	–	-31 170
31 december	767 187	243 961	102 780	62 292	95 565	105 876	–	1 377 661
Avskrivningar								
1 januari	-106 554	-83 050	-40 985	-37 616	-24 950	-105 870	-328 179	-727 204
Årets avskrivningar	-101 643	-14 623	-16 490	-4 218	-6 002	-6	-11 362	-154 344
Avyttringar	–	–	–	39 658	–	–	339 541	379 199
Omräkningsdifferens	-1 710	5 770	2 514	-1 965	–	–	–	4 609
31 december	-209 907	-91 903	-54 961	-4 141	-30 952	-105 876	–	-497 740
Redovisat värde	557 280	152 058	47 819	58 151	64 613	–	–	879 921

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

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – NOT 10

2010 Kostnadsställen utan produktion TUSD	1 januari	Investeringar	Avyttringar	Avskrivningar	Förändringar i uppskattningar	Omklassificering	Omräkningsdifferens	31 december
Norge	558 599	188 058	–	-94 526	–	-188 378	-2 504	461 249
Frankrike	6 821	997	–	-214	–	–	-491	7 113
Nederländerna	1 021	948	–	–	–	–	-67	1 902
Indonesien	65 727	13 486	-3 115	-604	–	-55 216	-23	20 255
Ryssland	534 186	18 252	–	–	–	–	-2 319	550 119
Tunisien	217	38	–	-255	–	–	–	–
Malaysia	31 474	10 627	–	–	–	–	-44	42 057
Kongo (Brazzaville)	29 800	2 456	–	–	–	–	–	32 256
Storbritannien	71 641	249	-71 829	-61	–	–	–	–
Övriga	17 324	18 741	–	-31 935	–	–	-31	4 099
Redovisat värde	1 316 810	253 852	-74 944	-127 595	–	-243 594	-5 479	1 119 050

Omklassificeringen som gjorts under 2011 från kostnadsställen utan produktion till produktion hänför sig till produktionsstarten av Volundfältet, Norge och Singafältet, Indonesien.

Nedskrivning

Lundin Petroleum har utfört sitt årliga nedskrivningstest per den 31 december 2011 i samband med den årliga revideringen av olje- och gasreserver. Lundin Petroleum har använt ett fast pris om 100 USD per bbl, med en årlig inflation om 2%, en framtida inflationsfaktor om 2% per år, samt en diskonteringsränta om 10%, för beräkningen av framtida kassaflöden före skatt.

Aktiverad ränta

Under 2010 har 1,9 MUSD (2,9 MUSD) aktiverade ränteutgifter lagts till olje- och gastillgångarna, och relaterar till olje- och gastillgångarna i Norge.

Åtagande avseende prospekteringskostnader

Koncernen deltar i joint ventures med externa parter i olje- och gasprospektering. Koncernen är bunden att fullfölja vissa prospekteringsprogram inom ramen för olika koncessionsavtal. Åtaganden per den 31 december 2011 uppskattas till 629,8 MUSD (588,0 MUSD) för vilka externa parter, som är joint venture partners, kommer att bidra med cirka 279,8 MUSD (220,3 MUSD).

NOT 11 – ÖVRIGA MATERIELLA ANLÄGGNINGSTILLGÅNGAR

TUSD	2011			2010		
	Fastigheter	Kontorsinventarier och övriga tillgångar	Summa	Fastigheter	Kontorsinventarier och övriga tillgångar	Summa
Anskaffningsvärde						
1 januari	11 182	15 174	26 356	10 491	17 302	27 793
Avyttringar	–	-655	-655	–	-5 405	-5 405
Investeringar	–	3 786	3 786	708	4 145	4 853
Nedskrivningar	–	–	–	–	-1 352	-1 352
Omklassificeringar	-53	–	-53	–	–	–
Omräkningsdifferens	–	-369	-369	-17	484	467
31 december	11 129	17 936	29 065	11 182	15 174	26 356
Avskrivningar						
1 januari	-1 337	-9 748	-11 085	-1 262	-11 248	-12 510
Avyttringar	–	530	530	–	4 838	4 838
Årets avskrivningar	-95	-2 579	-2 674	-92	-2 785	-2 877
Omräkningsdifferens	57	191	248	17	-553	-536
31 december	-1 375	-11 606	-12 981	-1 337	-9 748	-11 085
Redovisat värde	9 754	6 330	16 084	9 845	5 426	15 271

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 i resultaträkningen.

NOT 12 – AKTIER I GEMENSAMT KONTROLLERADE ENHETER OCH INTRESSEFÖRETAG

TUSD	Konsolideringsmetod	Antal aktier	Andel %	Redovisat värde 31 december 2011	Redovisat värde 31 december 2010
Ikdam Production SA	Kapitalandelsmetoden	1 600	40,00	0	0
RF Energy Investments Ltd.	Proportionell konsolidering	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	–	–
				0	0

¹ Genom den proportionella konsolideringen av RF Energy Investments Ltd, är dotterbolagen i RF Energy Investments Ltd, också proportionellt konsoliderade i Lundin Petroleums koncernredovisning. "Direkt" utgör RF Energys ägarandel, "indirekt" utgör koncernens totala ägarandel.

I beloppen nedan ingår 100% av den gemensamt kontrollerade enhetens och intresseföretagets finansiella resultat.

Resultaträkning per den 31 december 2011 TUSD	Ikdam Production SA	RF Energykoncernen
Rörelsens intäkter	2 610	159 481
Rörelsens kostnader	-4 946	-149 348
Årets resultat	-2 336	10 133

Balansräkning per den 31 december 2011 TUSD	Ikdam Production SA	RF Energykoncernen
Anläggningstillgångar	-	122 381
Omsättningstillgångar	775	39 428
Summa tillgångar	775	161 809
Eget kapital	-13 934	97 015
Långfristiga skulder	14 213	47 220
Kortfristiga skulder	496	17 574
Summa skulder	775	161 809

NOT 13 – ÖVRIGA AKTIER OCH ANDELAR

Övriga aktier och andelar består av: TUSD	31 december 2011			31 december 2010
	Antal aktier	Andel %	Redovisat värde	Redovisat värde
ShaMaran Petroleum Corp.	50 000 000	6,19	17 380	68 205
Cofraland B.V.	31	7,75	391	404
Maison de la géologie	2	1,25	4	4
			17 775	68 613

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.

I övriga aktier och andelar per den 31 december 2011 ingår 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.

NOT 14 – 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, oljepris, räntor såväl som lånefinansiering. Bolaget 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.

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 Petroleum's dotterbolag är norska kronor (NOK), Euro (EUR) och ryska rubler (RUR), såväl som US dollar vilket gör Lundin Petroleum känsligt för variationer i dessa valutor gentemot den US dollarn (USD), som är rapporteringsvaluta.

Per den 31 december 2011 och 2010 hade inga terminskontrakt ingåtts.

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 2011 vid en konvertering av koncernens dotterbolags resultaträkningar från funktionell valuta till rapporteringsvalutan US dollar.

