

Ansvarsfull tillväxt

Årsredovisning 2013





Bolagsöversikt

Vår affärsmodell	2
Resultat 2013	3
Leverera värde genom organisk tillväxt	4
Förväntningar 2014	5
VD har ordet – C. Ashley Heppenstall	6
Ordföranden har ordet – Ian H. Lundin	8
Ansvarsfull tillväxt	10
Lundin Petroleums bidrag	11
Reserver, resurser och produktion	12
Oljemarknaden en översikt	18

Verksamheten

Verksamheten	20
Norge	22
Sydostasien	30
Kontinentala Europa	33
Ryssland	35

Samhällsansvar

Ansvarsfull verksamhet	36
Hälsa, säkerhet och miljö	38
Intressentdialog	40
Internationella åtaganden	42
Hållbara investeringar	43
Lundin Foundation	44

Bolagsstyrning

Bolagsstyrningsrapport 2013	46
Lundin Petroleums aktie och aktieägare	68
Risker och riskhantering	70

Finansiella rapporter

Innehåll finansiella rapporter	72
Förvaltningsberättelse	73
Koncernens finansiella rapporter	85
Redovisningsprinciper	90
Noter till koncernens finansiella rapporter	96
Moderbolagets årsredovisning	116
Moderbolagets finansiella rapporter	116
Noter till moderbolagets finansiella rapporter	119
Styrelsens försäkran	121
Revisionsberättelse	122

Ytterligare information

Finansiell femårsöversikt	123
Nyckeltal	124
Olje- och gasreserver	126
Information till aktieägare	127
Definitioner	129

Det här är Lundin Petroleum

Lundin Petroleum är ett av de största oberoende oljebolagen i Europa. Det har två strategiska fokusområden, Norge och Sydostasien. Norge är av särskild betydelse för Lundin Petroleum i och med att omkring 75 procent av bolagets reserver och produktion representeras av Norge. Utöver Norge har bolaget även verksamhet i Frankrike, Nederländerna, Ryssland, Malaysia och Indonesien.

Lundin Petroleum har verksamhet inom ett prospekterings- och oljeproduktionsbolags hela värdekedja; prospektering, utbyggnad och produktion. Att hitta olja genom prospektering är Lundin Petroleums kärnkompetens och bolaget har utvecklat en strategi som visat sig vara mycket framgångsrik i Norge. Denna strategi har antagits på alla nivåer inom bolaget och ger även resultat i Sydostasien och i övriga områden.



Vår affärsmodell

Lundin Petroleum's affärsmodell är att skapa hållbart värde genom prospektering och produktion av kolväten på ett ansvarsfullt sätt.

Lundin Petroleum's strategi för organisk tillväxt omfattar identifiering av viktiga kärnområden och därefter etablering av ett professionellt team med erfarenhet inom dessa områden, som använder senaste teknik för att prospektera efter olja och gas. Fyndigheter kommer att utvärderas och när dessa bedöms vara ekonomiskt lönsamma, påbörjas utbyggnadsfasen som till slut leder till produktion. Kassaflöde från produktion kommer att återinvesteras i prospekterings- och utbyggnadsstadierna. Lundin Petroleum anser att det är utvecklingen av denna affärsmodell som lett till tidigare framgångar och som kommer att fortsätta skapa resultat i framtiden.



Vår vision är att med fokus på våra kärnområden utveckla ett lönsamt prospekterings- och produktionsbolag på ett säkert och miljömässigt ansvarsfullt sätt för långsiktigt värde för våra aktieägare och samhället.

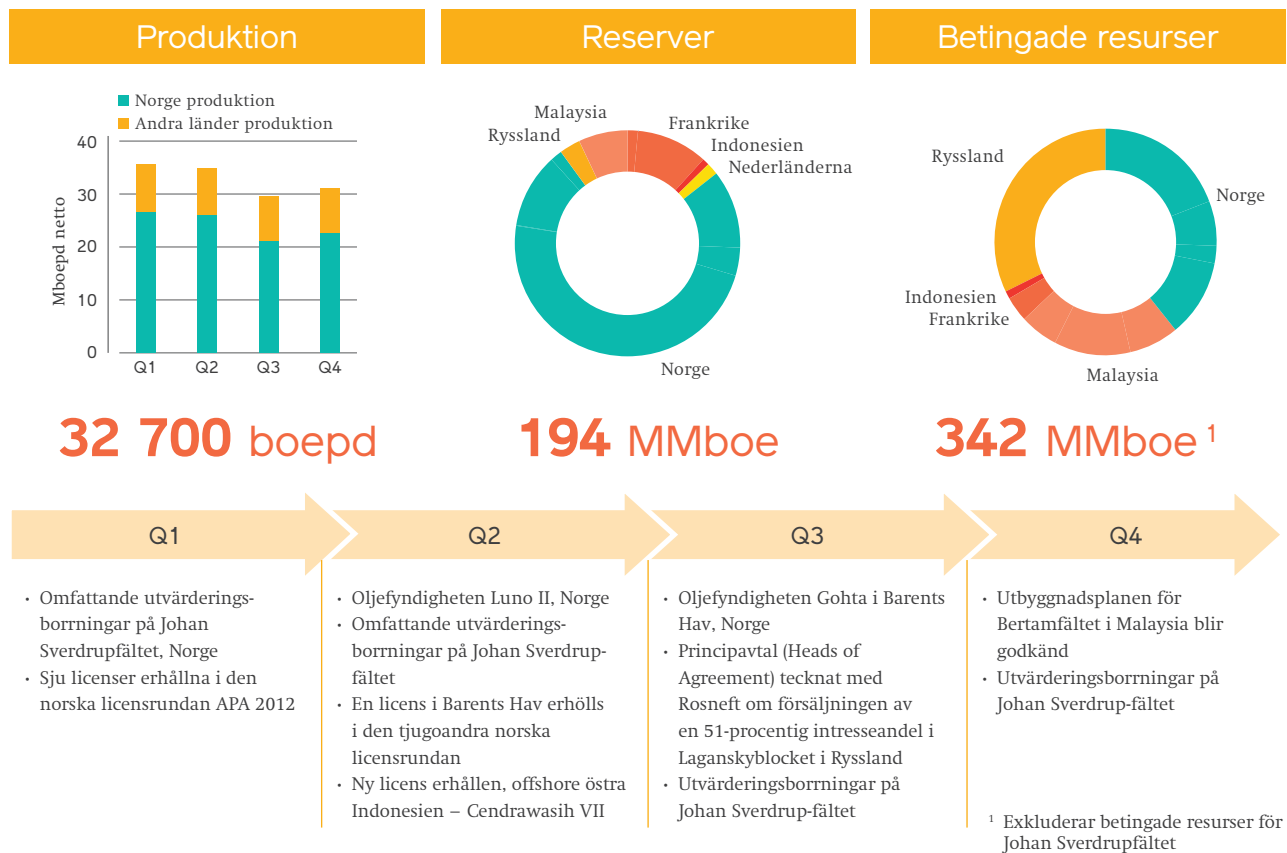
Lundin Petroleum följer följande strategi:

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

Lundin Petroleum har ett ansvar:

- att realisera och upprätthålla en god avkastning på investeringarna för aktieägarna och en fortsatt tillväxt av företagets tillgångar.
- att förse medarbetare med en säker arbetsmiljö och belönande arbetsvillkor.
- att hitta och producera olja och naturgas professionellt, effektivt och ansvarsfullt för värdländerna, ägare av naturresurserna.
- att bidra till utveckling och ökad levnadsstandard för lokalbefolkningar.
- att bidra till välfärdsskapande och begränsa eventuell negativ påverkan på miljön för samhället i stort.

Operativt Resultat 2013



Finansiellt Resultat 2013



Hållbarhet Resultat 2013



Leverera värde genom organisk tillväxt

Kreativt tänkande

Lundin Petroleum fokuserar på att bygga upp kärnområden för prospektering i utvalda länder, med en tydlig målsättning att växa organiskt. Strategin är att förbättra det tekniska kunnandet och därigenom utveckla nya prospekteringsmodeller. Detta uppnås genom att använda den senaste tekniken, inklusive insamling och bearbetning av 3D-seismiska data, och genom att skapa team av skickliga och erfarna medarbetare som uppmuntras att tänka kreativt och utmana konventionella teorier i sökandet efter nya oljereservoarer.

Omvandla fyndigheter till reserver och produktion

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

Frigöra värde

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 en tillgång bedöms vara undervärderad i förhållande till aktiekursen, kommer Lundin Petroleum att överväga alla tillgängliga alternativ för att avgöra hur det fulla värdet på denna tillgång kan realiseras.



Kevin Donnan och Paul Atkinson, Lundin Malaysia

Förväntningar 2014

2,1 miljarder USD investeringsbudget

Utbyggnad	Utvärdering	Prospektering
1 446 MUSD	302 MUSD	381 MUSD
Utbyggnadsprojekt	Utvärderingsprojekt	Prospekteringsprojekt
<p>Norge</p> <ul style="list-style-type: none"> • Brynhild • Edvard Grieg • Bøyla <p>Malaysia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bertam <p>Frankrike</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vert la Gravelle 	<p>Norge</p> <ul style="list-style-type: none"> • Johan Sverdup • Luno II • Edvard Grieg SE • Gohta <p>Malaysia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tembakau 	<p>18 prospekteringsborrningar 2014</p> <ul style="list-style-type: none"> • Norge – 6 borrningar • Malaysia – 3 borrningar • Indonesien – 3 borrningar • Nederländerna – 5 borrningar • Frankrike – 1 borring

Produktion

30 000–35 000 boepd

VD har ordet



Vi fortsätter i första hand att fokusera på att finna nya kolväteresurser genom våra prospekteringsborrningar

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Jag är mycket förväntansfull inför utsikterna för Lundin Petroleum när vi nu går in på ett nytt år. Vår huvudsakliga målsättning förblir att bygga långsiktigt och hållbart värde för våra aktieägare. Vi fortsätter att med den utgångspunkten primärt fokusera på att finna nya kolväteresurser genom prospekteringsborrning. Denna strategi har lett till oerhört positiva resultat de senaste tio åren och jag är övertygad om att vi har de licenser, de människor och de finansiella resurser som krävs för att upptäcka nya fält stora nog att ha en positiv påverkan på bolagets värdering. Vårt prospekteringsprogram under 2014 – med särskilt fokus på Barents hav, på den norska kontinentalsockeln och offshore Sabah i Malaysia – är enligt min mening mycket lovande.

Tillräckliga finansiella resurser för att finansiera verksamheten för överskådlig framtid

Den primära källan till finansiering av våra utbyggnads-, utvärderings- och prospekteringsprogram är det operativa kassaflödet från vår befintliga produktion. Vår nuvarande produktion är i huvudsak Brent råolja, med låga verksamhetskostnader och kontanta skatter, vilket genererar högt operativt kassaflöde. Vi hade ett operativt kassaflöde, netback¹ om 81,70 USD per fat under 2013, vilket genererade närmare 1 miljard USD i operativt kassaflöde. Jag förväntar mig att detta fortsätter under 2014 med operativt kassaflöde på mer än 1 miljard USD.

Vår andra finansieringskälla är banklån. Vi har mycket god uppbackning från våra 25 internationella banker som nyligen ökat vår revolverande kreditfacilitet till 4 miljarder USD för finansiering av vår löpande utbyggnads- och prospekteringsverksamhet. Denna större kreditfacilitet kommer att öka vår finansiella flexibilitet i och med att utgifterna för Johan Sverdruputbyggnaden kommer att bli aktuella och samtidigt ge oss möjlighet att fortsätta vårt aggressiva prospekteringsprogram. Vi är nu fullt finansierade för överskådlig framtid med tillräckliga resurser för att kunna hantera oförutsedda omständigheter.

Produktion från pågående projekt ökar till över 75 000 boepd

Vår genomsnittliga produktion under 2013 var 32 700 boepd och våra produktionstillgångar har i allmänhet genererat resultat enligt förväntan, med undantag för Brynhildutbyggnaden där produktionsstarten har försenats till andra kvartalet 2014. Vår förväntade produktion för 2014 ligger på mellan 30 000 och 35 000 boepd; däri inräknat att produktionsminskningen vid våra befintliga fält kompenseras av ny produktion från Brynhild. Vår produktion kommer under 2015 att öka till omkring 50 000 boepd i och med att vi påbörjar produktion vid Bøyla-, Bertam- och Edvard Griegfälten och produktionen kommer öka till över 75 000 boepd vid slutet av 2015.

¹ Netback: Operativt kassaflöde dividerat med totalt producerad volym

Utbyggnadsprojekt enligt plan

Samtliga våra utbyggnadsprojekt har gjort stora framsteg. Jag bedömer att de frustrerande förseningarna av Brynhildprojektet ligger bakom oss och att vi kan starta produktion enligt plan under andra kvartalet i år. Undervattensinstallationerna färdigställdes förra året. Arbetet med att modifiera FPSO:n Haewene Brim är nu i stort sett avslutat och fartyget är nu tillbaka på sin plats på Piercefältet i brittiska Nordsjön, där Shell är operatör.

Utbyggnadsplanen för Bertam, offshore Malaysia, godkändes 2013 och framstegen i projektet är uppmuntrande. Kontraktet för offshore-plattformen har tilldelats det malaysiska varvet TH Heavy Engineering (THHE) och monteringsarbetet pågår. Bertamprojektet kommer också använda den av oss till 100 procent ägda FPSO:n Ikdam, som flyttades till Malaysia efter att vi slutade att producera vid Oudnafältet, offshore Tunisien. Modifieringar av FPSO:n pågår vid Keppel Shipyard i Singapore för att anpassa fartyget till förutsättningarna på Bertam. Utbyggnadsborrning av Bertam kommer att påbörjas senare i år, med beräknad produktionsstart under första halvan av 2015.

Vi gör också goda framsteg med Edvard Griegprojektet. Jacketen är till stor del färdigställd och kommer installeras på plats i vår i samband med att vi påbörjar utbyggnadsborrningarna under det tredje kvartalet 2014. Upphandling av all utrustning för processdäcket har genomförts och bygget fortskrider i god ordning. Projektet följer budget och tidsplan för produktionsstart sent 2015.

Utvärdering – Johan Sverdrup, en unik tillgång

Utvärderingen av Johan Sverdrupfältet är i stort sett färdig. Fältets arbetande operatör Statoil tillkännagav nyligen en uppdaterad resursuppskattning för hela fältet på mellan 1,8 och 2,9 miljarder boe med planerad produktionsstart sent 2019. Beslut om utbyggnadskoncept togs av partnerskapet i februari 2014. Detta är dock ett mycket omfattande projekt och det är viktigt att vi gör rätt investeringar idag för att maximera värdet på lång sikt. Detta är nu genomfört och jag är övertygad om att alla partners i Johan Sverdrup är helt överens i de vägval vi gjort. Det är oerhört spännande att vara en betydande partner i detta projekt och följa det allteftersom det växer fram. Kvaliteten, det geografiska läget och storleken på Johan Sverdrupfältet är unika för vilket bolag som helst – inte bara för Lundin Petroleum – och kommer slutligen att leverera betydande långsiktigt värde.

Det är med tanke på Johan Sverdrups storlek ibland lätt att glömma resten av våra utvärderingsprojekt. Under de senaste två åren har vi gjort prospekteringsfyndigheter i Luno II och Gohta i Norge samt i Tembakau, offshore Malaysia. Vi kommer under 2014 att utföra utvärderingsborrningar på alla dessa fyndigheter, med potentialen att nästan dubbla våra befintliga reserver. Inga av våra förväntade produktionsnivåer inberäknar några bidrag från dessa potentiella utbyggnader.

Prospektering – Barents hav ökar i betydelse

Jag har nyligen fått kommentarer att Lundin Petroleum inte längre skulle vara ett prospekteringsfokuserat bolag och att vi inte

längre skulle vara exponerade mot någon avgörande potential i våra borrprogram. Detta är, enkelt uttryckt, felaktigt på bäge punkter.

Vi tillkännagav sent förra året vårt prospekteringsprogram för 2014, vilket under året kommer att ha över 600 miljoner fat oljeekvivalenter (obekräftade) som målsättning. Låt mig ännu en gång poängtera att prospektering förblir ett huvudfokus för oss, inte bara i år utan för överskådlig framtid.

Vi bedömer att det i Norge finns fler kolväten att upptäcka på Utsirahöjden. Vi ligger i framkant vad gäller prospektering i regionen och innehar fortfarande den största arealen – i ett område som nu utvecklar infrastruktur i och med utbyggnaderna av Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Vi är också mycket förväntansfulla inför utvecklingen i Barents hav, som vi ser växa fram som en oljeproducerande region inom de närmsta åren. Det har gjorts ett antal viktiga fyndigheter i Barents hav de senaste månaderna, inklusive våra framgångar i Gohta, och vi ser en markant ökad aktivitet från branschen i regionen. Vi innehar redan en avsevärd areal i området och det gläder mig att vi nyligen tilldelades ytterligare fyra licenser i den senaste APA licensrundan 2013. Vårt mål är att under de närmsta fem åren ligga i framkant vad gäller prospektering i Barents hav, där vi tror det finns potential att upptäcka stora nya oljeresurser.

Även i Sydostasien kommer 2014 att bli ett intensivt år. Vår strategi – att insamla ny 3D-seismisk data från områden som under senare år förbisets av de stora oljebolagen – har redan gett positiva resultat, som utbyggnad av Bertam och sannolik utbyggnad av Tembakau. Vi kommer i år att borra i Sabah, där vi bedömer att det finns potential att upptäcka stora oljefyndigheter i närheten av befintlig infrastruktur. Vi förstärker även vår portfölj i outvecklade områden som Cendrawasih VII-licensen i östra Indonesien, vilken innehåller flera mycket intressanta strukturer vi hoppas kunna borra under 2015.

Lundin Petroleum

Lundin Petroleum befinner sig totalt sett i ett mycket bra läge. Vi är fullt finansierade med stora, betydande projekt, som Johan Sverdrup, vilka ligger i politiska lågriskområden och kommer producera Brent råolja i många år framöver. Vi förpliktar oss att etablera de åtgärder som krävs för att säkerställa att våra aktiviteter, var vi än verkar har en gynnsam socioekonomisk effekt och en begränsad påverkan på miljön. De investeringar vi gör idag kommer enligt min mening leda till en långsiktig värdetillväxt för våra aktieägare. Jag vill tacka för ert förtroende och fortsatta stöd.