Rörelseresultatet i de finansiella rapporterna (MUSD)	704,2	704,2
Förändring av valutakurser till:	10% försvagning av USD	10% förstärkning av USD
EUR/USD	0,6532	0,7904
NOK/USD	5,0907	6,1598
RUR/USD	26,7035	32,3112
Summa påverkan på rörelseresultatet (MUSD)	68,0	-68,0

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

Betalningsexponering

Lundin Petroleum's policy beträffande valutakurssäkringar, 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 kurssäkring tar koncernen hänsyn till nuvarande valutakurser och marknadsförväntningar i jämförelse med historiska trender och volatilitet.

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 Petroleum's finansiella ställning.

Tabellen nedan sammanfattar den inverkan en förändring i oljepriset skulle ha haft på resultatet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2011.

Resultat i de finansiella rapporterna (MUSD)	155,2	155,2
Förändring i oljepriset (USD/boe)	-5	5
Summa påverkan på årets resultat (MUSD)	-18,9	18,9

Lundin Petroleum's policy är att anta en flexibel hållning gentemot oljeprissäkring, baserad på en bedömning av fördelarna med säkringskontrakten 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 är övertygat att säkringskontrakten kommer att ge ökat kassaflöde.

Under räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2011, ingick koncernen inga oljeprissäkringskontrakt. Det finns inga utstående oljeprissäkringskontrakt per den 31 december 2011.

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 för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2011:

Resultat i de finansiella rapporterna (MUSD)	155,2	155,2
Möjlig rörelse (%)	-10%	10%
Summa påverkan på årets resultat (MUSD)	0,4	-0,4

Per den 1 januari 2008 ingick koncernen en ränteswap där LIBOR räntan låstes till 3,75% per år och säkrade 200 MUSD av koncernens banklån för perioden januari 2008 till januari 2012.

Kreditrisk

Lundin Petroleum's policy är att begränsa kreditrisken genom att begränsa motparter till de stora bankerna och oljebolagen. Då en kreditrisk anses föreligga vid försäljning av

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – NOT 14

olja och gas, är policyn att efterfråga oåterkalleliga letters of credit 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 2011 uppgick koncernens kundfordringar till 145,0 MUSD (94,2 MUSD). Inga kundfordringar är förfallna och det finns inga nyligen inträffade betalningsförsummelse. Övriga långfristiga och kortfristiga fordringar anses återvinningsbara. Avsättningen för osäkra fordringar per den 31 december 2011 uppgick till – MUSD (– MUSD). Likvida medel hålls med banker som har en historiskt hög kreditrating.

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 finansieringsriskerna och de relaterade processerna och policier av ledningen.

Lundin Petroleum har en säkrad kreditfacilitet på 850 MUSD, av vilka 207 MUSD har utnyttjats i kontanter per den 31 december 2011. Krediten om 850 MUSD är en revolverande "borrowing base" som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten beräknas på nytt var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det banksyndikat som tillhandahåller faciliteten. Som del i 850 MUSD facilitetens halvårsvisa beräkningsprocess har ett nytt "revolving borrowing base" belåningsvärde om cirka 885 MUSD beräknats per den 1 januari 2012. Faciliteten har emellertid nått ett läge där tillgängligheten reduceras var sjätte månad. Det maximala beloppet som kan utnyttjas under faciliteten har reducerats till 630 MUSD och kommer att fortsätta att reduceras till dess att faciliteten förfaller. Lundin Petroleum befinner sig i en process för att ordna en ny kreditfacilitet för att möta finansieringsbehov avseende framtida utbyggnadsprojekt. Se även not 25 för mer information om koncernens kreditfacilitet.

Lundin Petroleum har genom sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV ingått fyra produktionsdelningskontrakt (PSC) med Petrolim Nasional Berhad, det statliga Malaysiska olje- och gasbolaget ("Petronas"), vilka avser blocken PM308A, PM308B, SB307 och SB308, och SB303 i Malaysia. BNP Paribas har utfärdat bank garantier till förmån för Lundin Malaysia BV som stöd för arbetsåtaganden i dessa produktionsdelningskontrakt till ett belopp om 91,2 MUSD. Dessutom har BNP Paribas utfärdat ytterligare bankgarantier som stöd för arbetsåtaganden i Indonesien vilka uppgår till 2,4 MUSD.

Det förväntas att koncernens pågående utbyggnads- och prospekteringskostnader kommer finansieras av koncernens operativa kassaflöde samt genom utnyttjande av kreditfaciliteten. Under 2011 krävs inga återbetalningar av kreditfaciliteten.

Hantering av kapital

Koncernens mål avseende kapitalstrukturen är att trygga koncernens förmåga att fortsätta sin verksamhet, så att den kan uppfylla sina arbetsåtaganden och skapa aktieägarvärde. Koncernen kan efter behov upprätta nya kreditfaciliteter, återbetala skulder, eller utföra andra omstruktureringsaktiveter. Koncernledningen kontrollerar och förvaltar koncernens skuldnivå för att regelbundet bedöma behovet av förändring i kapitalstrukturen för att möta målet och bibehålla flexibilitet.

Inga väsentliga ändringar var gjorda avseende mål, policier och processer under året som avslutades den 31 december 2011.

Finansiella instrument per kategori

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

31 december 2011 TUSD	Lånefordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Derivat för säkringsändamål	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde
Tillgångar				
Övriga aktier och andelar	–	17 775	–	–
Övriga finansiella tillgångar	9 588	–	–	–
Övriga fordringar	11 176	–	–	–
Kundfordringar	144 954	–	–	–
Likvida medel	73 597	–	–	–
	239 315	17 775	–	–
Skulder				
Leverantörsskulder	–	–	–	16 546
Banklån	–	–	–	207 000
Övriga långfristiga skulder	–	–	–	21 830
Derivatinstrument	–	–	168	–
Övriga skulder	–	–	–	10 979
	–	–	168	256 355

31 december 2010 TUSD	Lånefordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Derivat för säkringsändamål	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde
Tillgångar				
Övriga aktier och andelar	–	68 613	–	–
Långfristiga fordringar	23 791	–	–	–
Kundfordringar	94 190	–	–	–
Kortfristiga fordringar	74 527	–	–	–
Likvida medel	48 703	–	–	–
	241 211	68 613	–	–

Skulder				
Leverantörsskulder	–	–	–	16 031
Banklån	–	–	–	458 835
Övriga långfristiga skulder	–	–	–	17 836
Derivatinstrument	–	–	6 866	–
Kortfristiga skulder	–	–	–	450
	–	–	6 866	493 152

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 baseras på observerbar marknadsdata.

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

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	–

Utestående derivat kan specificeras enligt följande:

Verkligt värde på utestående derivatinstrument i balansräkningen (TUSD):	31 december 2011		31 december 2010	
	Tillgångar	Skulder	Tillgångar	Skulder
Ränteswappar	–	168	–	6,866
Långfristigt	–	–	–	–
Kortfristigt	–	168	–	6,866
Summa	–	168	–	6,866

Det verkliga värdet av räntesäkring beräknas genom att använda terminräntekurvan över den utestående delen av säkringstransaktionen. Den effektiva delen av räntesäkring per den 31 december 2011 uppgick till 168 TUSD (6 866 TUSD).

För risker i den finansiella rapporteringen se avsnittet Intern kontroll och riskhantering i den finansiella rapporteringen i Bolagsstyrningsrapporten på sidorna 52–53 och för risker och riskhantering se sidorna 60–61 för mer information.

NOT 15 – ÖVRIGA FINANSIELLA TILLGÅNGAR

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Långfristig mervärdesskattfordran	–	16 474
Aktiverade finansieringsavgifter	2 506	4 650
Etrion obligation	9 588	–
Övriga	1 372	1 350
	13 466	22 474

NOT 16 – LAGER

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Lager av olja och gas	16 307	11 128
Borrutrustning och förbrukningsmaterial	15 282	8 911
	31 589	20 039

Borrutrustning och förbrukningsmaterial består av (TUSD):	2011	2010
1 januari	8 911	11 456
Avyttringar	–	-2 417
Inköp	12 026	5 538
Använt i produktionen	-5 312	-5 375
Omräkningsdifferenser	-235	-417
	15 390	8 785
Reserveringar	-108	126
31 december	15 282	8 911

NOT 17 – KUNDFORDRINGAR

Kundfordringar är hänförliga till ett antal oberoende kunder från vilka det inte finns några nyligen inträffade betalningsförsummelser. Avsättningen till osäkra fordringar är därmed noll.

NOT 18 – FÖRUTBETALDA KOSTNADER OCH UPPLUPNA INTÄKTER

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Förutbetalad hyra	521	791
Förutbetalda försäkringar	1 675	1 925
Upplupna intäkter	885	–
Övriga	1 441	3 635
	4 522	6 351

NOT 19 – ÖVRIGA FORDRINGAR

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Underuttag	1 851	13 452
Kortfristig mervärdesskattefordran	5 699	2 951
Övriga	15 540	3 348
	23 090	19 751

Ett belopp om 11 176 TUSD (– TUSD) hänförligt till en fordran på Talisman Energy under ett optionsavtal, att sälja en licensandel om 30% i PL148 Brynhild, Norge ingår i posten övriga om 15 540 TUSD (3 348 TUSD). Optionen utnyttjades under det första kvartalet 2012.

NOT 20 – LIKVIDA MEDEL

Likvida medel innehåller endast kontanta medel i handkassan och på bankkonton. Inga kortfristiga placeringar innehades per den 31 december 2011.

NOT 21 – ÖVRIGA RESERVER

TUSD	Reserv för investering som kan säljas	Säkrings-reserv	Valuta-omräknings-reserv	Summa övriga reserver
1 januari 2010	-10 096	-7 076	-51 664	-68 836
Totalresultat	51 119	373	-53 451	-1 959
Avyttringar	–	1 554	3 106	4 660
31 december 2010	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

NOT 22 – AVSÄTTNING FÖR ÅTERSTÄLLNINGSKOSTNADER

TUSD	2011	2010
1 januari	93 766	132 698
Förvärvat vid konsolidering	–	162
Avyttring	–	-53 827
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	4 494	4 717
Betalningar	-1 168	-930
Förändring i uppskattningar	24 771	13 635
Omräkningsdifferens	-2 522	-2 689
31 december	119 341	93 766

Vid beräkning av nuvärdet av avsättningen för återställningskostnader användes en diskonteringsfaktor, före skatt, om 5,5% (5,5%). Av den totala summan beräknas 75% att regleras efter mer än 20 år, vilket baserats på uppskattningarna som använts i beräkningen av återställningskostnaderna per den 31 december 2011.

NOT 23 – PENSIONS AVSÄTTNING

TUSD	2011	2010
1 januari	1 421	1 354
Justering för verkligt värde	192	85
Gjorda utbetalningar	-155	-138
Omräkningsdifferens	2	120
31 december	1 460	1 421

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.

Fram till oktober 2006 har den pension som beslutades bestått av månatliga utbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 206 TCHF (232 TUSD) och därefter har månatliga utbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 138 TCHF (155 TUSD) betalats till Adolf H. Lundins änka Eva Lundin, och kommer att fortsätta att betalas under hennes livstid. Bolaget kan, om det så väljer, betala ut denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 1 800 TCHF (1 916 TUSD).

NOT 24 – ÖVRIGA AVSÄTTNINGAR

TUSD	LTIP	Avsättning för avgångsvederlag	Övriga	Summa
1 januari 2011	18 821	2 902	2 082	23 805
Investeringar	63 537	615	44	64 196
Utbetalningar	-9 994	–	–	-9 994
Omräkningsdifferens	-2 070	–	-23	-2 093
31 december 2011	70 294	3 517	2 103	75 914
Långfristig	58 079	3 517	2 103	63 699
Kortfristig	12 215	–	–	12 215
Summa	70 294	3 517	2 103	75 914

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 35.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

NOT 25 – BANKLÅN OCH KORTFRISTIGA SKULDER

Följande belopp var utstående avseende banklån:

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Kortfristiga		
Återbetalning inom 2–5 år	207 000	458 835
Återbetalning efter 5 år	–	–
Långfristiga		
Återbetalning inom 6 månader	–	450
Återbetalning mellan 6–12 månader	–	–
	207 000	459 285

Tabellen ovan visar en analys av koncernens finansiella skulder, uppdelad på löptid baserad på den återstående perioden från balansdagen fram till det kontraktuella avräkningsdatumet. Återbetalningar av lån baseras på en nuvärdesberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Inga återbetalningar är för närvarande förutsedda enligt denna beräkning.

Verkligt värde på banklånen per den 31 december 2010 har uppskattats till det bokförda värdet då lånen hade rörlig ränta.

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 utstående belopp under kreditfaciliteten. Koncernen bryter inte mot dessa skuldöverenskommelser.

NOT 26 – UPPLUPNA KOSTNADER OCH FÖRUTBETALDA INTÄKTER

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Semesterlön	3 909	2 721
Rörelsekostnader	6 456	235
Sociala avgifter	2 316	1 554
Löner	91	159
Övrigt	3 455	2 998
	16 227	7 667

NOT 27 – ÖVRIGA SKULDER

TUSD	31 december 2011	31 december 2010
Överutttag	7 670	1 761
Skulder avseende förvärv	10 979	5 680
Löner	4 770	2 898
Mervärdesskatteskuld	1 899	1 075
Skuld avseende sociala avgifter	633	610
Övrigt	3 239	1 348
	29 190	13 373

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.

NOT 28 – STÄLLDA SÄKERHETER

Den 26 oktober 2007 tecknade koncernen en kreditfacilitet för vilken 207,0 MUSD var utstående per den 31 december 2011. Finansieringen består av en revolving borrowing base och letter of credit-facilitet om 850 MUSD. Som säkerhet för krediten ligger aktierna i vissa av koncernens tillgångsbärande bolag samt framtida kassaflöden som genereras från de pantsatta bolagen.

De ställda säkerheterna per den 31 december 2011 uppgår till 520 MUSD (459 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta bolagen.

NOT 29 – ANSVARSFÖRBINDELSER OCH EVENTUALTILLGÅNGAR

Ansvarsförbindelser

I samband med Lundin Petroleum's köp av ytterligare 30% 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% av de bevisade och sannolika oljereserverna i Laganskyblocket vid dagen för beslut om utbyggnad.

Eventualtillgångar

I samband med ett dotterbolag till Gunvor International BV's köp av 30% 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 kassaflöden 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 3,9 MUSD som villkorad köpeskilling. Beloppets storlek och tidpunkt för sådan betalning kommer att baseras på framtida fältutbyggnad inom Salawati Islandblocket.

NOT 30 – RESULTAT PER AKTIE

Resultat per aktie beräknas genom att årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare divideras med vägt genomsnittligt antal aktier för året.