Med vänlig hälsning



C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD



Lundin Petroleum's strategi – att upptäcka resurser – är det bästa sättet att skapa hållbara värden, inte bara för våra aktieägare utan också till gagn för samhället

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Ordföranden har ordet

Den 13 februari 2014 uppnådde Lundin Petroleum ett mycket viktigt mål, en milstolpe, i och med att bolaget tillsammans med de andra licensinnehavarna tillkännagav det slutgiltiga utbyggnadskonceptet för Fas 1 av det gigantiska Johan Sverdrupfältet. Tillkännagivandet var ett resultat av ett nära och framgångsrikt samarbete mellan alla intressenter, liksom av mer än tre års utvärderingsborrningar, geologiska och geofysiska utvärderingar, samt teknik- och miljöpåverkansstudier i syfte att ta fram rätt utbyggnadskoncept för fältet.

Det största utbyggnadsprojektet

Johan Sverdrup kommer att bli det största utbyggnadsprojektet på norska kontinentalsockeln sedan 1980-talet. Utbyggnadens första fas har planerad produktionsstart i slutet av 2019 med en förväntad bruttoproduktionskapacitet på mellan 315 000 och 380 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd). När fältet når sin platåproduktion på 550 000 till 650 000 boepd kommer det att stå för omkring 25 procent av Norges totala oljeproduktion. Bruttoinvesteringen för Fas 1 är mellan 100 och 120 miljarder NOK (16 och 20 miljarder USD).

För Norges del kommer Johan Sverdrup under fältets livstid att ge över 150 miljarder USD i skatteintäkter och skapa tusentals arbetstillfällen i årtionden framöver. Med upptäckten av Johan Sverdrup 2010 etablerade sig Lundin Norway som en av de ledande aktörerna på den norska kontinentalsockeln.

Fortsätt tillväxt

Idag är Lundin Norway den näst mest aktiva operatören i Norge med 62 licenser från den södra delen av norska kontinentalsockeln till Barents hav. Bolaget driver två utbyggnadsprojekt; Brynhild, som kommer att tas i produktion i andra kvartalet av 2014, och Edvard Grieg med produktionsstart i slutet av 2015. Bolaget har också säkrat riggkapacitet för att uppfylla alla sina borrningsåtaganden och mer därtill. Det pågående prospekteringsborrprogrammet fortsätter att ge resultat med två nya fyndigheter gjorda under 2013, en på Utsirahöjden kallad Luno II och en i Barents hav kallad Gohta. Gohtafyndigheten bevisade förekomsten av ytterligare källbergart i Barents hav och vi är övertygade om att det finns potential att upptäcka mer olja i området. Allt eftersom Lundin Norway utvecklas och mognar till ett fullt integrerat prospekterings- och produktionsbolag ser vi, medan vi fortsätter att växa, med tillförsikt framtiden an.



Ian H. Lundin (mitten) med Torstein Sanness (höger) och Hans Christen Rønnevik (vänster)

Lundin Petroleums verksamhet i Sydostasien och Europa utvecklas väl. Bolagets första utbyggnadsprojekt i Malaysia, Bertamfältet, beräknas påbörja produktion under 2015. Borrprogrammet för Sydostasien under 2014 innehåller ett flertal potentiella strukturer.

Skapa bestående värde

Våra prospekteringsframgångar de senaste åren är det främsta beviset på att Lundin Petroleums strategi – att upptäcka resurser – är det bästa sättet att skapa hållbara värden, inte bara för våra aktieägare utan också till gagn för samhället. När vi nu går vidare framåt är jag övertygad om vikten av att aldrig tappa våra kärnvärderingar och vår blygsamma start ur sikte. Jag hoppas också att den entreprenörsanda som präglade vår grundare, och som bolagets ledning så väl tillägnat sig, även fortsatt ska vara drivkraften i vårt bolag.

Olje- och gasindustrin står inför enorma utmaningar när det gäller att möta det globala energibehovet av kolväten på ett ekonomiskt, effektivt och miljövänligt sätt.

Våra ambitioner, liksom samhällets förväntningar, vad gäller hälsa, säkerhet och miljö växer kontinuerligt, vilket naturligtvis också medför kostnader. Tekniska innovationer kommer att

spela en stor roll när det gäller att möta dessa förväntningar. Men från ett ekonomiskt och regelverksmässigt perspektiv kommer det samtidigt att bli svårare att göra investeringar i vissa känsliga områden. Olja och gas fortsätter att vara förstahandsvalet vad gäller bränsle för kraftproduktion och drivmedel för transporter, liksom vad gäller råmaterial för kemikalier och de flesta syntetiska produkter – men förnybara energislag blir snabbt alltmer tillgängliga och konkurrenskraftiga. I takt med att miljömedvetandet växer parallellt med förbättrade förhållanden för levnadsstandard, hälsa och utbildning kommer världen onekligen att se bättre ut för kommande generationer.

Jag skulle vilja rikta ett särskilt tack till alla kvinnor och män på Lundin Petroleum som ansvarsfullt och med stor omsorg om vår miljö arbetar för att säkerställa en hälsosam och lovande framtid för bolaget och samhället i stort. Slutligen, många tack till Er aktieägare för Ert fortsatta stöd.

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Ansvarsfull tillväxt



Lundin Petroleum förpliktat sig att etablera de åtgärder som krävs för att säkerställa att våra aktiviteter, var vi än verkar, har en gynnsam socioekonomisk effekt och en begränsad påverkan på miljön

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Ett hållbart förhållningssätt

Som ett ansvarsfullt bolag följer Lundin Petroleum inte bara gällande lagstiftning, utan strävar också efter att bedriva sin verksamhet i enlighet med bästa branschpraxis och de principer för socialt ansvarstagande som formulerats i erkända internationella initiativ. Bolaget har integrerat åtaganden och strategier för samhällsansvar i sin verksamhet genom policies, riktlinjer och rutiner och strävar efter ständiga förbättringar.

Till följd av karaktären på olje- och gasverksamheter har Lundin Petroleum fokuserat på att implementera och utveckla ett robust ramverk för hälsa, säkerhet och miljö (HSE). Policies för hälsa, säkerhet och miljö anger bolagets engagemang inom dessa områden. Företagets ledningssystem för HSE, Green Book, säkerställer att dessa policies omsätts väl i praktiken. Lundin Petroleums medarbetare över hela världen utbildas i tillämpningen av bolagets uppförandekod, policies för samhällsansvar och HSE-ledningssystem, Green Book för att säkerställa förståelse och efterlevnad.

Som en del av det proaktiva arbetet för att tillhandahålla en säker arbetsmiljö rapporteras och sprids erfarenheter och lärdomar kontinuerligt inom hela bolaget. Lundin Petroleum har också stärkt och utvecklat sitt system för riskhantering, vilket integrerar detta synsätt inom alla verksamhetsområden. Sedan Lundin Petroleum grundades år 2001 har inga arbetsrelaterade dödsfall inträffat.



Frøydis Eldevik, Lundin Norway, under ett besök på Kvaerner varv i Verdal, Norge

Målet för Lundin Petroleums policies för hälsa, säkerhet och miljö (HSE) är nolltolerans för:

- Dödsfall
- Olyckor
- Skador på miljön

Hållbara investeringar

För att öka omfattningen och effekterna av Lundin Petroleums hållbara investeringsprojekt ingick bolaget 2013 ett samarbete med Lundin Foundation. Lundin Foundation är en välgörenhetsorganisation som ursprungligen grundades av familjen Lundin. Lundin Foundation stöds för närvarande av ett antal börsnoterade råvarubolag som har förbundit sig till Corporate Responsibility på högsta nivå. Lundin Foundation tillhandahåller riskkapital, teknisk assistans, och strategiska bidrag till framstående samhälleliga företag och organisationer över hela världen, i syfte att bidra till varaktiga förbättringar inom social och ekonomisk utveckling.



Lundin Petroleums bidrag

Förser världen med en viktig resurs

Olja är fortfarande den främsta källan till världens energiförbrukning och väntas förbli så i årtionden framöver. Världens årliga oljeförbrukning uppgår för närvarande till cirka 33 miljarder fat. Det innebär att 33 miljarder fat olja behöver ersättas varje år för att upprätthålla en konstant reservbas och säkerställa tillräcklig tillgång på olja. För att sätta detta i ett sammanhang så uppskattas det gigantiska Johan Sverdrupfältet innehålla resurser på mellan 1,8 och 2,9 miljarder boe. Dagens oljeutbud kan endast upprätthållas genom ökad produktion från existerande fyndigheter med hjälp av nya metoder och ny teknologi för utbyggnad av oljetillgångar, eller genom nya upptäckter.

Att göra nya fyndigheter är Lundin Petroleums kärnkompetens. De oljefyndigheter som bolaget har gjort i Norge kommer att förlänga landets oljeproduktion med flera decennier.

Social utveckling

En oljefyndighet är en stor ekonomisk resurs som skapar välfärd och sysselsättning som inte bara gynnar Lundin Petroleums anställda, deras familjer och bolagets aktieägare utan även lokalsamhällen och samhället i sin helhet.

Investeringar

Lundin Petroleums verksamhet genererar intäkter när olja produceras. Prospekterings- och utbyggnadsfaserna kräver å andra sidan stora investeringar, i synnerhet borrhning och konstruktion av anläggningar och infrastruktur. Lundin Petroleums investeringsbudget för 2014 uppgår till 2,1 miljarder USD.

Skatter och licenser

Ett av Lundin Petroleums huvudsakliga finansiella bidrag till samhället utgörs av skattebetalningar i form av bolags- och produktionsskatter på försäljningsintäkter från olje- och gasproduktion. Lundin Petroleums gigantiska Johan Sverdrup fyndighet förväntas till exempel att under sin livstid generera över 150 miljarder USD i skatteintäkter.

Mer information om Lundin Petroleums Corporate responsibility finns på sidorna 36–45.

Reserver, resurser och produktion



Lundin Petroleum är verksamt i alla faser av ett prospekterande och producerande oljebolags livscykel.

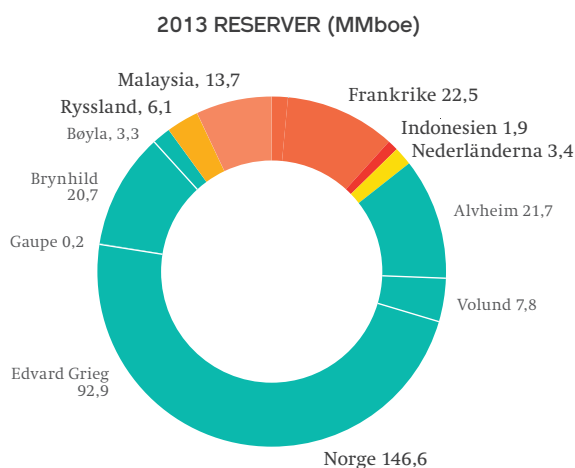
Geologisk analys av Lundin Petroleums prospekteringsareal identifierar borrhbara strukturer som klassificeras som prospekteringsresurser. Kolväten som upptäcks genom prospekteringsborrning klassificeras som betingade resurser och utvärderas för att fastställa kommersialitet och framtida utbyggnadsmöjligheter. Kolvätena klassificeras som reserver när en fyndighet bedöms vara kommersiellt utvinningsbar och det finns en säkerhet kring utbyggnaden.

Reserver

Om inte annat anges avser alla reservsestimat i denna årsredovisning "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P-reserver".

Betingade resurser

Om inte annat anges avser alla betingade resursestimat i denna årsredovisning obekräftade uppskattningar enligt bästa estimat.



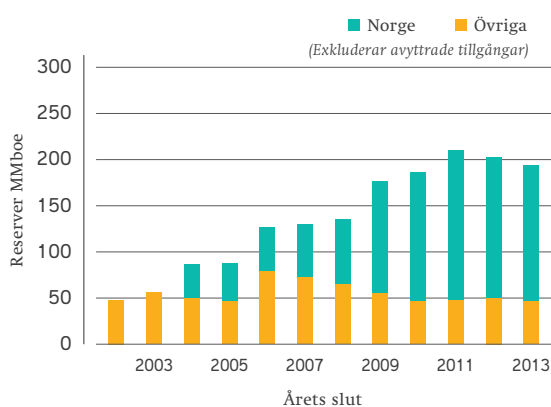
Reserver vid slutet av 2013

194 MMboe

SAMMANFATTNING RESERVER	MMboe
Slutet av 2012	201,5
– Producerad (exklusive avyttringar/förvärv)	-11,9
+ Nya reserver (exklusive avyttringar/förvärv)	4,5
Slutet av 2013	194,1

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

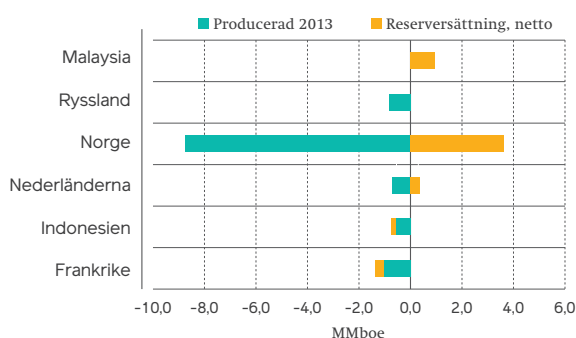
ÖVERSIKT RESERVER



I slutet av 2013 uppgick Lundin Petroleums reserver till 194,1 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe). Från 2002 till 2011 fyrdubblade Lundin Petroleum sin reservbas (se grafen Översikt Reserver). Under 2012 och 2013 var produktionen större än tillskottet på reserver, vilket resulterade i en liten minskning av de totala reserverna. Under 2014 kommer dock utvärderingsborrningar att genomföras på fyndigheterna Gohta, Luno II och Tembakau, med potential att tillföra reservbasen 90 till 180 MMboe. Dessutom kommer resurser från Johan Sverdrup att omklassificeras till reserver när godkännande av utbyggnadsplan (PDO) och samordningsavtal (unitisation) har erhållits.

Under 2013 identifierades 4,5 MMboe nya reserver, vilket innebar en två-procentig ökning av reserver jämfört med 2012, exklusive 2013 års produktion om 11,9 MMboe.

2013 FÖRÄNDRINGAR RESERVER



Grafen Förändringar Reserver visar ett tillskott av reserver från fortsatt goda resultat från Volundfältet i Norge, liksom tillskottet av ytterligare två kompletterande borrningar på Alvheimfältet i Norge. Utbyggnadsplanen för Bertamfältet i Malaysia godkändes i september 2013. Reserverna för Bertamfältet har ökat till följd av att bränsleförbrukningen vid produktionen har optimerats. Dessa ökning av reserver, i jämförelse med en total produktion om 11,9 MMboe under 2013, resulterade i reserversättningsgrad på 38 procent vid slutet av 2013.

Av de totala reserverna om 194,1 MMboe är 92 procent relaterade till olja och flytande naturgas (Natural Gas Liquids, NGL). Lundin Petroleum redovisar alla sina reserver i fat oljeekvivalenter per sin licensandel. Samtliga reserver är föremål för oberoende revision av ERC-Equipoise Ltd. (ERCE).

Betingade resurser slutet av 2013, exklusive Johan Sverdrup

342 MMboe

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

Lundin Petroleum har 342 MMboe betingade resurser, exkluderat Johan Sverdrupfältet i Norge. Under 2013 upptäcktes två nya fält i Norge: Gohta- och Luno II-fyndigheterna, som resulterade i ytterligare betingade resurser om 66 MMboe respektive 22 MMboe. Båda fälten kommer att utvärderas under 2014. Denna ökning kompenserade den minskning av betingade resurser om 8 MMboe som återlämnandet av Peiklicensen i Norge inneburit för bolaget.

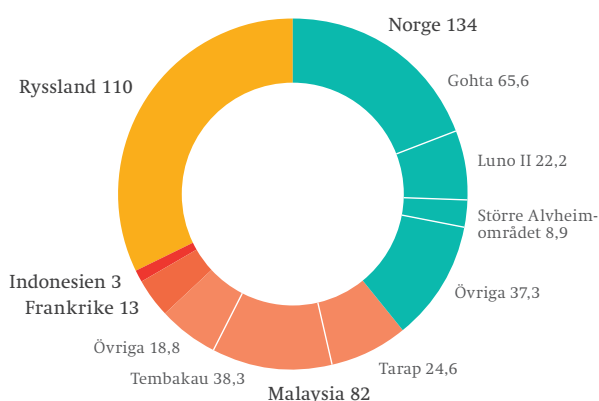
Alla rapporterade betingade resurser, med undantag av Salinafyndigheten, har genomgått en intern revision av en kvalificerad olje- och gasresursrevisor i enlighet med kanadensiska NI-101 och COGE-handboken. De betingade resurserna i Salina (7 MMboe) är estimerat från norska Oljedirektoratet.

Johan Sverdrups betingade resurser har vid slutet av 2013 exkluderats från Lundin Petroleums estimerat i avvaktan på slutförandet av utbyggnadsplan och samordningsavtal (unitisation). I estimerat av betingade resurser vid slutet av 2011 och 2012 inkluderades Johan Sverdrup. Fältet, som upptäcktes 2010, innehåller vid slutet av 2013 betingade bruttoresurser om mellan 1,8 och 2,9 miljarder boe enligt Statoil som är arbetande pre-unitoperatör. Johan Sverdrupfältet är beläget i licenserna PL501, PL502 och PL265. Lundin Petroleum har en 40-procentig andel i PL501 och en 10-procentig andel i PL265.

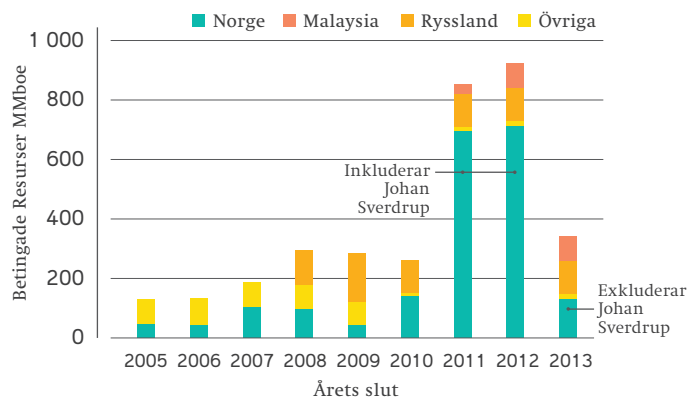
Vid slutet av 2013 hade 20 borrhningar och sex sidospårborrhningar genomförts på Johan Sverdrupfältet. Fältets utvärderingsprogram är nu nästintill slutfört. Ytterligare två utvärderingsborrhningar kommer att genomföras under 2014. Beslut om utbyggnadskoncept för Fas 1 togs i februari 2014. Förprojektering (front end engineering and design, FEED) har påbörjats och godkännande av utbyggnadsplan förväntas under 2015.