	2011	2010
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare (i USD)	160 136 792	511 875 000
Vägt genomsnittligt antal aktier för året	311 027 942	312 096 990
Resultat per aktie (USD)	0,51	1,64

Resultat per aktie efter utspädning beräknas genom att justera vägt genomsnittligt antal utstående aktier för året med utspädningseffekten på utstående teckningsoptioner och dividera koncernens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare med vägt genomsnittligt antal aktier efter utspädning. Under åren 2011 och 2010 var det ingen utspädningseffekt.

NOT 31 – JUSTERING FÖR EJ KASSAFLÖDESPÅVERKANDE POSTER

TUSD	Not	2011	2010
Övriga avsättningar		638	1 719
Prospekteringskostnader		140 027	127 595
Avskrivningar och nedskrivningar	10/11	167 812	159 555
Avskrivningar av uppskjutna finansieringskostnader	7	2 181	2 360
Ränteintäkter	6	-4 138	-3 416
Aktuell skatt	8	400 210	75 467
Uppskjutna skatt	8	174 203	185 385
Räntekostnader	7	5 390	10 495
Valutakursvinster	6	-8 945	-13 712
Vinst från försäljning av tillgångar		–	3 879
Vinst från försäljning av aktier		-29 974	-1 712
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	7/22	4 494	4 717
Långfristiga incitamentsprogram		63 443	19 522
Övriga icke-kassaflödespåverkande poster		-167	4 101
Justering kassaflöde från verksamheten		915 174	575 955

NOT 32 – TRANSAKTIONER MED NÄRSTÅENDE

Under året har koncernen ingått transaktioner med närstående parter på armslängds avstånd enligt nedan:

Koncernen erhöll 0,4 MUSD (0,3 MUSD) från ShaMaran Petroleum som betalning för kontorstjänster och andra tjänster och 0,9 MUSD (2,0 MUSD) som ersättning för stöd av vissa finansiella åtaganden.

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,9 MUSD) från Africa Oil Corporation, vilket utgjorde ränta på ett lån som konverterades till aktier under rapporteringsperioden.

Koncernen betalade 0,7 MUSD (0,4 MUSD) till närstående parter för erhållna flygtjänster.

Etrion har återbetalat ett Eurolån som ställts ut av koncernen, vilket uppgick till 83,0 MUSD vid tiden för återbetalningen i maj 2011. Ränta har fakturerats under rapporteringsperioden och uppgick till 1,5 MUSD (0,5 MUSD).

NOT 33 – GENOMSNITTLIGT ANTAL ANSTÄLLDA

Genomsnittligt antal anställda per land	2011		2010	
	Summa anställda	varav män	Summa anställda	varav män
Moderbolaget i Sverige	-	-	-	-
Utländska dotterbolag				
Norge	100	72	70	49
Frankrike	57	46	58	46
Nederländerna	7	3	7	3
Indonesien	22	12	21	15
Ryssland	46	28	60	38
Tunisien	10	6	10	7
Malaysia	32	21	19	16
Schweiz	39	24	53	36
Övriga ¹	3	2	38	26
Summa utländska dotterbolag	316	214	336	236
Summa koncernen	316	214	336	236

¹ Posten övriga innefattar för jämförelseperioden anställda i verksamheten i Storbritannien vilken knoppades av under 2010 samt Etrionanställda i Venezuela och Italien.

Styrelseledamöter och verkställande ledning	2011		2010	
	Summa vid slutet av året	varav män	Summa vid slutet av året	varav män
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter ¹	7	5	6	5
Utländska dotterbolag				
Verkställande ledning ¹	4	4	4	4
Summa koncernen	11	9	10	9

¹ Ashley Heppenstall, VD och styrelseledamot ingår i den verkställande ledningen.

NOT 34 – ERSÄTTNINGAR TILL STYRELSE, VERKSTÄLLANDE LEDNING OCH ANDRA ANSTÄLLDA

Löner, andra ersättningar och sociala kostnader TUSD	2011		2010	
	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter	570	116	486	39
Utländska dotterbolag				
Verkställande ledning	5 105	337	4 816	318
Andra anställda	62 312	13 436	49 769	11 077
Summa koncernen	67 987	13 889	55 071	11 434
varav pensionskostnader		4 344		3 435

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – NOT 34

Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter och verkställande ledning ¹ TUSD	Fast styrelse arvode / fast lön och andra förmåner ²	Kortfristig rörlig lön ³	2008 Unit bonus program – Tredje tranchen	Arvode för kommittéarbete	Arvode för särskilda uppdrag utanför styrelsearbetet ⁴	Pension	Summa 2011	Summa 2010
Moderbolaget i Sverige								
Styrelseledamöter								
Ian H. Lundin	123	–	–	–	180	–	303	345
Magnus Unger	62	–	–	31	15	–	108	97
Lukas H. Lundin	62	–	–	8	–	–	70	70
William A. Rand	62	–	–	31	–	–	93	83
Asbjørn Larsen	62	–	–	15	–	–	77	69
Dambisa F. Moyo	62	–	–	15	–	–	77	69
Kristin Færøvik	31	–	–	8	–	–	39	–
Summa styrelseledamöter	464	–	–	108	195	–	767	733
Utländska dotterbolag								
Verkställande ledning								
C. Ashley Heppenstall	975	685	298	–	–	91	2,049	1,888
Alexandre Schneider	579	469	238	–	–	59	1,345	1,247
Chris Bruijnzeels	473	379	149	–	–	47	1,048	929
Geoffrey Turbott	513	419	149	–	–	51	1,132	948
Summa verkställande ledning	2 540	1 952	834	–	–	248	5 574	5 012

¹ Löner och andra ersättningar har kostnadsförts under rapporteringsperioden.

² Andra förmåner inkluderar skolvigter och sjukförsäkring.

³ I december 2011 beslutade ersättningskommittén om en bonus för 2011 motsvarande en månadslön till den verkställande ledningen (inbegripet i bonusomkostnaden för 2011). I januari 2012 beslutade ersättningskommittén om ytterligare bonus för 2011 efter att ha utvärderat de anställdas bidrag till koncernens resultat och de individuella mål som uppnått och beslutade att tilldela en ytterligare bonus att betalas i januari 2012. Samma utvärdering gjordes i januari 2011 för 2010 och beloppen ingår i kostnaden för 2011.

⁴ Övriga ersättningar som betalats under 2011 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 2011.

Styrelse

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 vanliga pensionsåldern för VD är 65 år. Den avgiftsbestämda pensionsplanen är 10% av den pensionsgrundande inkomsten, varav den anställda själv bidrar med 40%. Den pensionsgrundande inkomsten definieras som årlig grundlön.

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. Därutöver finns bestämmelser om avgångsvederlag i anställningsavtalen för ledande befattningshavare som innebär ersättning för det fall anställningen upphör på grund av väsentlig ägarförändring i bolaget (change of control).

Se sidorna 50–51 i bolagsstyrningsrapporten för ytterligare information avseende bolagets principer för ersättning och ersättningspolicy för den verkställande ledningen för 2011.

NOT 35 – LÅNGFRISTIGA INCITAMENTSPROGRAM

Bolaget har följande långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Unit bonus program

Under 2008 införde Lundin Petroleum ett långsiktigt 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 Petroleumaktien under de fem handelsdagarna före och efter inlösendatumet.