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

BETINGADE RESURSER (MMboe)



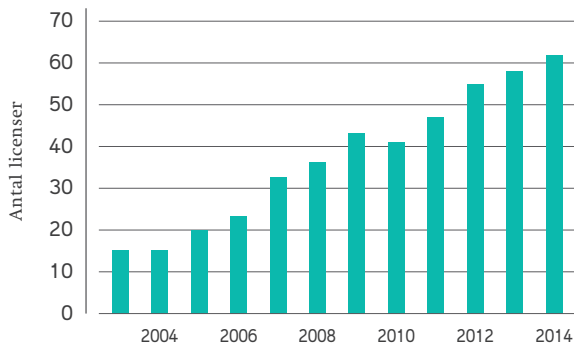
ÖVERSIKT BETINGADE RESURSER



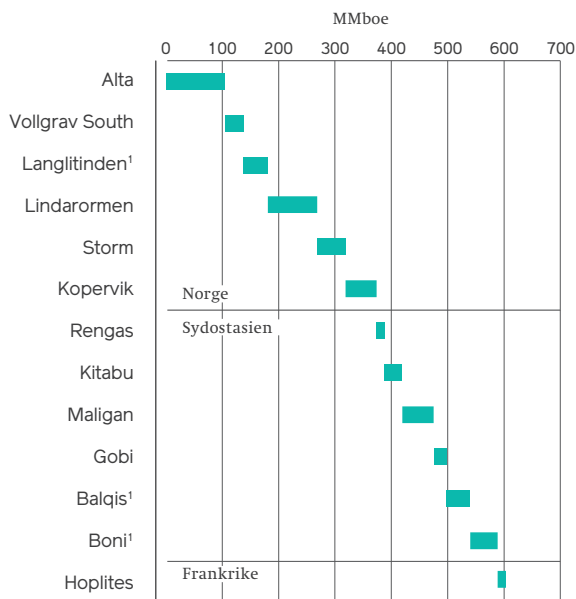
Prospekteringsresurser i sikte 2014

600 MMboe

NORGE – ANTAL LICENSER



PROSPEKTERINGSRESURSER, OBEKRÄFTADE, NETTO VID
SLUTET AV 2014



Ovanstående graf visar alla planerade prospekteringsborraktiviteter från 1 januari till 31 december 2014, exklusive prospekteringsborrning i Nederländerna.

¹ Dessa borrningar har genomförts under det första kvartalet 2014 och fann inga kolväten.

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

I Norge är Lundin Petroleum nu den näst största innehavaren av areal, som operatör, efter Statoil och har de senaste 10 åren varit den mest framgångsrika prospektören. Vid slutet av 2013 har Lundin Petroleum genomfört 35 prospekteringsborrningar vilket resulterat i 14 kommersiella fyndigheter till en ackumulerad prospekteringskostnad om 0,5 USD per boe. Lundin Petroleum tilldelades nio nya licenser i 2013 års APA-licensrunda, vilket ökade bolagets totala licensareal till 23 000 km². Under 2014 planerar Lundin Petroleum att genomföra sex prospekteringsborrningar i Norge med sikte på över 370 MMboe prospekteringsresurser. Det kommer att ske fortsatt prospekteringsverksamhet bortom 2014 på Utsirahöjden (Johan Sverdrupområdet) och i Barents hav. Lundin Petroleum anser att Barents hav kommer att bli en betydande oljeproducerande region.

Sedan Sydostasien etablerades som ett kärnområde 2008 har Lundin Petroleum nu totalt 12 produktionsdelningskontrakt i Malaysia och Indonesien. I Malaysia är Lundin Petroleum den näst största arealinnehavaren efter Petronas med en total licensareal om 34 000 km². Under 2014 planeras sex prospekteringsborrningar, tre i Malaysia och tre i Indonesien, med sikte på 216 MMboe prospekteringsresurser.

Under 2013 tilldelades Lundin Petroleum blocket Cendrawasih VII i den östra delen av Indonesien. Detta prospekteringsblock har ett bevisat petroleumsystem och befinner sig på grunt vatten i ett utvecklat område. Baserat på befintlig 2D- och 3D-seismik har bolaget identifierat ett flertal strukturer med en potential på många miljarder fat olja och/eller triljoner kubikfot gas.

Dessutom planeras en prospekteringsborrning i Frankrike och fem prospekteringsborrningar i Nederländerna.

Lundin Petroleum redovisar endast uppskattade prospekteringsresurser för de potentiella strukturer som skall borraras under det kommande året. Ytterligare potentiella strukturer med prospekteringsmöjligheter har dock identifierats i den stora portföljen av prospekteringslicenser och är under utveckling för borrning under kommande år. I Norge har riggkapacitet redan säkerställts för att genomföra ytterligare prospekteringsborrningar in i 2017. I Sydostasien har ny 3D-seismik förvärvat för stora arealer inom bolagets kärnområden, i syfte att underlätta utvecklingen av ytterligare prospekteringsmöjligheter och kommer att leda till ytterligare prospekteringsborrningar.

Produktion

Utfall 2013

32 700 boepd

Förväntningar 2014

30 000–35 000 boepd

När Edvard Griegfältet har uppnått platåproduktion, väntas Lundin Petroleums nettoproduktion vara över 75 000 boepd.

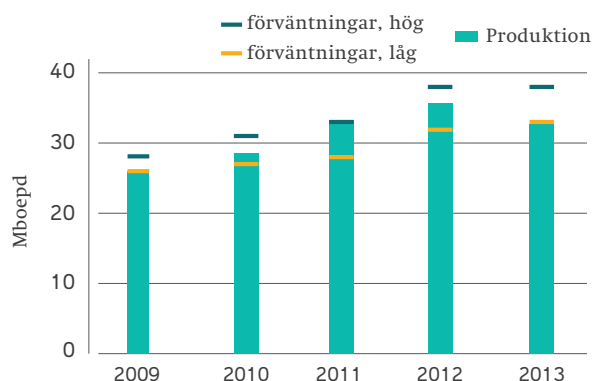
Under 2013 producerade Lundin Petroleum 11,9 MMboe med ett genomsnitt på 32 700 boepd. I början av 2013 uppskattades produktionen för helåret till mellan 33 000 och 38 000 boepd. Fortsatt stark produktion på Volundfältet togs delvis ut av lägre än förväntad produktion från Alvheimfältet i Norge på grund av problem med integriteten i tre produktionsborrningar. Produktionen under fjärde kvartalet 2013 påverkades dock framförallt av den försenade produktionsstarten av Brynhildfältet i Norge. Försenad vattenproduktion på Volundfältet bidrog dessutom till att fjärde kvartalets produktion blev lägre än förväntat.

Lundin Petroleums produktion för 2014 förväntas ligga på mellan 30 000 och 35 000 boepd, dvs. på liknande nivåer som under 2013. Goda produktionsresultat förväntas från Alvheimfältet där två borrningar som genomgått underhållsarbete förväntas att tas åter i produktion i april 2014. Ytterligare borrningar på Alvheimfältet förväntas under 2014 och 2015, men de kommer endast att bidra till produktionen 2015 och framåt. Produktionsstart för Brynhildfältet förväntas under andra kvartalet 2014. Totalt kommer fyra borrningar att genomföras på Brynhildfältet.

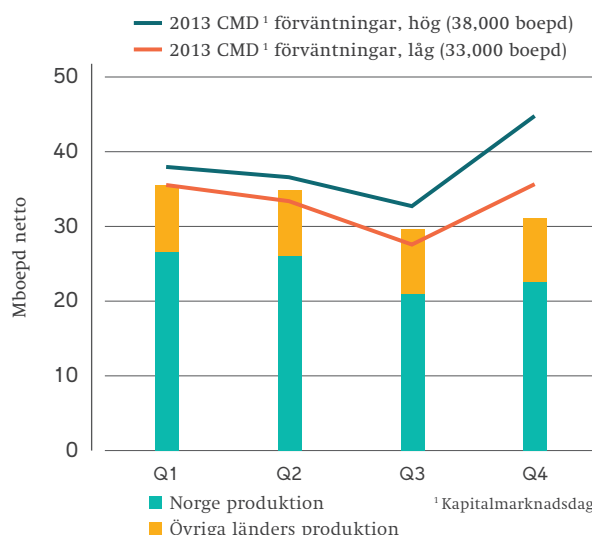
Utbyggnaden av Bøyla- och Edvard Griegfälten fortskrider enligt plan. Beräknad produktionsstart för Bøylafältet är under första kvartalet 2015 och för Edvard Griegfältet under fjärde kvartalet 2015. Utbyggnadsplanen för Bertamfältet godkändes av Petronas i september 2013. Montering av en offshoreplattform (wellhead plattform) och modifiering och livstidsförlängande arbete på FPSO:n pågår och produktionsstart beräknas till andra kvartalet 2015. Dessa utbyggnadsprojekt kommer öka produktionen till ett genomsnitt på runt 50 000 boepd under 2015. När Edvard Griegfältet når platåproduktion förväntas Lundin Petroleums nettoproduktion överstiga 75 000 boepd.

Det gigantiska oljefältet Johan Sverdrup, med planerad produktionsstart sent 2019, har potential att vid platåproduktion fördubbla den nuvarande nettoproduktionen. Detta inkluderar inte tillskott från resten av de betingade resurserna, ej heller något tillskott från de prospekteringsborrningar Lundin Petroleum planerar att genomföra.

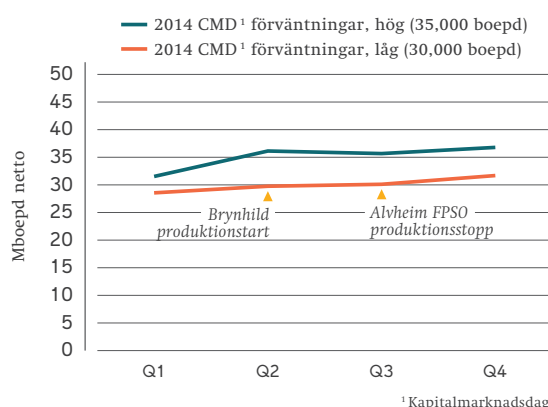
PRODUKTION jfr. FÖRVÄNTNINGAR



PRODUKTIONSRISULTAT 2013



FÖRVÄNTAD PRODUKTION 2014



Vi är Lundin Petroleum



Det är mitt jobb att ge råd avseende bolagets subsurface projekt inklusive reserv- och resurshantering

Ryan Adair
Group Subsurface Manager



Definition Reserver

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

Definition Resurser

Betingade Resurser	Prospekteringsresurser
<p>Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinna 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-, tekniska, politiska och regulatoriska frågor eller avsaknad av efterfrågan. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de betingade resurserna.</p>	<p>Prospekteringsresurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinna från upptäckta ansamlingar genom framtida utbyggnadsprojekt. Det finns en osäkerhet avseende både upptäckten och utbyggnaden av prospekteringsresurser. Det är inte säkert att någon del av prospekteringsresurserna kommer att upptäckas. Om de upptäcks är det inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt att producera någon del av prospekteringsresurserna.</p>

Oljemarknaden

En översikt

Oljemarknaden – VD har ordet

Priset på Brent råolja har, i enlighet med våra förväntningar, legat kvar en bra bit över 100 USD per fat och personligen tror jag att det kommer att fortsätta på den nivån. Den revolutionerande utvecklingen för skifferolja i USA gör att utbudet på olja fortsätter att öka, men samtidigt innebär den geopolitiska osäkerheten i Mellanöstern och Nordafrika att utbudet påverkas negativt. Den kinesiska ekonomin har saktat ner, men tillväxten är fortfarande stark med fortsatt hög efterfrågan på råvaror, inklusive olja. Denna kinesiska efterfrågan, i kombination med att efterfrågan i den industrialiserade världen enligt min uppfattning blir större än prognos, kommer att säkerställa att oljepriserna ligger fast.

Priserna kommer också att hållas uppe av de höga kostnadsnivåerna i vår bransch, som under senare år har pressat lönsamhetsmarginalerna hårt. Den nivå av kostnadsinflation vi upplevt de senaste 10 åren är inte hållbar utan kommer att påverka framtida produktion och leda till att vissa projekt döms ut som oekonomiska.

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Befolkningsökning och ekonomisk tillväxt

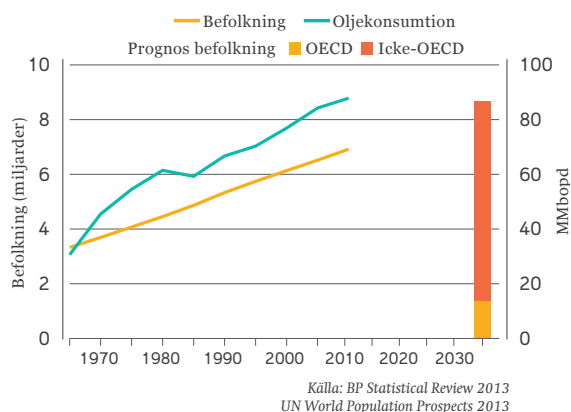
Både befolkningsökning och ekonomisk tillväxt spelar avgörande roller när det gäller påverkan på efterfrågan på olja och oljeprodukter, i synnerhet i utvecklingsländerna där energikonsumtionen är mycket lägre än i den industrialiserade världen.

Världens befolkning uppgick år 1960 till tre miljarder människor, en siffra som vid sekelskiftet hade fördubblats till sex miljarder. Likaledes har den långsiktiga ekonomiska tillväxten fortsatt med oförminskad styrka och under det senaste decenniet i snitt legat på två procent per år i industrialiserade länder och sex procent per år i utvecklingsländer. Om vi blickar framåt förväntas världens befolkning växa till mer än åtta miljarder människor 2035, med en långsiktig BNP-tillväxt på mellan två och tre procent per år.

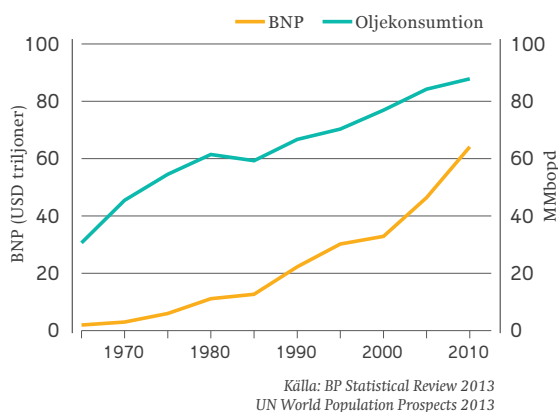
Eftersom det är industrialiseringen av utvecklingsländerna som driver den framtida tillväxten kommer dessa länders energiintensitet sannolikt att öka och skillnaden i oljekonsumtion per capita jämfört med de industrialiserade länderna kommer att minska. Industrialiserade länder konsumerar mer än fem gånger så mycket som utvecklingsländer.

Det innebär en stor utmaning för energiindustrin att kunna möta denna ökande efterfrågan på olja, i synnerhet satt i relation till industrins förmåga att ersätta producerad olja med nya reserver.

BEFOLKNING jmf. OLJEKONSUMTION



BNP HISTORIK jmf. OLJEKONSUMTION

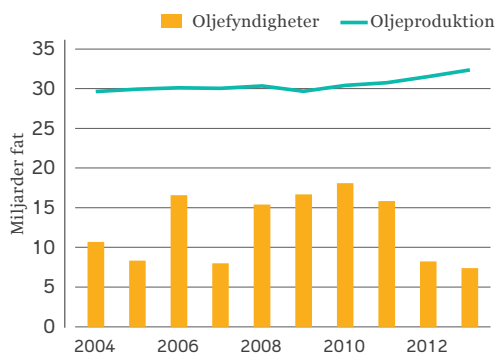


Oljekonsumtion och fyndigheter

Under det senaste decenniet har det gjorts nya oljefyndigheter motsvarande ungefär en tredjedel av den olja som konsumerats. På lång sikt kommer det att bli svårt att hantera denna situation utan att antingen satsa på en kombination av utveckling av nya metoder för effektivare energikonsumtion och ökade ansträngningar för att prospektera och finna nya resursansamlingar, eller att minska efterfrågan på olja.

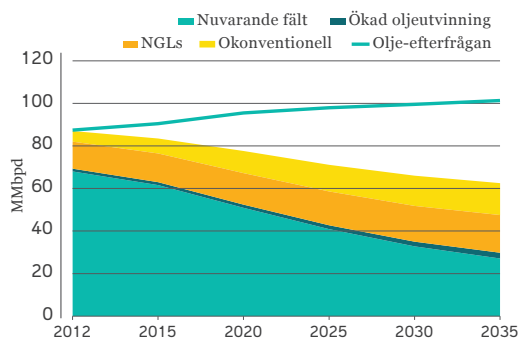
Lundin Petroleum är övertygat om att denna kombination av makro- och utbudsekonomiska utmaningar långsiktigt kommer att fortsatt hålla oljepriserna på en hög nivå. Lundin Petroleum visar fortsatt sin förmåga att möta de utbudsekonomiska utmaningar som industrin står inför genom att öka bolagets resurs- och reservbas, vilket kommer att mer än fördubbla nuvarande produktionsnivåer tills slutet av 2015 och fyrdubbla dem när Johan Sverdrup når platåproduktion. Att göra detta i ett läge där höga råvarupriser råder kommer naturligtvis att leda till långsiktigt värdeskapande för aktieägarna.

OLJEKONSUMTION jmf. FYNDIGHETER



Källa: BP Statistical Review 2013
WoodMac Global Exploration Review of 2012

OLJEUTBUD



Källa: IEA World Energy Outlook 2013



Vår kärnkompetens är att hitta olje- och gasresurser

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

NORGE

62
Licenser

MALAYSIA

6
Licenser

INDONESIEN

6
Licenser

FRANKRIKE

19
Licenser

NEDERLÄNDERNA

21
Licenser

RYSSLAND

3
Licenser

Prospektera efter resurser

Olje- och gasprospektering är Lundin Petroleums kärnkompetens. Genom att ständigt ifrågasätta och omvärdera etablerade sätt att analysera geologiska data har Lundin Petroleum bevisat sin förmåga att hitta nya fyndigheter.

Lundin Petroleum har stor tillit till sina anställda och ger dem stort ansvar. Företagets framgång vilar på skickliga medarbetare med stor erfarenhet och betydande teknisk och geologisk expertis. Lundin Petroleum använder konventionella metoder och tillgängliga data, men företagets integrerade team av geologer, geofysiker och tekniska experter har utvecklat en kreativ metod för att analysera den tillgängliga informationen och därmed utvecklat ett nyskapande tillvägagångssätt för olje- och gasprospektering. Lundin Petroleums prospekteringsstrategi går ut på att inom organisationen ta till vara på varje enskild persons professionella och personliga styrkor och att aktivt uppmuntra till nytänkande. Varje prospekteringsteam är sammansatt för att säkerställa expertis från flera olika discipliner. Arbetsmiljön bygger på gemensamma insatser och framgång och mäts inte individuellt, utan snarare på företagsnivå.

Under 2013 genomförde Lundin Petroleum 16 prospekterings- och utvärderingsborrningar och planerar att genomföra mer än 20 borrningar under 2014.

Bygga ut resurser

Baserat på resultaten från prospekterings- och utvärderingsborrningarna skapar Lundin Petroleum genom 3D-simulering en modell av olje- och gasreservoaren, så exakt som möjligt. Därefter utarbetar bolaget en konceptuell utbyggnadsplan.

I planen anges hur man bäst kan bygga ut reservoaren för produktion. Den innefattar ett program för hur kolvätena kan utvinnas så effektivt som möjligt, en planläggning av ingenjörsarbetet och utförandet av alla anläggningar ovan och under markytan samt infrastrukturen för att leverera resurserna. Utbyggnadsplanen beskriver också samtliga säkerhetsrutiner och säkerställer minimal miljöpåverkan.

För att minimera alla risker använder Lundin Petroleum bästa tillgängliga teknologi genom hela processen. När en konceptuell utbyggnadsplan har godkänts av partners och det har utvisats att resurser kan utvinnas på ett kommersiellt gångbart sätt, kan resurserna i fältet omklassificeras till reserver. Kontrakt kan skrivas för borrning, konstruktion och installation av samtliga anläggningar. Under konstruktionsfasen arbetar Lundin Petroleum nära sina partners och underleverantörer med ett gemensamt mål att leverera komponenterna i tid och inom budget.

Installationsfasen innebär att de olika delarna av konstruktionen transporteras till den valda platsen för montering. Därefter ansluts anläggningen till borrningarna och infrastrukturen och produktion kan påbörjas.

Lundin Petroleum konstruerar för närvarande produktionsanläggningar för olja och gas i Norge, Malaysia och Frankrike.

Producera reserver

Efter prospektering, utvärdering och utbyggnad går Lundin Petroleum in i produktionsfasen. Produktionsfasen innefattar allt från utvinning till produktion och levererans av olja eller gas för försäljning.

Lundin Petroleum använder intäkterna från produktionstillgångarna för att finansiera sin kärnverksamhet, prospekteringen efter nya olje- och gasresurser. När fyndigheterna Edvard Grieg och Johan Sverdrup byggts ut och produktionsstartats kommer dock produktionsverksamheten att få en mer framträdande roll. Produktionen i Norge ökar och nuvarande nettoproduktion har potentialen att fyrdubblas när Johan Sverdrup uppnår platåproduktion.

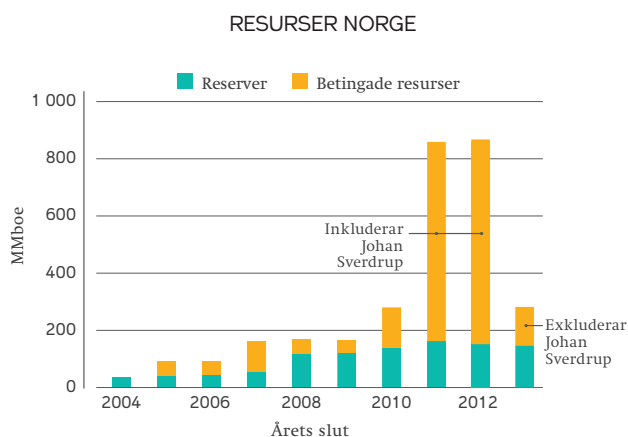
Medan Lundin Petroleums prospekteringsmodell bygger på kreativitet och innovativ analys av geologisk information bygger produktionsverksamheten på beprövade metoder i branschen, den bästa tillgängliga teknologin och best practice. Lundin Petroleum eftersträvar en effektiv produktion vid varje fält för att maximera den totala mängden olja eller gas som produceras från fältet. Detta kräver noggrann analys under utbyggnads- och produktionsfaserna och kan innefatta förbättrade utvinningsmetoder, som till exempel injicering av vatten för att pressa oljan mot utvalda produktionspunkter.

Bolaget lägger stor vikt vid säkerheten. Verksamheten bedrivs med mänskliga, tekniska och organisatoriska spärrar på plats så att en överträdelse mot en spärr inte ensamt kan leda till några skador på människor, miljö eller bolagets tillgångar.

Norge

I Norge har Lundin Petroleum sin huvudsakliga verksamhet. Bolagets strategi för organisk tillväxt har lett till en norsk licensportfölj som täcker spektrumet från prospekterings- och utvärderingstillgångar till utbyggnads- och produktionstillgångar.

Nyckeltal Norge	2013	2012
Reserver (MMboe)	147	152
Betingade resurser (MMboe)	134	715
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	24	27
Omsättning, netto (MUSD)	946	1 089
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	106	107
Utvinningkostnader (USD/boe)	7	5
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	99	71



¹ Exkluderar betingade resurser för Johan Sverdrupfältet

Norge – verksamheten

Lundin Petroleum etablerade sig i Norge 2003 och har sedan dess byggt upp ett ledande arealinnehav inklusive 62 licenser koncentrerade till ett antal kärnområden med verksamhet inom såväl prospektering och utvärdering som utbyggnad och produktion. Framgångsrik prospektering i Norge har lett till utbyggnaderna Brynhild och Edvard Grieg. Prospekteringsprogrammet 2013 resulterade i ytterligare fyndigheter i Luno II och Gohta, vilka båda kommer att utvärderas under 2014. Den norska licensportföljen domineras av det gigantiska Johan Sverdrupfältet som upptäcktes av Lundin Petroleum 2010. Johan Sverdrup spänner över tre licenser, PL501 (l.a. 40%), PL265 (l.a. 10%) och PL502, vilket kräver en samordningsprocess (unitisation) för att fördela resurserna mellan alla licensinnehavare. Efter 20 genomförda utvärderingsborrningar tillkännagav Statoil, Johan Sverdrups arbetande operatör, en uppskattning av betingade bruttoresurser för hela fältet på mellan 1,8 och 2,9 miljarder fat oljeekvivalenter (boe), vilket innebär att Johan Sverdrup är ett av de fem största upptäckta oljefälten på den norska kontinentalsockeln.

Six prospekteringsborrningar och fem utvärderingsborrningar planeras att genomföras i Norge under 2014.

Norge fortsätter att utgöra merparten av Lundin Petroleums operativa verksamhet. Under 2013 stod Norge för 73 procent av bolagets totala produktion samt 76 procent av bolagets totala reserver vid slutet av året. Av Lundin Petroleums totala betingade resurser vid slutet av 2013 representerar Norge 39 procent¹, vilket bekräftar att det är i Norge som Lundin Petroleum kommer ha sin huvudsakliga produktion under kommande år. Under de kommande tre åren förväntas merparten av Lundin Petroleums utbyggnadskostnader vara hänförliga till norska utbyggnadsprojekt.

Produktion

De norska tillgångarna nådde under 2013 ett produktionsgenomsnitt på 23 900 boepd. En förväntad naturlig minskning från Alvheim- och Volundreservoarerna resulterade i en produktionsminskning 2013 jämfört med 2012. Produktionen under 2013 påverkades också av att tre borrningar på Alvheim var avstängda under en stor del av 2013, liksom av ett niodagars driftstopp på Alvheim-FPSO:n för underhållsarbete.

Alvheim

Nettoproduktionen från Alvheimfältet (l.a. 15%) under 2013 var 10 500 boepd, en minskning med 11 procent jämfört med 2012. Alvheims produktion under åren har på det hela taget överträffat förväntningarna. Under 2013 har dock fältets produktion legat under förväntan eftersom tre borrningar varit avstängda under en stor del av året på grund av problem med den strukturella integriteten. En borrning sattes åter i produktion i slutet av 2013 och resterande två borrningar förväntas återgå i produktion i april 2014. Den minskade produktionen under 2013 kommer inte påverka fältets slutliga utvinningsbara reserver. Vid slutet av 2013 hade andelen vatten i fältets producerade olja nått omkring 50 procent. Fältets slutliga utvinningsbara bruttoresurser har ökat från 184 MMboe vid godkännandet av utbyggnadsplanen till 307 MMboe tack vare bättre reservoarprestanda än förväntat, i kombination med två kompletterande produktionsborrningar



Edvard Grieg projektkontrollcentral i Norge

under 2011 och ytterligare två kompletterande produktionsborrningar under 2012. Därutöver planeras ytterligare tre kompletterande produktionsborrningar under 2014 och 2015, med planerad produktionsstart för den första av dem tidigt 2015. Betingade bruttoresurser för Alvheimfältet uppgick till 41 MMboe vid slutet av 2013 och har potential för framtida kompletterande produktionsborrningar. I januari 2013 tilldelades Alvheimpartnerskapet i 2012 års APA licensrunda ytterligare areal norr om Alvheimfältet, vilket ökade Alvheims tillväxtpotential genom att ny borrningsbar areal kunde säkras i ett närbeläget område. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet 2013 var 5 USD per fat, exkluderat engångskostnader för projektet.

Volund

Nettoproduktionen från Volundfältet (l.a. 35%) under 2013 var 12 200 boepd. Produktionen under 2013 överträffade förväntningarna tack vare bättre reservoarprestanda och bättre drifttid för Alvheim FPSO:n än förväntat. Ytterligare en borrning på Volund togs i produktion tidigt 2013. Sedan Volundfältet togs i produktion 2010 har dess reservoarprestanda överträffat förväntningarna vilket har lett till att bruttoreserverna ökat från 50 MMboe, när utbyggnadsplanen lämnades in, till 66 MMboe, vid slutet av 2013. Under 2014 kommer viss utrustning, med långa leveranstider, att beställas som en del av planeringen inför att eventuellt genomföra två kompletterande produktionsborrningar under 2015. Utvinningskostnaderna för Volundfältet under 2013 var under 2,5 USD per fat.

Gaupe

Produktionen från Gaupefältet (l.a. 40%) inleddes under första kvartalet 2012 och har sedan dess legat under förväntan. Teknisk analys indikerar att de två produktionsborrningarna, på grund av fickbildning i reservoaren, är kopplade till lägre kolvätevolymmer än uppskattat före produktionsstart. Reserverna har följaktligen reducerats till 0,2 MMboe, netto, och produktionen förväntas upphöra under 2014.

Utbyggnad

Edvard Grieg

Licensandel	50%
Reserver MMboe, brutto	186
Förväntad toppproduktion boepd, brutto	100 000

Edvard Griegfältet (l.a. 50%) upptäcktes 2007 av Lundin Petroleum och i juni 2012 godkändes utbyggnadsplanen av norska Stortinget.

Edvard Griegfältet uppskattas innehålla 186 MMboe bruttoreserver, med förväntad produktionsstart i slutet av 2015 och förväntad toppproduktion på cirka 100 000 boepd, brutto. Bruttoinvesteringen för Edvard Griegfältets utbyggnad uppskattas till 25 miljarder NOK (4 miljarder USD) och omfattar konstruktion av en plattform för produktion och processanläggningar, olje- och gaspipelines samt 15 borrningar. Kontrakt har tilldelats Kværner för projektering, upphandling och utförande av plattformens jacket och processdäck, Rowan Companies för en jack-up-rigg för utbyggnadsborrningarna och Saipem för de marina installationerna. Utbyggnaden fortlöper enligt tidsplan och bygget av jacketen som påbörjades 2012 är i full gång med planerat slutförande och installation våren 2014. Under 2013 inlämnades en plan för installation och drift av pipelines för olje- och gasexport. Pipeline för gas kommer att installeras under 2014 och pipeline för olja planeras att installeras under 2015. En utvärderingsborrning genomförs för närvarande i sydöstra delen av Edvard Griegfältet för att spåra ytterligare resurser och optimera utbyggnadsborrningarnas placering.

Utbyggnadsplanen inbegriper en lösning för en samordnad utbyggnad av Edvard Griegfältet med det närliggande Ivar Aasenfältet beläget i PL001B där Det norske oljeselskap är operatör.

Brynhild

Licensandel	90%
Reserver MMboe, brutto	23,1
Förväntad toppproduktion boepd, brutto	12 000

En utbyggnadsplan för Brynhildfältet i PL148 (l.a. 90%) godkändes av det norska Olje- och energidepartementet i november 2011. Brynhildfältet, som byggts ut med återkoppling längs havsbotten till Piercefältet i Storbritannien, innehåller bruttoreserver om 23,1 MMboe och förväntas producera 12 000 boepd, brutto, vid platåproduktion. Allt installationsarbete under vatten slutfördes med framgång under 2013 och den första av fyra utbyggnadsborrningar nådde det slutliga måldjupet och påträffade reservoarens övre del som förväntat. Även reservoarkvaliteten var enligt förväntan. Arbetet med att modifiera och förlänga livslängden på FPSO:n Haewene Brim är i stort sett avslutat och fartyget återvände i slutet av 2013 till sin plats offshore på Piercefältet, där Shell är operatör. De återstående tre utbyggnadsborrningarna, liksom installation av en ny stigrörsanläggning (riser) för produktion, kommer att genomföras under 2014. Produktionsstart för fältet planeras till andra kvartalet 2014. Bruttoinvesteringen för Brynhildutbyggnaden uppskattas till 6,7 miljarder NOK (1,1 miljarder USD).

Bøyla

Licensandel	15%
Reserver MMboe, brutto	22
Förväntad toppproduktion, boepd, brutto	20 000

En utbyggnadsplan för Bøylafältet i PL340 (l.a. 15%) godkändes 2012 av det norska Olje- och energidepartementet. Bøylafältet innehåller bruttoreserver på 22 MMboe och kommer att byggas ut som en 28 km lång återkoppling längs havsbotten till Alvheim FPSO:n. Planen är att påbörja utbyggnadsborrning under 2014 med målsättningen att påbörja produktion från Bøylafältet under första kvartalet 2015 med en platåproduktion om 20 000 boepd, brutto.

Johan Sverdrup–utvärdering

År 2010 upptäckte Lundin Petroleum Avaldsnesfältet i PL501 (l.a. 40%). Under 2011 upptäckte Statoil fyndigheten Aldous Major South i angränsande PL265 (l.a. 10%). Efter kontinuerlig utvärderingsborrning under 2011 konstaterades att de två fyndigheterna var sammanhängande. I januari 2012 bytte den kombinerade fyndigheten namn till Johan Sverdrup. Statoil, som är arbetande operatör för Johan Sverdrup, tillkännagav i slutet av 2013 ett uppdaterat uppskattat intervall för hela fältets betingade bruttoresurser på mellan 1,8 och 2,9 miljarder boe, övervägande i form av olja, vilket innebär att Johan Sverdrup är storleksmässigt ett av de fem största upptäckta oljefälten i Norge. I slutet av 2013 tilldelades Aker Solutions kontrakt gällande förprojektering (front end engineering and design, FEED) med sikte på att kunna lämna in en utbyggnadsplan i början av 2015. Val av slutligt utbyggnadskoncept gjordes av fältets partners i februari 2014 då det beslutades att bygga ut fältet i flera faser, där den första fasen kommer tas i produktion i slutet av 2019.

Vi är
Lundin Petroleum



Jag är ansvarig för
vår utbyggnads- och
produktionsverksamhet i
Norge

Erik Sverre Jenssen
Chief Operating Officer, Norge

En ansvarsfull operatör

Anställda är aktiva i alla delar av Lundin Norways aktiviteter offshore och det är därför av vikt att bolaget har åtgärder på plats för att skydda anställda, underleverantörer och miljön i vilken de arbetar. Mer information avseende HSE finns i avsnittet Corporate Responsibility på sidorna 36–45.

Fas 1 – Fältcenter

Som ett resultat av Johan Sverdrups storlek och geografiska utsträckning över ett område om 200 km² kommer fältet att byggas ut i flera faser med ett flertal fasta plattformar. Fas 1 av utbyggnaden kommer att innehålla ett fältcenter bestående av fyra fasta plattformar såväl som ytterligare installationer på havsbotten. Fältcentret kommer att bestå av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borranläggning och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras i vattendjup om 120 meter på ståljackets och kommer att vara sammanlänkade med varandra genom brygginstallationer.

Produktionsstart för den första fasen av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 000 och 380 000 boepd. Det antas att mellan cirka 40 och 50 produktions- och injiceringsborrningar kommer att genomföras för att uppnå produktion för Fas 1, av vilka 11 till 17 borrningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög innan produktionsstart, för att nå plåtproduktion för Fas 1.

Bruttoinvesteringen för Fas 1, vilken innefattar såväl exportpipelines för olja och gas som elförsörjning från land, uppskattas till mellan 100 och 120 miljarder NOK, inklusive oförutsedda utgifter och visst utrymme för potentiella framtida prisökningar. Fältcentret i Fas 1 kommer även att möjliggöra visst kapacitetsutrymme för framtida faser och potentiellt ökad utvinning. Partnerskapet arbetar kontinuerligt för att optimera investeringsnivån för Fas 1.

Exportpipeline

Johan Sverdrups olje- och gasproduktion kommer att transporteras till land via för ändamålet reserverade pipelines för olja och gas. En 274 km lång pipeline om 36 tum för olja kommer att installeras och kopplas till oljeterminalen i Mongstad på den norska västkusten. En 165 km lång pipeline om 18 tum för gas kommer att installeras och kopplas till Kårstøst gasterminal, där gasen sedan bearbetas och därefter transporteras vidare. Kostnaden för pipelines uppskattas till 11 miljarder NOK, brutto.

Fältet

Fyndigheten innehåller sand av varierande tjocklek och bra kvalitet. Utvärderingsborrningar som utförts i både PL501 och PL265 bekräftar kontakten mellan olja och vatten och reservoarkvaliteten vid varje borrning, liksom reservoarens sannolika areal och fördelning.

Under 2013 har sju utvärderingsborrningar genomförts på fältet, vilket innebär att totalt 20 borrningar har genomförts på strukturen, av vilka sex stycken inkluderade sidospårsborrningar.

Johan Sverdrupfältet innehåller två huvudsakliga reservoarenheter från juraperioden, en av Draupnesandsten, också kallad volgiansk sandsten, och därunder sandsten av Vestlandtyp. Draupnesandstenen har utmärkta reservoaregenskaper och innehåller merparten av Johan Sverdrups resurser. Vestlandsandstenen har också mycket god

reservoarkvalitet med sandtyper av varierande genomtränglighet, men har fler skifferintervall (lägre nettomängd sand) och varierar mer i sidled. Det seismiska underlaget är gott nog för att kunna göra tillförlitliga uppskattningar av reservoarens övre del i de flesta av borrningarna. Tjockleken på juraperiodspartiet varierar för hela fältet.