Under 2009, 2010 and 2011 har LTIP:s som följer samma principer som 2008 års LTIP införts för andra anställda än den verkställande ledningen.

Av nedanstående tabell framgår antalet units tilldelade enligt LTIP:s, utestående belopp per den 31 december 2011 och året under vilket antalet units kommer att intjänas.

Unit bonus program	Totalt antal units	Utestående 31 dec 2011	År för intjänande				
			2010	2011	2012	2013	2014
2009	670 400	219 984	232 437	219 980	219 984	–	–
2010	723 950	470 169	–	236 299	235 085	235 084	–
2011	425 850	418 400	–	–	139 467	139 467	139 466

Det totala antalet units som tjänas in överensstämmer inte nödvändigtvis med antalet tilldelade units beroende på omräkningen till följd av utdelningar som gjorts av Lundin Petroleum, vilka kompenseras av units som har förfallit på grund av att anställda har lämnat koncernen.

Kostnaderna för programmen framgår i nedanstående tabell.

Unit bonus program TUSD	2011	2010
2008	786	1 625
2009	3 851	2 901
2010	7 379	3 070
2011	4 350	–
	16 366	7 596

Kostnaderna för 2010 innehåller ett belopp om 218 TUSD, hänförligt till anställda i den brittiska verksamheten vilka har redovisats som avyttrad verksamhet.

Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleum's 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 (omräknat från 4 000 000 syntetiska optioner och 72,76 SEK vardera till följd av utdelningen av aktierna i EnQuest och Etrion som gjordes 2010.) Inlösendatum för de syntetiska optionerna inträffar i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen. Innehavaren 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 äger 6 882 638 av sina egna aktier anskaffade till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie, vilket kompenserar exponeringen för LTIP. Lundin Petroleum's aktiekurs var per den 31 december 2011 169,20 SEK. Avsättning för LTIP uppgick till 70,3 MUSD per den 31 december 2011 och marknadsvärdet på aktierna per den 31 december 2011 var 169,1 MUSD. Värdeökningen på de innehavda egna aktierna har i enlighet med redovisningsregler inte kompenserat kostnaden för LTIP.

Kostnaden för 2009 års LTIP till den verkställande ledningen uppgick till 41 604 TUSD (8 894 TUSD) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2011.

För ytterligare information avseende syntetiska optioner se sidorna 50–51 i bolagsstyrningsrapporten.

NOT 36 – ERSÄTTNINGAR TILL KONCERNENS REVISORER

TUSD	2011	2010
PricewaterhouseCoopers		
Revisionsarvode	1 065	995
Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdrag	75	82
Skatterådgivning	179	–
Övriga tjänster	26	36
Summa	1 345	1 113
Ersättningar till andra revisorer än PricewaterhouseCoopers	305	213
Summa	1 650	1 326

I revisionsarvode ingår granskning av delårsrapporten per den 30 juni 2011. Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdrag innehåller uppdrag som licensrevision, PSC revisioner och revision av intern kontroll.

NOT 37 – HÄNDELSE EFTER BALANSDAGENS UTGÅNG

Lundin Petroleum äger 50 miljoner aktier i ShaMaran Petroleum, vilka förvärvades 2009 genom en icke-kassaflödespåverkande transaktion. Investeringen redovisades till verkligt värde för aktierna vid tidpunkten för förvärvet och i enlighet med redovisningsregler redovisas en senare förändring i det verkliga värdet i koncernens rapport över totalresultat. I januari 2012 meddelade ShaMaran att det hade återlämnat sina licensandelar i de produktionsdelningskontrakt, för vilka det är operatör och därmed har det inträffat en permanent nedgång av det verkliga värdet för aktierna i ShaMaran Petroleum. Den sammanlagda förlusten som redovisats inom övrigt totalresultat kommer att omklassificeras från eget kapital och redovisas i resultaträkningen i det första kvartalet 2012. Den bokföringsmässiga förlusten uppskattas till ett belopp om 19 MUSD.

Under det första kvartalet 2012, utnyttjade Talisman Energy sin option att sälja en 30-procentig licensandel i PL148 Brynhild, Norge, med förbehåll för myndighetsgodkännande.

MODERBOLAGETS ÅRSREDOVISNING

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -182,4 MSEK (3 936,1 MSEK) för räkenskapsåret 2011

I resultatet ingår administrationskostnader om 206,1 MSEK (72,2 MSEK), finansiella intäkter om 5,9 MSEK (15,3 MSEK) för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum samt räntekostnader om 25,3 MSEK (28,1 MSEK). Den största delen av ökningen i administrationskostnader är hänförlig till koncernens LTIP. 2010 års jämförelsetal innehåller 3 995,2 MSEK i utdelning, erhållen från ett dotterbolag.

Utdelningen av aktierna i EnQuest och Etrion under 2010 redovisades till det bokförda värdet av aktierna i Lundin Petroleum AB:s redovisning och uppgick till 3 949,7 MSEK för utdelningen av aktierna i EnQuest och 391,7 MSEK för utdelningen av aktierna i Etrion.

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 (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 77–82.

MODERBOLAGETS RESULTATRÄKNING

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Not	2011	2010
Rörelsens intäkter			
Övriga rörelseintäkter	1	42 644	25 822
Bruttoresultat		42 644	25 822
Administrationskostnader		-206 108	-72 222
Rörelseresultat		-163 464	-46 400
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	2	6 560	4 012 086
Finansiella kostnader	3	-25 495	-36 928
		-18 935	3 975 158
Resultat före skatt		-182 399	3 928 758
Inkomstskatt	4	–	7 328
Årets resultat		-182 399	3 936 086

MODERBOLAGETS RAPPORT ÖVER TOTALRESULTAT

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Not	2011	2010
Periodens resultat		-182 399	3 936 086
Övrigt totalresultat		–	–
Totalresultat		-182 399	3 936 086
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		-182 399	3 936 086
		-182 399	3 936 086

MODERBOLAGETS BALANSRÄKNING

PER DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	Not	2011	2010
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Aktier i dotterbolag	11	7 871 947	7 871 947
Summa anläggningstillgångar		7 871 947	7 871 947
Omsättningstillgångar			
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter		1 144	456
Övriga fordringar	5	7 810	6 719
Likvida medel		3 849	6 735
Summa omsättningstillgångar		12 803	13 910
SUMMA TILLGÅNGAR		7 884 750	7 885 857
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		2 551 805	2 551 805
Balanserad vinst		3 936 086	-
Årets resultat		-182 399	3 936 086
Summa fritt eget kapital		6 305 492	6 487 891
Summa Eget kapital		7 169 977	7 352 376
Långfristiga skulder			
Övriga avsättningar	6	36 403	36 403
Skulder till koncernföretag		673 988	482 281
Summa långfristiga skulder		710 391	518 684
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		1 171	993
Skatteskulder		-	10 272
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	7	2 742	3 125
Övriga skulder		469	407
Summa kortfristiga skulder		4 382	14 797
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		7 884 750	7 885 857
Ställda panter	9	3 579 013	3 081 228
Ansvarsförbindelser	9	-	-

MODERBOLAGETS KASSAFLÖDESANALYS

FÖR RÄKENSKAPSÅRET SOM AVSLUTADES DEN 31 DECEMBER

Belopp i TSEK	2011	2010
Kassaflöde från verksamheten		
Årets resultat	-182 399	3 936 086
Skatt enligt resultaträkning	-	-7 328
Utdelning	-	-3 995 158
Ej likviditetspåverkande poster	207 410	82 514
Betalda räntekostnader	-332	-542
Orealiserade valutakursförluster	138	623
Förändringar i rörelsekapital		
Förändring i kortfristiga tillgångar	-1 779	286
Förändring i kortfristiga skulder	-10 118	-
Summa kassaflöde från verksamheten	12 920	16 481
Kassaflöde från investeringar		
Erhållen betalning för försäljning av intresseföretag	-	1 590
Summa kassaflöde från investeringar	-	1 590
Kassaflöde från finansiering		
Förändring i långfristiga skulder	-15 702	71 870
Köp av egna aktier	-	-83 157
Summa kassaflöde från finansiering	-15 702	-11 287
Förändring av likvida medel	-2 782	6 784
Likvida medel vid årets början	6 735	532
Valutakursförändring i likvida medel	-104	-581
Likvida medel vid årets slut	3 849	6 735

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 2010	3 179	861 306	5 120 750	1 887 788	-32 271	7 840 752
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-32 271	32 271	-
Summa totalresultat	-	-	-	-	3 936 086	3 936 086
Transaktioner med ägare						
Utdelning	-	-	-2 515 168	-1 826 272	-	-4 341 440
Köp av egna aktier	-	-	-83 157	-	-	-83 157
Omföring av aktierelaterade ersättningar	-	-	29 380	-29 380	-	-
Aktierelaterade ersättningar	-	-	-	135	-	135
Summa transaktioner med ägare	-	-	-2 568 945	-1 855 517	-	-4 424 462
Balans per den 31 december 2010	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

¹ Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital per den 31 december 2011 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 2011 ingår 6 882 638 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	2011	2010
Norge	19 401	14 642
Indonesien	2 270	2 029
Tunisien	4 827	4 595
Malaysia	15 601	1 680
Storbritannien	–	2 876
Övriga	545	–
	42 644	25 822

NOT 2 – FINANSIELLA INTÄKTER

TSEK	2011	2010
Utdelning	–	3 995 158
Garanti-intäkter	6 472	16 900
Övriga	88	28
	6 560	4 012 086

Garanti-intäkterna är främst hänförliga till belopp erhållna för att stödja vissa finansiella åtaganden för ShaMaran Petroleum.

NOT 3 – FINANSIELLA KOSTNADER

TSEK	2011	2010
Räntekostnader koncernbolag	24 979	30 789
Räntekostnader ej koncernbolag	332	542
Valutakursförluster, netto	138	624
Skattetillegg	–	4 907
Övriga	46	66
	25 495	36 928

Under 2005 utförde Skatteverket en skatterevison av Lundin Petroleum AB för räkenskapsåren 2002 och 2003. Skatteverket medgav inte avdrag för en del av kostnader hänförliga till managementtjänster och vissa andra avgifter som vidarefakturerats Lundin Petroleum AB från koncernbolag.

Beslutet överklagades och kammarrätten fastslog under 2010 Länsrättens dom. Som en följd av domen betalades skattetillegget om 4 907 TSEK under 2010. Lundin Petroleum har överklagat till Högsta Förvaltningsdomstolen som vidhöll beslutet.

NOT 4 – INKOMSTSKATT

TSEK	2011	2010
Vinst före skatt	-182 399	3 928 758
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige (26,3%)	47 971	-1 033 263
Skatteeffekt av erhållen utdelning	–	1 050 727
Skatteeffekt av resultaten av utländska CFC-bolag	–	-3 705
Skatteeffekt av ej avdragsgilla kostnader	-35 674	-1 590
Ökning av ej bokförda skattemässiga underskott	-12 297	-12 169
Skatteeffekt av justering av skatteberäkning 2008 och 2009	–	7 328
Skatteeffekt	–	7 328

NOT 5 – ÖVRIGA FORDRINGAR

TSEK	31 december 2011	31 december 2010
Fordringar på koncernbolag	7 291	5 139
Mervärdesskattfordran	267	504
Övriga	252	1 076
	7 810	6 719

NOT 6 – AVSÄTTNINGAR

Avsättningar per den 31 december 2011 uppgick till 36 403 TSEK (36 403 TSEK) och är hänförliga till bolagsskatt.

NOT 7 – UPPLUPNA KOSTNADER OCH FÖRUTBETALDA INTÄKTER

TSEK	31 december 2011	31 december 2010
Sociala avgifter	349	276
Styrelsearvoden	194	169
Styrelsearvoden för övriga uppdrag	–	900
Revision	942	1 212
Resekostnader	575	–
Övriga	682	568
	2 742	3 125

NOT 8 – FINANSIELLA INSTRUMENT PER KATEGORI

Redovisningsprinciperna för finansiella instrument har tillämpats på följande tillgångar:

TSEK	Lånefordringar och övriga fordringar	Finansiella skulder värderade till upplupet anskaffningsvärde
Tillgångar		
Fordringar på koncernbolag	7 291	
Likvida medel	3 849	
Skulder		
Skulder till koncernbolag		673 988
Leverantörsskulder		1 171
	11 140	675 159

NOT 9 – STÄLLDA PANTER, ANSVARSFÖRBINDELSER OCH EVENTUALTILLGÅNGAR

Se koncernens noter 28 samt 29 för detaljer.

NOT 10 – ERSÄTTNINGAR TILL REVISORER

TSEK	2011	2010
PricewaterhouseCoopers		
Revisionsarvode	1 424	1 296
Revisionsrelaterat	–	80
	1 424	1 376

Det har inte utgått något arvode till andra revisorer än PricewaterhouseCoopers.

NOT 11 – AKTIER I DOTTERBOLAG

TSEK	Organisationsnummer	Säte	Antal utställda aktier	Ägd andel	Nominellt värde per aktie	Bokfört värde 31 december 2011	Bokfört värde 31 december 2010
Direkt ägda							
Lundin Energy AB (under likvidation)	556619-2299	Stockholm, Sverige	10 000 000	100	SEK 0,01	100	100
Lundin Petroleum BV	27254196	Haag, Nederländerna	181	100	EUR 100,00	7 871 847	7 871 847
						7 871 947	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 Tunisia BV	27284355	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Exploration BV	27273727	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Marine BV	27275508	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
– Lundin Marine SARL	06B090	Pointe Noire, Kongo	200	100	FCFA 5 000		
Lundin South East Asia BV	27290262	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Ventures BV	27290568	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Vietnam BV (under likvidation)	27266083	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Cambodia BV (under likvidation)	27292990	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Malaysia BV	27306815	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Netherlands Facilities BV	27324007	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Petroleum SA	1731/1999	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 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		
Lundin Indonesia Holding BV	27290577	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 Sareba BV	24278356	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
– Lundin Rangkas BV	27314247	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
– Lundin Cakalang BV	27314288	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
– Lundin Baronang BV	27314235	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
– Lundin South Sokang BV	27324012	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
– Lundin Gurita BV	27296469	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		

Under 2011 har de helägda bolagen Lundin Netherlands Holding BV, Lundin Banyumas BV, Lundin Nigeria Ltd och LundinNeft LLC likviderats. Lundin Data Services BV såldes under 2011.