En utvärderingsborrning genomfördes i mars 2014 på Avaldsneshöjden i PL501 (l.a. 40%), vilken påträffade en 13 meter oljefyllt reservoar från juraperioden av bra kvalitet. En utvärderingsborrning genomförs för närvarande norr om utvärderingsborrningen Geitungen 16/2-12 i PL265 (l.a. 10%).

Framtida faser

De resurser i Johan Sverdrup som inte byggts ut i Fas 1 kommer att byggas ut under påföljande utbyggnadsfaser. Koncept och kostnader för ytterligare utbyggnadsfaser har inte ännu bearbetats av Johan Sverdrups partners och kommer att utgöra underlag för senare investeringsbeslut.

Prospektering

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

Nuvarande kärnområden:

- Utsirahöjden
- Barents hav

Nya områden:

- Norska havet
- Møre Basin

Utsirahöjdsområdet

Under 2007 fann Lundin Petroleum nyckeln till de geologiska förutsättningarna i Utsirahöjdsområdet genom upptäckten av Lunofyndigheten, som lett till utbyggnaden av Edvard Grieg. Påföljande borrningar i liknande strukturer runt Utsirahöjdsområdet ledde 2010 till upptäckten av Avaldsnes (Johan Sverdrup). Arbetet i området, tillsammans med en fördjupad geologisk förståelse, har genererat fler potentiella strukturer som kommer att borraras under de kommande åren.

Under 2013 gjordes ytterligare en betydande fyndighet, Luno II, i PL359 (l.a. 40%) på det sydvästra hörnet av Utsirahöjden, med uppskattade betingade bruttoresurser om 25 till 120 MMboe. Det östra segmentet av Luno II-fyndigheten i PL410 utvärderades också i slutet av 2013, men inga kolväten påträffades på denna plats. Under 2014 kommer ytterligare en utvärderingsborrning att genomföras i mitten av Luno II-fyndigheten.

Utöver Luno II genomförde Lundin Petroleum ytterligare tre prospekteringsborrningar på Utsirahöjden under 2013. Olja upptäcktes i tät reservoarsten på Jorvikstrukturen i PL338 (l.a. 50%), medan borrningarna på Biotitt i PL544 (l.a. 40%) och Torvastad i PL501 (l.a. 40%) var torra.

Lundin Petroleums prospekteringsprogram i Utsirahöjdsområdet under 2014 består av en prospekteringsborrning med målsättning att nå prospektet Kopervik.

Barents havsområdet

Lundin Petroleum har sedan 2007 successivt skaffat sig en av de största arealpositionerna i Barents hav, varav det mesta ligger i Loppahöjdsregionen, nära Statoils Johan Castbergfyndighet och Lundin Petroleums egen Gohtafyndighet. Lundin Petroleum har samlat in 2 700 km² 3D-seismisk data och genomfört fem borrningar, vilket har resulterat i två gasfyndigheter och en oljefyndighet i regionen.

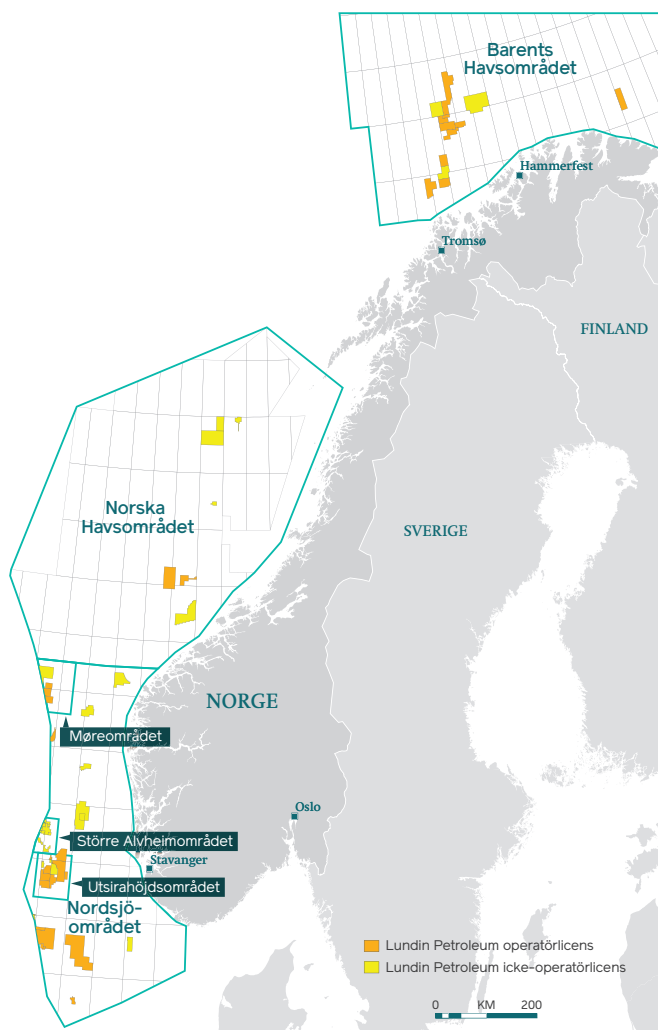
Under 2013 genomfördes en prospekteringsborrning, med Lundin Petroleum som operatör, i PL492 (l.a. 40%) vilken resulterade i Gohtafyndigheten. Gohtafyndigheten uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om mellan 111 och 232 MMboe. Av vikt är också att fyndigheten bekräftade en aktiv källbergart från triasperioden i en porös karbonatreservoar. Fram till att Gohtafyndigheten gjordes har varken källbergart från triasperioden/sen permalder i Loppahöjdsregionen eller karbonatreservoarer visat sig vara möjliga att utvinna i Barents hav. Detta innebär att Gohtafyndigheten får långtgående konsekvenser för framtida prospekteringsmodeller i området och uppgraderar prospekteringspotentialen för areal som ligger på samma geologiska trend, som exempelvis PL609 (l.a. 40%) där Lundin Petroleum kommer att borra Altastrukturen under 2014. En utvärderingsborrning i Gohtafyndigheten planeras också under 2014. Prospekteringsborrningen på Langlitindenstrukturen i PL659 (l.a. 20%), belägen på sydöstra ytterkanten av Loppahöjden i Barents hav, har slutförts. Borrningen påträffade olja i en tigt reservoar och bedöms vara icke-kommersiell. Lundin Petroleum tilldelades ytterligare två licenser med operatörskap i Barents hav under 2013, en genom den 22:a licensrundan och en genom 2012 års APA licensrunda. I 2013 års APA licensrunda tilldelades Lundin Petroleum också fyra nya licenser, varav tre som operatör.

Södra Nordsjön

Under 2013 genomförde Lundin Petroleum två borrningar i södra Nordsjön, Onga i PL453s (l.a. 35%) och Carlsberg i PL495 (l.a. 60%). Båda borrningarna var torra. Inga fler borrningar planeras i detta område under 2014. Lundin Petroleum tilldelades två nya licenser i södra Nordsjön i 2013 års APA licensrunda.

Møreområdet

Albertborrningen i PL519 (l.a. 40%) under 2012 påträffade olja i en tunn reservoarsekvens från kritaerioden, men bedöms för närvarande vara en icke-kommersiell fyndighet på grund av detta och reservoarens osäkra fördelning. Under 2014 planeras ytterligare prospekteringsaktiviteter i detta område med borrning av Stormstrukturen i PL555, där Lundin Petroleum har en 60-procentig licensandel och är operatör.



Karta över licenserna i Norge, som visar bolagets kärnområden

Utgaardhøyden

Lundin Petroleum har byggt upp en arealposition i Utgaardhøydsområdet i Norska havet. Utgaardhøydsområdet ligger på samma geologiska trend som de oljerika Halten- och Donnaterrasserna. Under 2013 borrades Sverdrupstrukturen i PL330 (l.a. 30%) av operatören RWE Dea. Inga oljereservoarer påträffades och borrningen pluggades igen och övergavs som ett torrt hål. Områdets prospekteringspotential utvärderas för närvarande.

Licensrunder

I januari 2013 tilldelades Lundin Petroleum sju prospekteringslicenser i 2012 års APA licensrunda, varav fyra i Nordsjön, två i Norska havet och en i Barents hav. Ytterligare en licens i Barents hav tilldelades bolaget 2013 i den 22:a licensrundan. I januari 2014 tilldelades Lundin Petroleum nio prospekteringslicenser i 2013 års APA licensrunda, varav fem i Nordsjön och fyra i Barents hav.

Lundin Petroleums prospekteringsprogram i Norge under 2014 består av sex prospekteringsborrningar, för vilka borrhigar har upphandlats.

Utsirahöjdsområdet

Edvard Griegfältet PL338 (I.a. 50%)	Johan Sverdrupfältet PL501 (I.a. 40%) och PL265 (I.a. 10%)	Prospektering i Utsirahöjden
<ul style="list-style-type: none"> Edvard Griegfyndighet (Luno) gjord 2007 Tellusfyndigheten gjord 2011 Edvard Grieg/Tellus reserver 93 MMboe, netto Edvard Grieg/Tellus utbyggnadsplan godkänd 2012 och utbyggnad påbörjad Förväntad produktionsstart Q4 2015 Edvard Grieg utvärderingsborrning pågår för närvarande 	<ul style="list-style-type: none"> Johan Sverdrupfyndighet gjord i PL501 år 2010 och i PL265 år 2011 20 borrhningar genomförda på fyndigheten till dags datum Statoil (arbetande operatör) uppskattar att fältet innehåller bruttoresurser på mellan 1,8 och 2,9 miljarder boe Resurser i PL501, PL265 och PL502 skall bli föremål för samordning (unitisation) FEED-kontrakt har tilldelats Beslut om utbyggnadskoncept har fattats för Fas 1 Fältets samordning skall slutföras när inlämnandet av utbyggnadsplan sker Godkännande av utbyggnadsplan under Q2 2015 Produktionsstart vid slutet av 2019 	<ul style="list-style-type: none"> En prospekteringsborrning planeras att genomföras i Utsirahöjdsområdet under 2014 – PL625 (I.a. 40%), strukturen Kopervik

Större Alvheimområdet

Alvheimfältet (I.a. 15%)	Volundfältet (I.a. 35%)	Bøylafältet (I.a. 15%)
<ul style="list-style-type: none"> Reserver om 21,7 MMboe, netto Slutlig utvinning 307 MMboe, brutto Produktion 2013 om 10 500 boepd, netto 15 produktionsborrningar, 9 multilaterala 3 nya kompletterande borrhningar kommer att genomföras under 2014–2015 Ägande av Alvheim FPSO:n 	<ul style="list-style-type: none"> Reserver om 7,8 MMboe, netto Slutlig utvinning 66 MMboe, brutto Produktion 2013 om 12 200 boepd, netto 	<ul style="list-style-type: none"> Bøylafyndighet gjord 2009 Caterpillarfyndighet gjord 2011 Utbyggnadsplan godkänd 2012 Reserver om 3,3 MMboe, netto Förväntad produktionsstart Q1 2015

Barents havsområdet

Gohtafyndigheten PL492 (I.a. 40%)	Barents havsfyndigheter	Prospektering i Barents hav
<ul style="list-style-type: none"> Gohtafyndighet gjord 2013 Fyndigheten testade 4 300 boepd Betingade resurser 111–232 MMboe, brutto Utvärdering av Gohta planeras att genomföras under 2014 	<ul style="list-style-type: none"> PL438 (I.a. 25%) Skalle gasfyndighet gjord 2011 PL533 (I.a. 20%) Salina gasfyndighet gjord 2012 	<ul style="list-style-type: none"> En prospekteringsborrning planeras att genomföras i Barents hav under 2014 – PL609 (I.a. 40%) strukturen Alta

Övriga områden

Brynhildfältet PL148 (I.a. 90%)	Gaupefältet (I.a. 40%)	Övrig prospektering
<ul style="list-style-type: none"> Reserver om 23 MMboe, netto Utbyggnadsplan godkänd 2011 Förväntad produktionsstart Q2 2014 	<ul style="list-style-type: none"> Reserver om 0,2 MMboe, netto Produktion 2013 om 1 200 boepd, netto Produktionen vid fältet väntas upphöra under 2014 	<ul style="list-style-type: none"> Ytterligare 3 prospekteringsborrningar planeras att genomföras under 2014 – PL584 (I.a. 60%) strukturen Lindarormen – PL631 (I.a. 60%) strukturen Vollgrav – PL555 (I.a. 60%) strukturen Storm

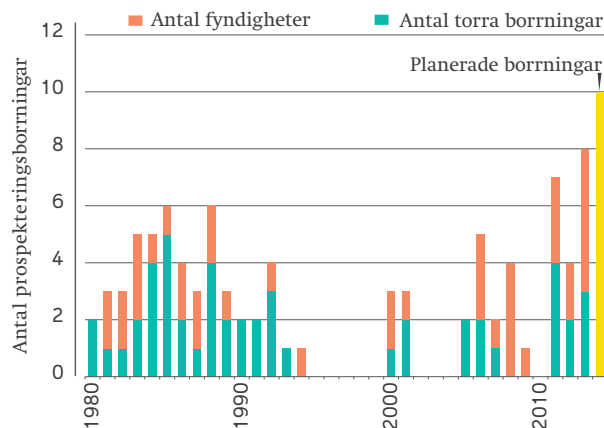
Barents hav

Fjärde prospekteringsvågen

Barents hav ligger utanför Norges norra kust. Tvärtemot allmän uppfattning är södra delen av Barents hav, där Lundin Petroleums prospekteringslicenser är belägna, en relativt hanterbar arbetsmiljö. Vattendjupet är relativt grunt och området är tack vare Golfströmmen fritt från is. Norska Oljedirektoratet uppskattar potentiella oupptäckta resurser i norska Barents hav till mellan 3,2 och 17,7 miljarder boe. Med färre än 100 genomförda prospekteringsborrningar är Barents hav underprospekterat i jämförelse med Nordsjön och Norska havet.

Den första prospekteringsvågen i Barents hav kom efter att norska Oljedirektoratet genomfört en strategisk kartläggning av kolvätepotentialen på den norska sockeln. Denna kartläggning resulterade i att man under perioden 1979–1982 gradvis öppnade upp för prospektering i Norska havet och Barents hav. Båda områdena ansågs innehålla en mångfald av olika geologiska förutsättningar och petroleumsystem. Oljedirektoratet bedömde att de potentiella resurserna i Norska havet huvudsakligen bestod av olja, med visst gasinnehåll. I kontrast till detta ansågs Barents hav huvudsakligen bestå av gas, med visst oljeinnehåll. De stora oljebolagen var av en annan uppfattning. Deras fokus låg på Barents hav, där de främst såg oljepotential. Efter en inledande borrkampanj i båda områdena upptäcktes en serie olje- och gasfyndigheter i Norska havet och en stor gasfyndighet, Snøhvit, i Barents hav.

En andra prospekteringsvåg kom i samband med 1986/1987 års strategiska koncessionslicensrunda där man fokuserat på en serie stora strukturer som identifierats i Barents hav. Resultatet

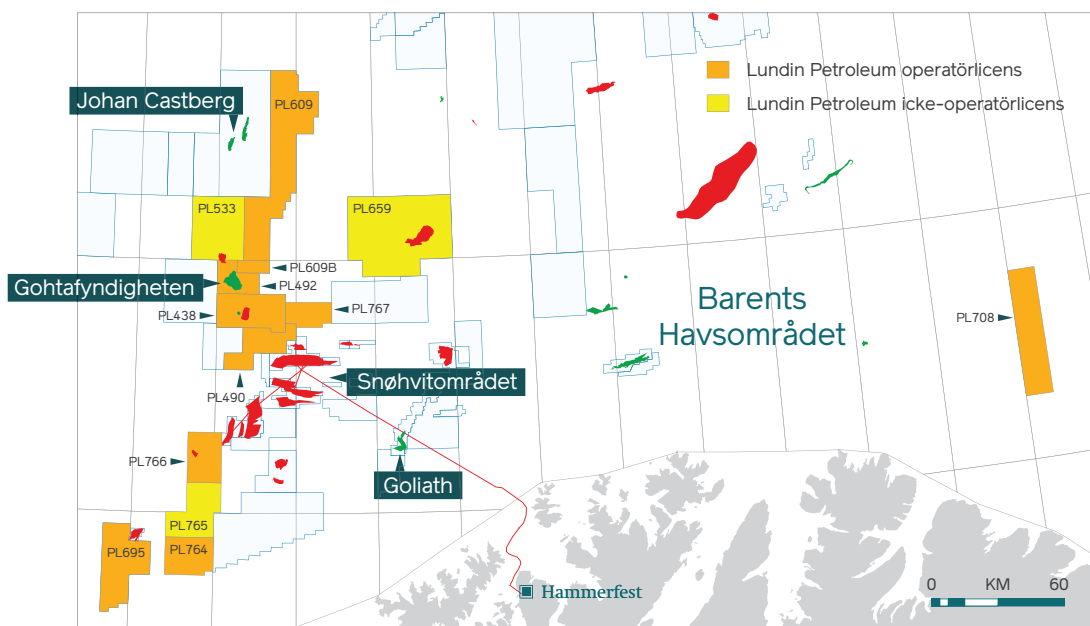


av denna andra prospekteringsvåg var ett antal torra borrningar med endast viss förekomst av olja. Detta ledde till konsensus inom de stora oljebolagen: "För sent, oljan läckte ut under istiden och landhöjningen."

En tredje prospekteringsvåg följde från stora koncessioner som delades ut med betydande sekundär areal i händelse av ett prospekteringsgenombrott. Dessa prospekteringar hade begränsad kommersiell framgång, med enbart några mindre fyndigheter som resultat. Undantaget var den mycket positiva oljefyndigheten Goliath.

Den fjärde prospekteringsvågen startade 2004 när Barents hav inkluderades i APA licensrundorna – och nya branschaktörer etablerade sig i Norge. Resultatet är hittills några mycket lovande fyndigheter kallade Johan Castberg, Wisting och Gohta. Dessa genombrott har möjliggjorts tack vare en kombination av ny 3D-seismisk data och det kreativa nytänkandet hos geovetenskapliga experter på jakt efter koncept för nya geologiska förutsättningar.