Lundin Energy AB, Lundin Vietnam BV och Lundin Cambodia BV var under likvidation per den 31 december 2011.

STYRELSENS FÖRSÄKRAN

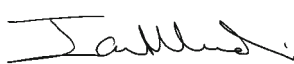
Styrelsen och koncernchef och VD i Lundin Petroleum AB har den 11 april 2012 godkänt årsredovisningen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2011 för utfärdande.

STYRELSENS FÖRSÄKRAN

Styrelsen och koncernchef och VD försäkrar att moderbolagets årsredovisning har upprättats i enlighet med god redovisningssed 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, 11 april 2012

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



Dambisa F. Moyo
Styrelseledamot



Kristin Færøvik
Styrelseledamot



Revisionsberättelse

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

Rapport om årsredovisningen och koncernredovisningen

Vi har reviderat årsredovisningen och koncernredovisningen för Lundin Petroleum AB (publ) för år 2011. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 64 - 102.

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 internationella redovisningsstandarder 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 2011 och av dess finansiella resultat och kassaflöden för året enligt årsredovisningslagen, och koncernredovisningen har upprättats i enlighet med årsredovisningslagen och ger en i alla väsentliga avseenden rättvisande bild av koncernens finansiella ställning per den 31 december 2011 och av dess resultat och kassaflöden enligt internationella redovisningsstandarder, 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 reviderat förslaget till dispositioner beträffande bolagets vinst eller förlust samt styrelsens och verkställande direktörens förvaltning för Lundin Petroleum AB (publ) för år 2011.

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 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 11 april 2012

PricewaterhouseCoopers AB

Bo Hjalmarsson

Auktoriserad revisor

Huvudansvarig revisor

Bo Karlsson

Auktoriserad revisor

FINANSIELL FEMÅRSÖVERSIKT

Resultaträkning (sammanfattning) TUSD	2011	2010	2009	2008	2007
Kvarvarande verksamhet					
Rörelsens intäkter	1 269 515	798 599	571 835	628 939	435 898
Produktionskostnader	-193 104	-157 065	-155 311	-198 269	-151 228
Avskrivningar	-165 138	-145 316	-118 128	-95 046	-83 228
Prospekteringskostnader	-140 027	-127 534	-134 792	-110 023	-29 218
Nedskrivning	-	-	-644 766	-78 572	-
Bruttoresultat	771 246	368 684	-481 162	147 029	172 224
Vinst vid försäljning av tillgångar	-	66 126	4 589	20 481	-
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-67 022	-40 960	-27 619	-19 684	-24 595
Rörelseresultat	704 224	393 850	-504 192	147 826	147 629
Resultat från finansiella investeringar	25 433	-12 507	29 559	-110 121	24 644
Resultat från andel i intressebolag	-	-	-25 504	4 480	-
Resultat före skatt	729 657	381 343	-500 137	42 185	172 273
Skatt	-574 413	-251 865	-45 669	-40 824	-83 015
Årets resultat från kvarvarande verksamhet	155 244	129 478	-545 806	1 361	89 258
Avyttrad verksamhet					
Årets resultat från avyttrad verksamhet	-	368 992	8 737	59 042	51 828
Årets resultat	155 244	498 470	-537 069	60 403	141 086
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare:	160 137	511 875	-411 268	93 958	141 750
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:	-4 893	-13 405	-125 801	-33 555	-664
ÅRETS RESULTAT	155 244	498 470	-537 069	60 403	141 086

Balansräkning (sammanfattning) TUSD	2011	2010	2009	2008	2007
Materiella anläggningstillgångar	2 345 354	2 014 242	2 556 275	2 704 556	2 631 890
Övriga anläggningstillgångar	46 586	129 944	119 093	259 515	334 685
Omsättningstillgångar	298 004	284 950	275 290	272 619	316 021
SUMMA TILLGÅNGAR	2 689 944	2 429 136	2 950 658	3 236 690	3 282 596
Eget kapital hänförligt till aktieägare	1 000 882	920 416	1 141 658	1 462 442	1 513 340
Innehav utan bestämmande inflytande	69 424	77 365	95 555	179 793	209 893
Summa eget kapital	1 070 306	997 781	1 237 213	1 642 235	1 723 233
Avsättningar	987 306	769 687	897 622	779 370	856 547
Långfristiga räntebärande skulder	228 830	476 671	558 327	555 626	427 243
Kortfristiga skulder	402 815	184 997	257 496	259 459	275 573
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	2 689 944	2 429 136	2 950 658	3 236 690	3 282 596

NYCKELTAL

Finansiella nyckeltal har beräknats på kvarvarande verksamhet.

Finansiell data (TUSD)	2011	2010	2009	2008	2007
Rörelseresultat	1 269 515	798 599	571 835	628 939	435 898
EBITDA	1 012 063	603 450	392 324	414 794	260 076
Årets resultat	155 244	129 478	-545 806	1 361	89 258
Operativt kassaflöde	676 201	573 380	384 511	444 923	273 389

Nyckeltal, aktie (USD)	2011	2010	2009	2008	2007
Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,22	2,96	3,64	4,67	4,80
Operativt kassaflöde per aktie	2,17	1,84	1,23	1,41	0,87
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,88	1,79	1,56	1,92	1,49
Resultat per aktie	0,51	0,46	-1,34	0,11	0,28
Resultat per aktie efter full utspädning	0,51	0,46	-1,34	0,11	0,28
EBITDA per aktie efter full utspädning	3,25	1,93	1,25	1,31	0,82
Utdelning per aktie	-	2,30	-	-	-
Börskurs vid periodens utgång (avser moderbolaget)	24,57	12,47	7,95	5,25	10,52
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580	315 550 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	311 027 942	311 027 942	313 420 280	313 420 280	315 550 580
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	311 027 942	312 096 990	313 420 280	315 682 981	315 020 401
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden, efter full utspädning	311 027 942	312 096 990	313 420 280	315 682 981	315 409 915

Nyckeltal, koncernen (%)	2011	2010	2009	2008	2007
Räntabilitet på eget kapital	15	12	-38	-	5
Räntabilitet på sysselsatt kapital	53	24	-28	9	8
Nettoskuldssättningsgrad	15	36	40	35	21
Soliditet	40	41	42	51	52
Andel riskbärande kapital	69	67	66	71	71
Räntetäckningsgrad	5 919	1 860	-3 671	734	2 456
Operativt kassaflöde/räntekostnader	5 460	2 742	2 561	5 069	4 642
Direktavkastning	-	18	-	-	-

DEFINITIONER AV NYCKELTAL

Aktieägarnas egna kapital per aktie: Koncernens redovisade egna kapital hänförligt till aktieägare dividerat med antalet aktier i cirkulation vid periodens slut.

Operativt kassaflöde per aktie: Koncernens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter 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: Koncernens vinst efter skatt hänförlig till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie efter full utspädning: Koncernens vinst efter skatt hänförlig till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning för utestående teckningsoptioner.

EBITDA per aktie efter full utspädning: Koncernens EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året efter full utspädning för utestående teckningsoptioner, EBITDA som används i denna rapport definieras som rörelseresultat före avskrivning av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

Börskurs vid periodens utgång: Börskursen i USD är baserad på börskursen i SEK omräknat till balansdagens kurs.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden: Antal aktier vid periodens början med tidsvågning för förändringar i antalet aktier efter full utspädning för utestående teckningsoptioner.