Lundin Petroleum har under många år varit aktivt i Barents hav med licensansökningar och tilldelningar ända sedan 2006 års APA licensrunda. Inom Lundin Petroleum anses



Vi är Lundin Petroleum



Från vänster till höger: Trond Kristensen – Senior Geophysicist, Terje Kollien – Senior Petrophysicist, Jon Halvard Pedersen – Petroleum System Analyst, Harald Brunstad – Senior Geologist, Hans Christen Rønnevik – Exploration Manager



Det är vårt jobb att samla in och tyda ny och gammal data över Barents havsområdet, generera geologiska modeller och identifiera borrhplater och strukturer för borrhning

Barents Sea Subsurface Team,
Norge

Barents hav som ett mycket lovande prospekteringsområde, till storleken jämförbart med Nordsjön. Genom att tillämpa samma framgångsrika strategi som ledde till upptäckterna av Edvard Grieg- och Johan Sverdrupfälten på Utsirahøyden har Lundin Petroleum etablerat ett kärnområde kring södra delen av Loppahøyden. Koncentrationen till området kring Loppahøyden bygger på vår övertygelse att detta område är ett av de mest sannolika för att finna nya ansamlingar av olja och gas.

De nyligen upptäckta oljefyndigheterna Johan Castberg, Gohta och Wisting har bekräftat denna uppfattning och som ett resultat ser vi nu ett antal nya möjligheter öppna sig. Johan Castbergfyndigheten upptäcktes i PL532 av Statoil år 2011. Målsättningen var en tydlig direkt kolväteindikator och borrhningen bekräftade olja och gas i sandsten från den tidiga till mellersta juraperioden i Stø- och Nordmelaformationen, med en kontakt mellan gas och olja på 1 312 meter. Under 2013 borrade Lundin Petroleum Gohtafyndigheten i PL492. Fyndighetsborrningen bekräftade förekomsten av olja och gas på cirka 2 300 meter i karbonat- och silikathaltig berggrund från sen permperiod. Wistingfyndigheten borrades 2013 av OMV i PL537. Vid borrhningen fann man ej biologiskt nedbruten olja i sandsten från juraperiod bara några hundra meter under havsbotten. Dessa nyligen upptäckta fyndigheter har lett till en ny våg av intresse för prospektering i Barents hav. Gohtafyndigheten öppnar upp för nya möjliga geologiska förutsättningar på Loppahøyden – berggrund från sen permperiod som exponerats för vittringsprocesser för cirka 250 miljoner år sedan. Dessa förutsättningar finns sannolikt längs krönet på Loppahøyden och kan också finnas på andra platser i Barents hav där berggrund från sen permperioden exponerats för vittring och därmed blivit porös och permeabel.

Den "färska" oljan som upptäcktes i reservoarerna på grunt vatten i Johan Castberg- och Wistingfyndigheterna indikerar att oljeansamling skett relativt nyligen, kanske till och med så nyligen som under de senaste istiderna. Om detta kan bekräftas,

kommer det att avsevärt minska risken för kolväteläckage över tid. Dessutom kan reservoarer på grunt vatten visa sig ha goda reservoaregenskaper på grund av ytligt inneslutna kolväten och sandsten som utsatts för diagenes. Det är möjligt att denna typ av geologiska förutsättningar sträcker sig längs den västra randen av Loppahøyden och norrut in i Hoop Fault Complex-området.

PL492 tilldelades Lundin Petroleum 2008. Den huvudsakliga strukturen i licensen var en stor fyrvägstillslutning från permperioden. En prospekteringsborrning nedåt flanken genomfördes av Shell 1986. Borrningen visade att det fanns olja, men karbonatreservoaren från permperioden var för tight för att medge något vätskeflöde. Den detaljerade utvärdering av strukturen som Lundin Petroleum senare genomförde med hjälp av modern 3D-seismik visade dock att karbonaterna från permperioden på en högre nivå (up-dip) hade utsatts för erosion och därmed regnvatten. Regnvattnet under permperioden var aningen surt, vilket lett till att karbonaterna delvis lösts upp, s.k. karstbildning. Resultatet innebär att tight karbonatberggrund kan omvandlas till porös reservoarberggrund. År 2013 genomförde Lundin Petroleum prospekteringsborrningen Gohta i syfte att testa detta koncept – och det visade sig stämma. Ett test av strukturens egenskaper och produktionskapacitet genomfördes med framgång och flödade med mer än 4 000 fat ej biologiskt nedbruten olja per dag genom en 44/64 ventil. En utvärderingsborrning planeras under 2014 för att undersöka karstbildningens utbredning inom området.

Efter en mångårig tvist kom norska och ryska myndigheter 2010 överens om gränsdragningen mellan Norge och Ryssland. Den norska regeringen har tillkännagivit att arealen i Barents hav vid ryska gränsen kommer att göras tillgänglig för prospektering i den kommande 23:e licensrundan, med förväntade licenstilldelningar under 2015. En grupp bolag, inklusive Lundin Petroleum, har åtagit sig att samla in avancerad 3D-seismisk data inom arealen i fråga.



Bertamfältets ytlayout - FPSO och plattform

Sydostasien

Lundin Petroleums första utbyggnadsprojekt i kärnområdet Sydostasien, Bertamfältet, kommer att kunna tas i produktion år 2015.

Sedan Lundin Petroleum etablerade sig i Malaysia 2008, har bolaget vuxit till en position som den näst största arealinnehavaren efter Petronas. Totalt innehar bolaget sex produktionsdelningskontrakt i Malaysia och sex produktionsdelningskontrakt i Indonesien. Liksom i Norge tillämpar Lundin Petroleum en organisk tillväxtstrategi i Sydostasien. På senare år har Lundin Petroleum haft framgångar i Malaysia och upptäckt flera gasfyndigheter och en kommersiell oljefyndighet. Under 2014 planeras tre prospekteringsborrningar att genomföras. En utvärderingsborrning kommer att genomföras i Tembakau, gasfyndigheten som upptäcktes sent 2012. Oljefältet Bertam, offshore Malaysiska halvön, är under utbyggnad med planerad produktionsstart under 2015.

Lundin Petroleums tillgångar i Sydostasien är belägna offshore Malaysia samt offshore och onshore Indonesien. Tillgångarna offshore Malaysia består av cirka 34 000 km² prospekteringsareal, fyra gasfyndigheter och tre oljefyndigheter. De indonesiska tillgångarna består av cirka 23 000 km² prospekteringsareal och ett producerande oljefält onshore Sumatra.

Malaysia

Sedan Lundin Petroleum år 2011 och 2012 slutförde sitt prospekteringsprogram om tio borrningar offshore Malaysia har bolaget vid slutet av 2013 funnit 13,7 MMboe nettoreserver och 82 MMboe betingade nettoresurser. Lundin Petroleum har verksamhet i två kärnområden i Malaysia.

Offshore Malaysiska halvön

Lundin Petroleum innehar fyra produktionsdelningskontrakt offshore Malaysiska halvön och har utfört sex prospekteringsborrningar i området. Dessa har resulterat i två oljefyndigheter, Janglau och Ara, bekräftat den befintliga oljefyndigheten Bertam samt lett till en gasfyndighet, Tembakau.

Under 2013 godkändes Lundin Petroleum's utbyggnadsplan för oljefältet Bertam i PM307 (l.a. 75%). Bertam är Lundin Petroleum's första utbyggnadsprojekt i Malaysia. Fältet innehåller nettoreserver om 13,7 MMboe och kommer att byggas ut som en obemannad stationär offshoreplattform som producerar till den av Lundin Petroleum ägda FPSO:n. Kontraktet för plattformen tilldelades till TH Heavy Engineering (THHE) under 2013 och bygget påbörjades på THHE:s varv i Pulau Indah i slutet av 2013. Under 2013 tilldelades Keppel kontraktet för modifiering av FPSO:n och arbetet påbörjades på Keppels varv i Singapore. De 13 första utbyggnadsborrningarna påbörjas under 2014 och kommer att fortsätta in i 2015. Produktionsstart av Bertam förväntas under andra kvartalet

Vi är Lundin Petroleum



Mitt jobb är att övervaka alla subsurface frågor inom petroleum-ingenjörsvetenskap för tillgångarna i Sydostasien, inklusive produktion och utvärdering av nya affärsmöjligheter

Rozlin Hassan

Head of Petroleum Engineering,
Malaysia

2015, och den förväntade platåproduktionen om 15 000 bopd, brutto, förväntas också att uppnås under 2015.

Gasfyndigheten Tembakau, också den i PM307, kommer att utvärderas under 2014. Tembakaufyndigheten uppskattas för närvarande innehålla 306 bcf (51 MMboe) betingade bruttoresurser och utvärderingsbörningens målsättning är att påvisa ytterligare gasförekomst inom strukturen. Tembakau anses vara en kommersiell gasfyndighet på grund av närheten till den Malaysiska halvöns östkust och att gasefterfrågan på Malaysiska halvön förväntas öka snabbare än gasproduktionen offshore Malaysiska halvön.

Block PM308A (l.a. 35%) innehåller fyndigheterna Janglau, Ara och Rhu, som ligger i oljesand från oligocenepoken. På grund reservoarerernas egenskaper och begränsade storlek bedöms för närvarande ingen av dessa fyndigheter vara kommersiellt utvinningsbar.

I december 2012 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tilldelats ett nytt produktionsdelningskontrakt offshore Malaysiska halvön. I block PM319, där Lundin Petroleum är operatör, har bolaget en 85-procentig licensandel och Petronas Carigali har en 15-procentig licensandel. Blocket omfattar ett område på cirka 8 400 km² och är beläget väster om block PM307.

Offshore Sabah – östra Malaysia

Lundin Petroleum innehar två produktionsdelningskontrakt offshore Sabah i östra Malaysia. Sedan 2011 har fyra prospekteringsbörningar genomförts offshore Sabah i östra

Malaysia, vilket har resulterat i tre gasfyndigheter: Tarap, Cempulut och Berangan.

Block SB303 (l.a. 75%) innehåller gasfyndigheterna Tarap, Cempulut, Berangan och Titik Terang med uppskattade betingade bruttoresurser på mer än 340 bcf (57 MMboe). Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av dessa gasfyndigheter, med största sannolikhet i form av en klusterutbyggnad. Ett flertal möjliga utbyggnadskoncept utvärderas som en del av en studie av gasproduktionens kommersialisering.

Under 2012 insamlades 500 km² ny 3D-seismik över SB307/308 (l.a. 42,5%), vilket lett till att Lundin Petroleum har valt ut ett antal prioriterade strukturer inom området. Två av dessa strukturer kommer att borraras under 2014 på strukturer lokaliserade nedanför Shells nuvarande producerande fält SF30 och South Furious. Under 2013 har ytterligare 462 km² 3D-seismik insamlats från den sydvästra delen av SB307/308.

Program för hållbara investeringar

Lundin Petroleum har ett aktivt program för hållbara investeringar i Sydostasien, direkt genom bolagets egna investeringar och genom sitt partnerskap med Lundin Foundation. För ytterligare information se hållbara investeringar sidorna 43–45.

Indonesien

Lematang (södra Sumatra)

Lundin har en ägarandel om 25,88 procent i det producerande gasfältet Singa, onshore Sumatra. Fältet producerade under 2013 nära förväntan. Det nuvarande produktionsdelningskontraktet går ut 2017 och fältets reserver sträcker sig inte bortom 2017. Lundin Petroleum har redovisat ytterligare betingade resurser för Singa, vilka kommer omklassificeras till reserver om och när kontraktet förlängs. Ett nytt gasförsäljningsavtal ingicks i början av 2014 avseende Singafältet. Det innebar en ökning i gasförsäljningspriset till 7,97 USD per miljoner British Thermal Units (MMbtu) att jämföra med det tidigare priset om 5,2 USD per MMBtu.

Natunahavet

Lundin Petroleum innehar fyra produktionsdelningskontrakt i Natunahavsområdet. Bolaget har en 90-procentig licensandel och operatörsskap i Cakalang-, Baronang- och Guritakontrakten. Under 2013 farmade Lundin Petroleum ut en 10-procentig ägarandel i Cakalang-, Baronang- och Guritakontrakten till Nido Petroleum. Dessutom har Lundin Petroleum en 60-procentig licensandel och operatörsskap i South Sokangkontraktet. Tre prospekteringsborrningar har planerats att genomföras under 2014 i Indonesien, två i Baronangkontraktet och en i Guritakontraktet. De två borrningarna på Baronangkontraktet avslutades i februari och mars 2014. Båda borrningarna påträffade reservoarer av god kvalitet men fann inte några kolväten.

Cendrawasih VII

Under 2013 kom Lundin Petroleum överens med SKKMigas att byta bolagets block Sareba mot det 5 545 km² stora Cendrawasih VII-blocket (l.a. 100%), offshore östra Indonesien. Blocket innehåller en outbyggd gasfyndighet från pliocenepoken och har 950km² 3D-seismik som insamlats 2009. Lundin Petroleum planerar att på nytt analysera 3D-seismiken innan beslut fattas om ett eventuellt prospekteringsborrprogram.

Vi är
Lundin Petroleum



Mitt jobb är att integrera alla subsurface data för de indonesiska licenserna vilket inkluderar seismisk data och data från borrningar

Jeres Rorym Cherdasa
Geoscientist, Indonesien

Malaysia

Offshore Malaysiska halvön

Offshore Sabah – östra Malaysia

Nyckeltal Malaysia	2013	2012
Reserver (MMboe)	13,7	12,7
Betingade resurser (MMboe)	82	82

- PM307 (l.a. 75%) Bertamfältet
 - Reserver om 14 MMboe, netto
 - Utbyggnadsplan godkänd 2013
 - Installation av anläggningar och förbörning 2014
 - Förväntad produktionsstart Q2 2015
- PM307 (l.a. 75%) Tembakau gasfyndighet gjord 2012
- Tembakau utvärderingsborrning 2014
- PM307 (l.a. 75%) en prospekteringsborrning på strukturen Rengas 2014

- SB303 (l.a. 75%) 4 gasfyndigheter i blocket – potentiell klusterutbyggnad
- SB307/308 (l.a. 42.5%) 2 prospekteringsborrningar planeras att genomföras på strukturen Kitabu och Maligan 2014

Indonesien

Indonesien prospektering och produktion

Nyckeltal Indonesien	2013	2012
Reserver (MMboe)	2	3
Betingade resurser (MMboe)	3	3
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	2	1
Omsättning, netto (MUSD)	17	11
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	33	32
Utvinningkostnader (USD/boe)	9	15
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	24	13

- Lematang (l.a. 25.9%) Singa gasfält – reserver om 1,9 MMboe, netto
- Baronang/Cakalang (l.a. 90%) två prospekteringsborrningar genomfördes på strukturen Balqis/Boni under 2014. Option utnyttjad av Nido Petroleum att öka sin andel i Baronangkontraktet från 10% till 15%, beroende av SKKMigas godkännande
- Gurita (l.a. 90%) en prospekteringsborrning planeras att genomföras på strukturen Gobi under 2014
- South Sokang (l.a. 100%) 1,000 km² 3D seismik insamlad
- Cendrawasih VII (l.a. 100%) förvärvat offshore östra Indonesia i utbyte mot Sarebablocket



Grandvillefältet i Paris Basin i Frankrike

Kontinentala Europa

Frankrike och Nederländerna

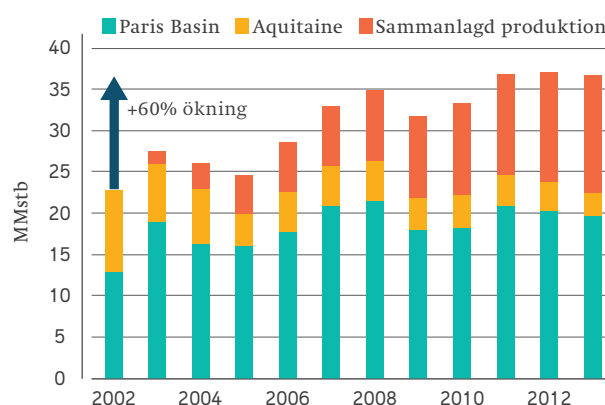
Lundin Petroleum undersöker fortsatt möjligheterna att förlänga livslängden på bolagets mogna tillgångsbas i Frankrike och Nederländerna, med stabil produktion av olja och gas. De gynnsamma skattesystemen för prospektering och produktion i Frankrike och Nederländerna ger bolaget incitament att fortsätta investera i syfte att fortsatt behålla det starka operativa kassaflödet från dessa tillgångar.

De franska tillgångarna består av mogna producerande oljefält onshore i Paris Basin, där Lundin Petroleum är operatör, och i Aquitaine Basin, där Vermilion är operatör. Tillgångarna i Nederländerna består av mogna producerande gasfält onshore och offshore, med Vermilion, GDF Suez, Oranje-Nassau Energie och Total som operatörer.

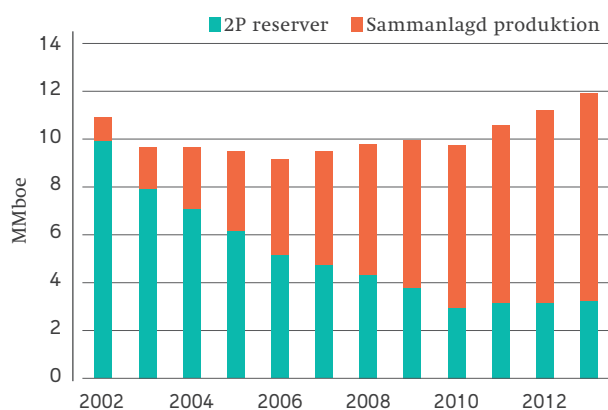
De franska och nederländska tillgångarna förvärvades 2002 genom företagsförvärvet av Coparex. De kombinerade nettoreserverna var vid tiden för förvärvet omkring 32 MMboe och ackumulerad nettoproduktion från förvärvsdatum till slutet av 2013 uppgick till 23,2 MMboe. Resterande nettoreserver vid slutet av 2013 var 25,9 MMboe, vilket visar att en betydande del av den producerade volymen ersatts med ytterligare reserver genom att proaktivt genomföra kompletterande borrningar och ta fram en strategi för förvaltning av reservoarer. De franska tillgångarna innehåller också betingade resurser om 12,8 MMboe netto till Lundin Petroleum. Under 2013 gick återutbyggnaden av Grandville (i.a. 100%) i Paris Basin in i en intensifierad produktionsfas och nådde i slutet av året rekordproduktion. Efter framgångarna med Grandville planerar bolaget att under 2014 påbörja återutbyggnad av Vert la Gravellefältet.

Gasproduktionen i Nederländerna under 2013 var stabil och i enlighet med förväntningarna. Under 2014 planeras fyra utbyggnadsbörningar och fem prospekteringsbörningar.