Räntabilitet på eget kapital: Koncernens vinst efter skatt dividerat med koncernens genomsnittligt eget kapital.

Räntabilitet på sysselsatt kapital: Koncernens resultat före skatt plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med genomsnittligt sysselsatt kapital (genomsnittet av balansomslutningen minus icke-räntebärande skulder).

Nettoskuldssättningsgrad: Koncernens netto räntebärande skulder i förhållande till eget kapital hänförligt till aktieägare.

Soliditet: Koncernens totalt eget kapital i förhållande till balansomslutningen.

Andel riskbärande kapital: Summan av totalt eget kapital och uppskjutna skatteskulder dividerat med balansomslutningen.

Räntetäckningsgrad: Koncernens resultat efter finansnetto plus räntekostnader plus/minus valutakursdifferenser på finansiella lån dividerat med räntekostnader.

Operativt kassaflöde/räntekostnader: Koncernens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med årets räntekostnad.

Direktavkastning: Utdelning i förhållande till börskurs vid räkenskapsårets utgång.

OLJE- OCH GASRESERVER

Bevisade och sannolika oljereserver	Summa Mbbl	Storbritannien Mbbl	Frankrike Mbbl	Nederländerna Mbbl	Tunisien Mbbl	Norge Mbbl	Indonesien Mbbl	Ryssland Mbbl
1 januari 2010	221 080	73 745	21 962	63	261	100 186	7 975	16 888

Förändringar under året								
- förvärv	-	-	-	-	-	-	-	-
- försäljningar	-80 175	-72 933	-	-	-	-	-7 242	-
- förändringar	26 653	-	1 509	25	625	23 368	-	1 126
- utvidgningar och fyndigheter	-	-	-	-	-	-	-	-
- produktion	-10 477	-812	-1 161	-2	-372	-6 076	-733	-1 321
31 december 2010	157 081	-	22 310	86	514	117 478	-	16 693

2011								
Förändringar under året								
- förvärv	4 037	-	-	-	-	4 037	-	-
- försäljningar	-	-	-	-	-	-	-	-
- förändringar	19 194	-	2 253	-9	-117	16 578	-	489
- utvidgningar och fyndigheter	12 934	-	1 314	-	120	11 500	-	-
- produktion	-10 238	-	-1 119	-	-267	-7 713	-	-1 139
31 december 2011	183 008	-	24 758	77	250	141 880	-	16 043

Bevisade och sannolika gasreserver	Summa MMscf ¹	Storbritannien MMscf	Nederländerna MMscf	Norge MMscf	Indonesien MMscf
1 januari 2010	208 739	30 607	19 897	124 163	34 072

Förändringar under året					
- förvärv	-	-	-	-	-
- försäljningar	-32 108	-30 607	-	-	-1 501
- förändringar	9 582	-	5 859	9 459	-5 736
- utvidgningar och fyndigheter	-	-	-	-	-
- produktion	-8 780	-	-4 530	-3 324	-926
31 december 2010	177 433	-	21 226	130 298	25 909

2011					
Förändringar under året					
- förvärv	-	-	-	-	-
- försäljningar	-	-	-	-	-
- förändringar	-9 955	-	1 141	-11 182	86
- utvidgningar och fyndigheter	10 230	-	3 130	7 100	-
- produktion	-11 479	-	-4 350	-4 587	-2 542
31 december 2011	166 229	-	21 148	121 629	23 453

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 2011 är 37 Mbbl (33 Mbbl) hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytande i andra dotterbolag i koncernen.

Reserverna per den 31 december 2011 har reviderats av Gaffney, Cline & Associates.

ANALYTIKER SOM FÖLJER LUNDIN PETROLEUM

Bank/Mäklare	Analytiker	Kontakt
ABG Sundal Collier	Anders Holte	anders.holte@abgsc.no
Arctic Securities	Magnus Berg	magnus.berg@arcticsec.no
Bank of America Merrill Lynch	Alejandro Demichelis	alejandro.demichelis@baml.com
BMO Capital Markets	Christopher Brown	christopher.brown@bmo.com
Carnegie	Alexander Vilval	alexander.vilval@carnegie.se
Cheuvreux	Joakim Ahlberg	jahlberg@cheuvreux.com
Collins Stewart	Thomas Martin	tmartin@collinsstewart.com
Credit Suisse	Arpit Harbhajanka	arpit.harbhajanka@credit-suisse.com
DnB NOR Markets	Espen Hennie	espen.hennie@dnbnor.no
SEB Enskilda	Julian Beer	julian.beer@enskilda.se
GMP	Peter Nicol	peter.nicol@gmpeurope.com
Goldman Sachs	Christophor Jost	christophor.jost@gs.com
Handelsbanken	Daniel Råvik	dara04@handelsbanken.no
Macquarie Securities Group	Mark Wilson	mark.wilson@maquarie.com
Nordea	Christian Kopfer	christian.kopfer@nordea.com
Pareto Öhman	Petter Hjerstedt	petter.hjerstedt@paretoohman.se
Royal Bank of Canada	James Hosie	james.hosie@rbccm.com
RS Platou Markets	Kristoffer Dahlberg	k.dahlberg@platoumarkets.com
Société Generale	David Mirzai	david.mirzai@sgcib.com
Swedbank/First Securities	Teodor Nilsen	teodor.nilsen@first.no

INFORMATION TILL AKTIEÄGARE

FINANSIELLA RAPPORTERINGSDATUM

Lundin Petroleum kommer att publicera följande rapporter:

- » 9 maj 2012 Rapport för de första tre månaderna (januari – mars 2012)
- » 10 maj 2012 Årsstämma 2012
- » 1 augusti 2012 Rapport för de första sex månaderna (januari – juni 2012)
- » 31 oktober 2012 Rapport för de första nio månaderna (januari – september 2012)
- » februari 2013 Bokslutsrapport 2012

Rapporterna finns tillgängliga på Lundin Petroleums hemsida, 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 det totala innehavet av aktier. Aktieägare kan också närvara genom ombud och aktieägaren skall i så fall utfärda en skriftlig och daterad fullmakt. Fullmaktformulär finns på hemsidan www.lundin-petroleum.com.

Årsstämman i Lundin Petroleum hålls torsdagen den 10 maj 2012 kl. 13.00 i Vinterträdgården, Grand Hotel, Södra Blasieholmshamnen 8 i Stockholm.

Deltagande

För att få rätt att deltaga vid årsstämman måste aktieägare:

- » dels vara införd i den av Euroclear Sweden AB förda aktieboken fredagen den 4 maj 2012
- » dels anmäla sitt deltagande till Lundin Petroleum senast fredagen den 4 maj 2012

Anmälan om deltagande kan ske:

- » 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 bör 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 fredagen den 4 maj 2012.

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 (latin: Mille)
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
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

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, övertygelse, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "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 försäkra 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 Petroleum's reserv- och resurser per den 31 december 2011 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 klassificering av reserver och resurser, se Reserver och resurser på sidorna 28 till 30.

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 energilikhärdighet som är främst tillämplig vid brännaren och representerar inte ett likvärdigt värde vid borrhuvudet.

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

Lundin

www.lundin-petroleum.com