FRANKRIKE SLUTLIGA UTVINNINGSBARA RESERVER



NEDERLÄNDERNA SLUTLIGA UTVINNINGSBARA RESERVER



Vi är Lundin Petroleum



Det är mitt jobb att mäta kvaliteten av olja och vatten som produceras vid våra anläggningar i Paris Basinområdet

Guy Rossi
Quality Control Engineer,
Frankrike

Frankrike

Paris Basin

Nyckeltal Frankrike	2013	2012	
Reserver (MMboe)	23	24	<ul style="list-style-type: none"> Återutbyggnaden av Grandville (l.a. 100%) slutfördes 2012. Återutbyggnadens intensifierade produktion under 2013 i enlighet med förväntningarna Prospekteringsborrningen på strukturen Amaltheus (l.a. 100%) slutfördes som en fyndighet och sattes i långsiktig produktionstest i slutet av 2012 En prospekteringsborrning på strukturen Hoplites-1 (l.a. 100%) i Est Champagnelicensen planeras under 2014 Återutbyggnaden av Vert La Gravelle påbörjas 2014
Betingade resurser (MMboe)	13	13	
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	3	3	
Omsättning, netto (MUSD)	112	118	
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	107	110	
Utvinningkostnader (USD/boe)	28	23	
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	55	61	

Nederländerna

Offshore/Onshore

Nyckeltal Nederländerna	2013	2012	
Reserver (MMboe)	3	4	<ul style="list-style-type: none"> Prospekteringsborrningen Vinkega-2 i koncessionen Gorredijk (l.a. 7,75%) slutfördes som en gasfyndighet 2012 och togs i produktion under 2013 5 prospekteringsborrningar planeras i Nederländerna under 2014, en offshore och 4 onshore 4 utbyggnadsborrningar planeras under 2014
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	2	2	
Omsättning, netto (MUSD)	50	55	
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	64	60	
Utvinningkostnader (USD/boe)	16	15	
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	18	52	



Ryssland

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya. I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tecknat ett principavtal (Heads of Agreement) med Rosneft om att Rosneft köper 51 procent av LLC Petroresurs, som äger 100 procent av licensen för blocket. När transaktionen är slutförd kommer Lundin Petroleum att ha en andel av Laganskyblocket om 34,3 procent. Transaktionen med Rosneft förväntas slutföras under första halvåret 2014.

I september 2013 skrev den ryska presidenten under en lag avseende förändringar i beskattning av utvinning av

kolväten offshore för att ge incitament för utbyggnad offshore, inklusive Kaspiska havet. Den huvudsakliga förändringen avsåg exportskatten, vilken reducerades till noll för en period fram till 31 mars 2032 (jämfört med den tidigare skattesatsen som var mellan 55 och 65 procent). Det tidigare MET bidraget togs bort som del i dessa förändringar, delvis kompenserad genom en reducerad skattesats på 15 procent för sju år från och med kommersiell produktionsstart. Förändringen medför en ökning i värdet på kvalificerande fält, vilket är särskilt viktigt för Lundin Petroleums intresse i Morskayafältet.

Ryssland

Produktion

Nyckeltal Ryssland	2013	2012
Reserver (MMboe)	6	7
Betingade resurser (MMboe)	110	110
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	5	5
Omsättning, netto (MUSD)	128	152
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	78	77
Utvinningkostnader (USD/boe)	14	13
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	9	10

- 3 producerande tillgångar, utan operatörskap, i Komiregionen i norra Ryssland (l.a. 50%)
- Under 2013 gjordes ett antal kompletterande borrhningar med ytterligare kompletterande borrhningar planerade under 2014
- 47% av den producerade oljan såldes på den internationella marknaden under 2013

Ansvarsfull verksamhet

Lundin Petroleum tar hänsyn till den potentiella påverkan dess verksamhet kan ha på människorna och miljön i alla strategiska beslut och i all verksamhet på fältet.



Ramverk för samhällsansvar

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

Utvärdering av tredje part

För att bekräfta att bolaget ligger i linje med best practice i branschen utvärderades i början av 2013 Lundin Petroleums ramverk och rutiner för CR av tredje part. Revisionen av Lundin Petroleums ledningssystem för CR utfördes av Ernst & Young Sweden. Revisorns viktigaste iakttagelser var att "Lundin Petroleum har ledande ledningssystem för sina nyckelområden – hälsa, säkerhet och miljö (HSE)" och att mognadsgraden för andra områden inom CR ansågs Etablerad till Avancerad. Iakttagelserna och rekommendationerna i revisionsrapporten har under året väglett Lundin Petroleum i processen med att ytterligare förstärka CR-arbetet.

Policy och riktlinjer för mänskliga rättigheter

Under 2013 tog Lundin Petroleum fram riktlinjer för bolagets arbete med mänskliga rättigheter; detta som en vidareutveckling och integrering i verksamheten av den policy som antogs efter det att styrelsen uttalat sitt stöd för FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter. Riktlinjerna har utvecklats i enlighet med intressenters rekommendationer, inklusive EU-kommissionens "Oil and Gas Sector Guide on Implementing the UN Guiding Principles". Riktlinjerna formaliserar bolagets due diligence-process gällande mänskliga rättigheter och kräver regelbunden riskbedömning gällande mänskliga rättigheter i alla verksamhetsländer, med ytterligare kompletterande studier eller åtgärder när så krävs.

Policy och riktlinjer för intressentdialog

Under 2013 formaliserade Lundin Petroleum sin mångåriga tradition av öppen och konstruktiv dialog med sina intressenter, de individer eller organisationer som kan påverkas av eller påverka bolagets verksamhet. Lundin Petroleum har ett brett spektrum av intressenter, såsom aktieägare, anställda, myndigheter, lokalsamhällen, affärspartners, branschgrupper, icke-statliga organisationer (NGO:s), internationella organisationer, den akademiska världen och media. Riktlinjerna definierar en process vars syfte är att säkerställa att bolaget känner till och effektivt kan hantera intressentfrågor.

Revision av ledningssystemet för CR

Under 2013 genomförde Lundin Petroleum en revision av bolagets ledningssystem för CR, en process för att säkerställa att man inom hela koncernen respekterar bolagets åtaganden enligt uppförandekoden avseende mänskliga rättigheter, anti-korruption, arbetsvillkor, miljö och hållbara investeringar

Nytt 2013

Utveckling inom Lundin Petroleum's ledningssystem för CR:

- Tredjepartsrevision av ledningssystemet för CR
- Nya policies och riktlinjer
- Ny process för revision av ledningssystemet för CR
- Stödjande bolag i EITI
- Stödjande bolag i CDP
- Partnerskap med Lundin Foundation

Vägen framåt

Mål för 2014:

- Ytterligare integrering av ramverk för samhällsansvar i koncernen
 - Utföra revision av ledningssystemet för CR inom alla verksamhetsområden
 - Kontinuerligt förbättra HSE-resultaten
 - Bidra till socioekonomisk utveckling och miljöskydd genom Lundin Foundation
-

samt intressenter. Revisionen omfattar alla delar av bolagets CR-ramverk utom hälsa och säkerhet, vilka är föremål för en separat revision. Miljöfrågor ingår i båda processerna. En första genomgång av ledningssystemen inom alla verksamhetsområden gjordes under 2013, att följas upp med revisioner under 2014.

Åtaganden gällande Anti-korruption

Lundin Petroleum's huvudfokus förblir att implementera CR inom koncernen, men bolaget engagerar sig också i internationella initiativ med relevans för bolagets åtaganden, och blev mot den bakgrunden 2013 stödjande medlem i Extractive Industries Transparency Initiative (EITI).

Partnerskap med Lundin Foundation

Under 2013 har Lundin Petroleum ingått ett partnerskap med Lundin Foundation i syfte att öka omfattningen och effekten av bolagets projekt för hållbara investeringar. För ytterligare information se sidorna 43–45

Vi är Lundin Petroleum



Mitt jobb är att säkerställa att vi följer samma höga CR-standarder överallt där vi är verksamma

Christine Batruch

Vice President
Corporate Responsibility

Hälsa, säkerhet och miljö

Syftet med bolagets ledningssystem för hälsa, säkerhet och miljö (HSE), den så kallade Green Book, är att förebygga olyckor och incidenter som kan påverka människor, miljö och/eller tillgångar. Bolaget gör riskbedömningar och använder nyckeltal för HSE, så kallade Key Performance Indicators (KPI), som ett verktyg för HSE-styrning. KPI-indikatorerna sätter fokus inte bara på områden där incidenter redan inträffat utan också på områden där de potentiellt skulle kunna inträffa i framtiden. Utbyte av erfarenheter, lärdomar och best practice inom koncernen är också viktigt och sker såväl informellt som formellt genom telefonkonferenser varannan månad och ledningsbesök på fältet.

Sedan bolaget grundades har det inte förekommit någon arbetsrelaterad dödsolycka i verksamheten. Lundin Petroleums KPI-indikatorer under 2013 är sammantaget bättre än tidigare år. Incidenter med förlorad arbetstid som följd (Lost Time Incidents, LTI) var av lindrig natur utan bestående inverkan på de berörda. Inga oljeutsläpp rapporterades inom bolaget och kemikalieutsläppen gällde små mängder ofarliga kemikalier (en bråkdel av de volymer som rapporteras i tabellen HSE-indikatorer nedan.)



HSE-indikatordata		2013	2012	2011	2010	2009 ⁵
Exponeringstimmar	Medarbetare	960 508	909 196	1 036 831	731 793	905 166
	Uppdragstagare	2 074 824	1 561 482	2 354 452	2 336 409	3 454 980
Dödsolyckor	Medarbetare	0	0	0	0	0
	Uppdragstagare	0	0	0	0	0
Incidenter som leder till förlorad arbetstid ¹	Medarbetare	2	2	3	2	2
	Uppdragstagare	4	5	3	2	1
Incidenter som leder till begränsad arbetsförmåga ²	Medarbetare	0	0	0	0	1
	Uppdragstagare	0	0	3	7	0
Incidenter som kräver sjukvård ³	Medarbetare	0	1	1	0	2
	Uppdragstagare	2	0	4	17	7
Frekvens incidenter med förlorad arbetstid ⁴	Medarbetare	0,42	0,44	0,58	0,55	0,44
	Uppdragstagare	0,39	0,64	0,25	0,17	0,06
Total frekvens för rapporterbara incidenter ⁴	Medarbetare	0,42	0,66	0,77	0,55	1,10
	Uppdragstagare	0,58	0,64	0,85	2,23	0,46
Oljeutsläpp	Antal	0	2	7	1	1
	Vol. (m ³)	0	4	33	10	40
Kemikalieutsläpp	Antal	7	1	2	1	2
	Vol. (m ³)	59,37	1,75	3,50	7,70	129,78
Kolväteläckor	Antal	0	0	0	0	1
	Massa (kg)	0	0	0	0	4
Nära tillbud med hög potential	Antal	2	5	3	3	24
Överträdelse av tillstånd	Antal	0	0	0	6	19

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

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

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

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

5 Inkluderat Storbritannien.



Säkerheten för våra anställda och underleverantörer är vår högsta prioritet och vi fokuserar på att minimera vår miljöpåverkan i vår strävan att finna sätt att öka vår energieffektivitet

C. Ashley Heppenstall
VD och Koncernchef

Hälsa, säkerhet och miljö

Hälsa, säkerhet och miljö är prioriterade områden i vår verksamhet. Under 2013 gavs HSE-frågor särskild betoning i utbyggnadsverksamheten och vid utvärderingen av uppdragstagare. Utvärderingar av HSE-ledningssystemet gjordes vid Bertamprojektet i Malaysia och Brynhildprojektet i Norge. För att säkerställa att uppdragstagare lever upp till bolagets HSE-krav gjordes också en utvärdering av ledningsprocessen för övervakning av uppdragstagare, samt platsbesök vid två varv i Singapore.

HSE är integrerat i den dagliga verksamheten på många olika sätt. Följande exempel illustrerar på ett konkret sätt hur HSE-chefer och deras team främjar HSE-arbetet i hela koncernen.

Regionalt HSE-möte i Sydostasien

I oktober hölls ett tredagarsmöte i Kuala Lumpur och Singapore med HSE-chefer från Indonesien, Malaysia och Norge. Syftet med mötet var att diskutera implementering av koncernens HSE-strategi och därtill hörande utmaningar och möjligheter. Eftersom HSE är en fundamental del av bolagets riskhantering ägnades ett särskilt avsnitt åt att diskutera risk, varvid HSE-cheferna delade med sig av sina metoder för att identifiera, förebygga och hantera risk inom sina respektive verksamheter.

På mötets tredje dag besökte teamet varven Keppel och Jurong i Singapore där modifieringsarbeten på FPSO:n för Bertamfältet offshore Malaysia och Flotellet för Edvard Griegfältet pågår. Syftet med dessa besök var att säkerställa att uppdragstagare och leverantörer lever upp till Lundin Petroleums krav vad gäller CR och HSE.

Teamet besökte också Oil Spill Response för att träffa den personal som skulle komma att assistera bolaget i händelse av en incident, liksom för att göra sig förtrogn med den utrustning som i så fall skulle användas.



“HSE-mötet i Sydostasien var det första i sitt slag inom koncernen. Det gav oss möjlighet att utbyta best practice inom HSE och riskhantering, och ge feedback på varandras aktiviteter och dokumentation. Ytterligare en positiv effekt av mötet var att det stärkte nätverket mellan HSE-cheferna i olika regioner.”

Bernt Rudjord
HSE Manager, Lundin Norway

HSE-ledning av uppdragstagare

Lundin Petroleum är fast beslutet att säkerställa säkerheten inte bara för sina medarbetare, utan för alla som arbetar för bolaget. Därför utvärderas alla uppdragstagare ur ett HSE-perspektiv både i urvalsprocessen och genom inspektioner när upphandlingen har skett.

I bolagets operationella enheter får alla medarbetare och uppdragstagare som arbetar i bolagets lokaler genomgå en introduktionskurs i HSE.

Under hösten samlade Lundin France 55 av sina viktigaste uppdragstagare till en HSE-temadag för att återupprepa sina förväntningar inom HSE och låta uppdragstagarna dela med sig av best practice. Totalt 64 personer deltog i evenemanget.

Intressentdialog

Det är viktigt för Lundin Petroleum att kommunicera med sina intressenter: människor och organisationer som kan påverkas av eller påverka bolagets verksamhet. Lundin Petroleums fokus förblir de fem huvudsakliga intressentgrupper som identifieras i bolagets uppförandekod: aktieägare, anställda, värdländer, lokalsamhällen och samhället i stort. Under 2013 tog Lundin Petroleum fram en formell process för intressentdialog som kommer att implementeras i hela koncernen under 2014. Intressentdialogens karaktär och omfattning skiljer sig beroende på skilda intressenters behov och möjlighet till dialog.

Aktieägare

Aktieägare hålls informerade om bolagets strategi och löpande verksamhet genom finansiella rapporter, pressmeddelanden och hemsidan. Bolaget kommunicerar också med aktieägarna individuellt eller i gruppmöten och på årsstämman. I november 2013 ordnade Lundin Petroleum ett platsbesök i Frankrike för ett antal institutionella aktieägare i syfte att ge dem en bättre uppfattning om vilka åtgärder som vidtagits för att kunna bedriva verksamheten på ett säkert och hållbart sätt.

Anställda

Intressentdialog med anställda pågår varje dag i hela koncernen. Dessutom gör ledningen regelbundna besök på lokala kontor. Personalutbildningar, revisioner och individuella möten hålls också i bolagets verksamhetsländer för att diskutera samhällsansvar i praktiken.

Värdländers myndigheter

Kontakt med värdländers myndigheter på både nationell och lokal nivå tas redan innan en licens förvärvas och under hela olje- och gastillgångens livstid.

Lokalsamhällen

Dialog med lokalsamhällen i verksamhetsländerna sker i samband med presentationer av bolaget och dess planer, sociala sammanhang, publika möten eller lokala evenemang.

Internationella initiativ

Lundin Petroleum för också en dialog med ett antal organisationer i olika forum, såsom icke-statliga organisationer (NGO:s), internationella initiativ och branschorganisationer. Under 2013 deltog Lundin Petroleum i flera evenemang för främjandet av ansvarsfullt företagande, exempelvis EITI Global Conference, FN:s Global Compact Leaders Summit, FN:s Forum on Business & Human Rights, French Industrial Petroleum Union och Norwegian Oil and Gas Association.

Lundin Petroleum arbetar också för att bidra till en bättre förståelse för betydelsen och effekterna av samhällsansvar i verksamheten, vilket man även kommunicerar till branschen genom att medverka som talare och paneldeltagare i workshops och på konferenser, som erbjuder möjligheter att möta experter inom relevanta CR-områden. En sådan konferens på temat "Leadership in Complex Markets" arrangerades av Näringslivets Internationella Råd tillsammans med Geneva Peacebuilding Platform.



Röster om Lundin Petroleum

Aktieägare

“Jag uppskattar Lundin Petroleum's inbjudan att besöka verksamheten i Frankrike. Besöket på plats gav mig en djupare förståelse för hur verksamheten bedrivs och hur hållbarhetsfrågor integreras i det dagliga arbetet. Under besöket fick jag möjlighet att diskutera miljö-, hälso- och säkerhetsfrågor med det lokala teamet. Mitt intryck är att de anställda tar hållbarhetsfrågor på allvar och att verksamheten i Frankrike är välskött vad gäller såväl miljöfrågor som hälsa och säkerhet.”

Helena Larson
Swedbank Robur

Medarbetare

“Det var för mig väldigt positivt att få möjlighet att börja mitt yrkesliv som praktikant på Lundin France, ett bolag som bedriver sin verksamhet på ett ytterst professionellt sätt i en familjär atmosfär. För att vidga mina yrkesmässiga vyer bestämde jag mig för att börja på Lundin Norway. Trots att organisationen är mycket större än i Frankrike, fann jag till min glädje samma familjekänsla. Jag tror verkligen att detta gäller varhelst i världen Lundin Petroleum har verksamhet.”

Ophélie Durand
Geolog, Lundin Norway

Myndigheter i värdländer

“Jag uppskattar mycket det positiva tillskott Lundin Norway utgör i vårt samhälle. Som värdkommun för Lundin Norway värdesätter vi deras insatser och positiva ansträngningar för våra yngre elever, lärare och andra som vill lära sig mer om olje- och gasindustrin. Lundin Norway delar med sig av sin kunskap och kompetens på ett sätt vi alla kan dra lärdom av. Som arbetsgivare är de ytterst professionella.”

Borgmästare Lisbeth Hammer Krog
Bærum kommun, Norge

Equity Research

“En ledare inom samhällsansvar inom sin peer-grupp av medelstora bolag – Lundin Petroleum är en ledare inom sin peer-grupp av medelstora bolag vad gäller rapportering och reducering av dess påverkan på miljön med fokus på synergier mellan ekonomisk och miljömässig hållbarhet. Lundin Petroleum är i toppskiktet av oljebolagen som listas av Carbon Disclosure Project (CDP) vad gäller transparens och resultat för minskning av utsläpp av växthusgaser. Hållbarhet är väl integrerat i organisationen.”

Anne Gjoen
Head of Equity Research and Energy, Handelsbanken

Internationella initiativ

“På CDP Nordic är vi nöjda att Lundin Petroleum med starkt engagemang fortsätter att förbättra öppenheten i rapporteringen av bolagets klimatteffekter för att möta investerarens ökande krav på större företagsansvar i klimatfrågor.”

Amanda Haworth
CDP Nordic

Ratinginstitut för miljö, samhälle och bolagsstyrning

MSCI gav i sin Intangible Value Assessment för 2013 Lundin Petroleum en AA-ranking för bolagets prestationer inom miljöansvar, socialt ansvarstagande och bolagsstyrning (Environmental, Social & Governance, ESG).

Hållbarhetsindex

STOXX inkluderade för tredje året i rad Lundin Petroleum i sitt STOXX® Global ESG Leaders index.

Utvärderingar av bolagsstyrning

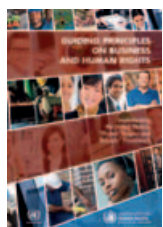
ISS gav Lundin Petroleum bolagsstyrningsbetyget (Governance Risk Score) 2, i en skala från 1 till 10, där 1 indikerar en låg bolagsstyrningsrisk.

Internationella åtaganden



FN:s Global Compact

FN:s Global Compact är ett initiativ från Förenta Nationerna (FN) som syftar till att uppmuntra företag och andra samhällsaktörer att införa praxis om hållbart och socialt ansvarstagande genom att stödja och rapportera om implementeringen av de tio principerna gällande mänskliga rättigheter, arbetsvillkor, miljö och anti-korruption. Lundin Petroleum anslöt sig formellt till FN:s Global Compact år 2010 och har sedan dess tagit flera steg för att integrera principerna i den dagliga verksamheten. Under 2013 fokuserade Lundin Petroleum på att ytterligare förankra FN:s Global Compacts principer i den operativa verksamheten. Bolaget lämnade in sin tredje rapport om hur arbetet fortskridit och lämnade ekonomiskt bidrag till FN Global Compact Foundation för att stötta dess arbete med att främja de tio principerna. Bolaget deltog också i FN:s Global Compact Leaders Summit i New York för knyta kontakter och utbyta idéer med ledare, från näringsliv och det civila samhället, som åtagit sig att implementera principerna.



Mänskliga rättigheter

Under 2012 stärkte styrelsen i Lundin Petroleum bolagets engagemang för mänskliga rättigheter genom att formellt uttrycka sitt stöd för FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter samt genom att anta en policy för mänskliga rättigheter. Under 2013 fokuserade bolaget på att ytterligare förankra policyn om mänskliga rättigheter genom att anta särskilda riktlinjer för mänskliga rättigheter. Medarbetarna i Frankrike, Indonesien, Malaysia, Norge och Schweiz utbildades i bolagets policy och riktlinjer för mänskliga rättigheter. Lundin Petroleum deltog i FN:s andra årliga Forum on Business and Human Rights i Geneve i syfte att fördjupa sin kunskap om de utmaningar det innebär att implementera de vägledande principerna, utbyta erfarenheter och åsikter om rådande best practice, samt att utveckla nätverk och relationer till intressenter och experter inom mänskliga rättigheter.

Anti-korruption

År 2011 antog Lundin Petroleum sin anti-korruptionspolicy med tillhörande riktlinjer. Under 2013 blev Lundin Petroleum ett stödjande bolag till Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), ett frivilligt initiativ som syftar till att främja anti-korruption och transparens genom öppenhet i redovisningen av intäkter. Lundin Petroleum har aktivt främjat anti-korruption inom koncernen och i omvärlden, på konferenser, med affärspartners samt i samverkan med andra branschaktörer i den globala kampen mot korruption. Dessutom för bolaget en löpande dialog med EITI-sekretariatet i Oslo och har deltagit i EITI Global Forum i Sydney samt, som observatör, vid EITI:s styrelsemöte. Inga fall av korruption inom koncernen rapporterades under 2013, vare sig enligt de fastlagda riktlinjerna för anti-korruption eller enligt den etablerade rutinen för whistleblowing.



Miljö

Lundin Petroleum främjar fortlöpande miljöskydd och miljömedvetenhet i all sin verksamhet. De lokala verksamheterna utvärderar potentiella effekter av sina projekt genom baslinje- och miljöpåverkanstudier samt genom att ta fram beredskapsplaner. De stöder också eller deltar i initiativ som främjar gott ledarskap i miljöfrågor. Klimatförändringar är en viktig fråga för Lundin Petroleum. För femte året i rad har bolaget redovisat sin strategi rörande växthusgasutsläpp och klimatförändringar till Carbon Disclosure Project (CDP). Lundin Petroleum rankades 2013 av CDP som nummer tre bland nordiska energibolag. Bolaget blev under året också ett stödjande bolag till CDP samt antog en ny klimatförändringsdeklaration (Climate Change Statement) – där man betonade sitt åtagande att söka energieffektiva lösningar för att minska utsläppen av koldioxid.



Arbetsvillkor

Lundin Petroleum har i sin uppförandekod åtagit sig att respektera och skydda anställdas rättigheter, inklusive föreningsfrihet och rätten till kollektivavtal. Uppförandekoden säkerställer lika möjligheter för alla, utan diskriminering på grund av ålder, kultur, funktionshinder, kön, ras, religion, m.m. genom att den stipulerar att befattningar ska tillsättas utifrån kompetens och kvalifikationer för tjänsten i fråga. Alla nya medarbetare, i varje land där bolaget är verksamt, får genomgå en formell introduktionsprocess där de informeras om sina rättigheter och skyldigheter, liksom om bolagets uppförandekod och CR-policies. Bolagets VP Corporate Responsibility förde under 2013 individuella samtal med HR-chefer i hela koncernen i syfte att säkerställa att Internationella arbetsorganisationens standarder (ILO) är införda och tillämpas fullt ut i praktiken. En CR-handbok med bolagets policies och riktlinjer för CR gjordes tillgänglig för anställda världen över. Tillförlitliga processer för val och utvärdering av uppdragstagare säkerställer att det inte förekommer barnarbete eller annan form av tvångsarbete inom Lundin Petroleums verksamhet någonstans i världen.



Hållbara investeringar

Lundin Petroleum finansierar ett antal hållbarhetsprojekt framförallt i de kärnområden där bolaget är verksamt

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

Under 2013 fortsatte Lundin Petroleum att finansiera några av sina mångåriga projekt, som SOS Barnbyar. Kartorna på sidan 45 visar några av de projekt som Lundin Petroleum gett sitt stöd under 2013.

Lundin Petroleum eftersträvar projekt för hållbara investeringar och lokal samhällsutveckling som har koppling till bolagets verksamhet. I takt med att bolagets verksamheter växer ökar dock också behovet av att involvera sig i större skala, i mer hållbara och långsiktiga projekt vars effekter kan mätas över tiden. Detta för att bättre fullgöra bolagets åtagande att främja millenniemålen inom ramen för FN:s Global Compact. I början av 2013 ingick Lundin Petroleum ett partnerskap med Lundin Foundation, en väl ansedd organisation med lång erfarenhet av filantropi och sociala investeringar. Stiftelsen har ett mycket gott namn i kretsen av likartade organisationer och har, som en av tio organisationer, utsetts till rådgivare till OECD:s Guidelines on Social Impact Investments.



Projekt Rare, Indonesien

Lundin Foundation

Lundin Petroleum har ingått ett avtal med Lundin Foundation om att donera 0,1 procent beräknat på bolagets intäkter för föregående år. Under 2013 bidrog Lundin Petroleum med 1,3 miljoner USD.

Minst 70 procent av dessa medel kommer att gå till stöd av projekt i områden där Lundin Petroleum har prospekterings-, utbyggnads- eller produktionstillgångar. Under partnerskapets första år har man haft ett geografiskt fokus på Sydostasien och ett inriktningsfokus på bevarande av biologisk mångfald, hållbart fiske och förnybar energi.

Med blicken framåt mot 2014 undersöker Lundin Foundation möjligheter till fler partnerskap inom förnybar energi utanför det nationella elnätet och bevarande av biologisk mångfald i Indonesien.

Initiativ under 2013

Bevarande av biologisk mångfald – TRACC-Borneo (Sabah, Malaysia)

Koralltriangeln, som fått sitt namn efter regionens häpnadsväckande antal koraller (närmare 600 olika arter av revbyggande korall), är hemvist för sex av världens sju arter av havssköldpaddor och mer än 2 000 arter korallrevsfisk. Över 120 miljoner människor bor i Koralltriangeln och är beroende av korallreven för mat, inkomst och skydd från stormar. Rådande nivåer av, och metoder för, fiske är inte hållbara och utgör en fara för detta viktiga marina område och dess befolkning. Klimatförändringar hotar kustsamhällen och äventyrar ömtåliga rev. Utmaningen framöver är att utveckla hållbara lösningar för Koralltriangelns invånare och samtidigt skydda en av de mest mångfaldiga livsmiljöerna på jorden.

Under 2013 ingick Lundin Foundation ett partnerskap med TRACC-Borneo med syftet att öka planteringen av koraller och återupprätta de skadade rev som är så livsavgörande för både fiske och turism i Sempornadistriktet i Malaysia. Intäkter från en farm för sjögräs och sjögurkor som kommer att ägas och drivas av TRACC kommer att säkerställa ett intäktstillflöde till stöd för pågående restaureringsaktiviteter.

Hållbart fiske – Rare (Indonesien)

Världens kustfiske är under enormt stark press. Trots att en miljard människor världen över är beroende av fisk för protein är mer än 80 procent av fiskbestånden överexploaterade och på tillbakagång. Tropiska utvecklingsländer, inklusive de inom Koralltriangeln, får betala det högsta mänskliga och miljömässiga priset. Hälften av världens fångst kommer från kustfiske, som präglas av illa skött fiske och konkurrens om knappa havsresurser som accelererar den negativa utvecklingen. För ö-nationer inom utvecklingsländer, där fisk ofta är den främsta källan till protein, innebär det illa skötta fisket en förlorad fångst motsvarande vad som skulle kunna förse 130 till 300 miljoner människor med miniminivån av det dagliga proteinbehovet.

Indonesien ligger i hjärtat av Koralltriangeln, ett centrum för tropisk havsbiologisk mångfald som innehåller mer än hälften av

världens korallrev, 75 procent av kända korallarter, mer än 3 000 fiskarter och det största området mangroveskogar i världen. Det uppskattade årliga ekonomiska värdet av denna rika ekologiska mångfald är 2,3 miljarder USD. Den bestående minskningen av fiskebeståndet på grund av överfiske och den därav efterföljande försämringen av naturlig infrastruktur som korallrev och mangroveskog utgör ett allvarligt hot mot Indonesiens ekonomi, tillgång på mat och möjlighet till försörjningstillfällen.

Under 2013 ingick Lundin Foundation ett flerårigt partnerskap med Rare, med syftet att stödja tre innovativa pilotprojekt inom miljövärd och fiskeförvaltning i landnära marina ekosystem. Dessa pilotprojekt syftar till att säkerställa en lönsam och hållbar fiskeindustri och samtidigt förbättra förutsättningarna för människors försörjning, skydda livsmiljön och öka kustregioners förmåga att anpassa sig till effekterna av klimatförändringar.

Tillgång på energi – Penampang Renewable Energy (Sabah, Malaysia)

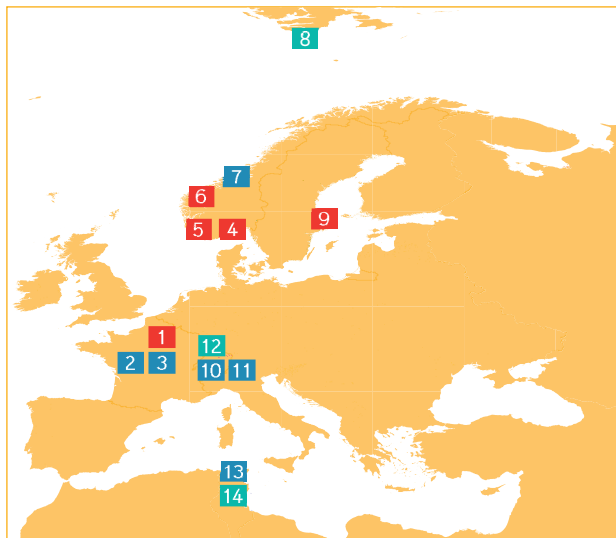
De uråldriga skogarna där Malaysias ursprungsbefolkning (Orang Asal) lever hör till världens rikaste vad gäller biologisk och kulturell mångfald, även om de är kraftigt förfallna. Malaysias ursprungsbefolkning är fortfarande själva ansvariga för naturvård vad gäller dessa livsviktiga skogbevuxna vattenområden, koldioxidupptagande "kolbanker", rent vatten och biologisk mångfald. Ändå hör dessa skogsekosystem, och dess lokala samhällen, till Malaysias mest sårbara. Över 20 procent av Sabahs befolkning saknar fortfarande tillgång till elektricitet.

Penampang Renewable Energy (PRE) leder en grupp av organisationer och lokala företag i Sabah, Borneo, som har presenterat decentraliserade, självförsörjande lösningar för elektrifiering av landsbygden på ett sätt som stärker lokalsamhällena istället för att göra dem beroende.

Under 2013 ingick Lundin Petroleum ett partnerskap med PRE för att utveckla och installera tre mikrovattenkraftverk i avlägsna samhällen utan elektricitet och rekrytera och utbilda lokalbefolkningen till att själva sköta det tekniska underhållet.

Impact Reporting Investment Standards

Lundin Foundation antog 2011 Impact Reporting Investment Standards (IRIS). IRIS är en katalog av gällande mätetal som används av ledande organisationer och stiftelser för att mäta och rapportera den sociala, miljömässiga och finansiella effekten som initiativet som erhållit stöd har. Genom pågående uppföljning på fältet kommer Lundin Foundation årligen att rapportera nyckeltal över hela sin portfölj av initiativ i Sydostasien.



■ Kapacitetsutbyggnad ■ Miljöskydd
■ Social välfärd

Frankrike

- 1 Lundin France erbjuder praktikplatser för studerande vid French Petroleum Institute (IFP) och stödjer IFP:s årliga studieresa.
- 2 Donerat medicinsk utrustning till ett sjukhus i Senegal genom Association CASE Sézanne-Podor.
- 3 Medverkan under välgörenhetsdagen Téléthon i Montmirail som organiserades av Montmirail-föreningen.

Norge

- 4 Sponsor till Astrup Fearnley Museet, en ledande institution inom modern konst.
- 5 Lundin Norway sponsrar Norges Tekniska Museum i Oslo.
- 6 Sponsor till Norges elitidrottslyceum, som stöttar idrottare på internationell tävlingsnivå och samtidigt ger dem möjlighet till akademisk utbildning.
- 7 Fortsatt sponsorskap av Rädda Barnen Norge.
- 8 Partner i Carbon Capture and Storage-projektet vid University Centre i Svalbard.

Sverige

- 9 Lundin Petroleum sponsrar Good To Great Tennis Academy, som coachar unga tennisspelare till att ta steget till världsklass.

Schweiz

- 10 Lundin Petroleum matchade de ekonomiska bidrag som bolagets anställda personligen gav till schweiziska Röda Korset/Swisscross Foundation för offren för tyfonen Haiyan.
- 11 Bolaget gav finansiellt bidrag till två välgörenhetsorganisationer i samband med personalens deltagande i de två idrottsevenemangen Courir pour Aider och Courir Ensemble.
- 12 Personalen åtog sig att under en månad cykla till arbetet för att främja miljövänligt pendlande, Bike to Work.

Tunisien

- 13 Bidragit till täckning av driftskostnader för ett hus i Gammarth Village, SOS Barnbyar. Donerat datorutrustning till Siliana Village, SOS Barnbyar.
- 14 Stöttat upprustningen av Belvédère Park och bidragit till evenemang för att öka barns medvetenhet om parken, Association des Amis du Belvédère.



■ Kapacitetsutbyggnad ■ Miljöskydd
■ Social välfärd ■ Lundin Foundation Projekt

Malaysia

- 15 Personalen vid Lundin Malaysia samlade in pengar till Disabled Children's Care Association genom att delta i evenemanget "Trek up Mount Kinabulu".
- 16 Lundin Malaysia stöder ett projekt som drivs av Malaysian Nature Society på Mantanani Islands, Sabah, en häcknings- och boplatz för infödda sjöfåglar. Fågellokalen är dock starkt hotad av öns vildkatter och i projektet försöker man genom omplacering av katterna till fastlandet stoppa den pågående minskningen av fågelbeståndet.
- 17 TRACC-Borneo, Sabah – bevarande av biologisk mångfald, se sidan 44.
- 18 Penampang Renewable Energy, Sabah – tillgång på energi, se sidan 44.

Indonesien

- 19 Lundin Petroleum gav stipendier för det akademiska året 2013 till tre studenter vid Bandung Institute of Technology (ITB), två från geologiprogrammet och en från petroleumingenjörsprogrammet.
- 20 Bolaget fortsatte sitt stöd för Cibubur Village i Jakarta genom att sponsra bygget av ett hus för pensionerade mödrar, SOS Barnbyar.
- 21 De anställda vid Lundin Indonesia och deras familjer ägnade en frivillig dag åt att plocka upp skräp på Jakartas huvudgata, som ett sätt att visa sitt engagemang för en ren miljö.
- 22 Finansierat Banana Flour Project i Subang, västra Java, i syfte att öka kooperativa intäkter och skapa hållbara verksamheter, IBEKA.
- 23 Donerat medicinsk utrustning till offentliga sjukvårdcentra i Natuna- och Anambas Islands-distrikten för att möta lokalbefolkningens behov.
- 24 Rare, hållbart fiske, se sidan 44.



Lundin Petroleum idag har en stark och mångsidigt sammansatt styrelse med värdefulla insikter i verksamhetens alla delar, från finansiella och operativa frågor till geopolitiska överväganden och, naturligtvis, HSE- och CR-frågor

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Bolagsstyrning

Inledning – ordföranden har ordet

Som styrelseordförande i Lundin Petroleum är en av mina främsta uppgifter att säkerställa att styrelsen utför sina uppdrag och vägleder och övervakar bolagsledningens arbete. För att detta ska kunna ske är det självfallet viktigt att varje styrelseledamot har såväl tillräcklig kompetens som ett starkt engagemang i bolagets framtida utveckling. Det gläder mig att Peggy Bruzelius och Cecilia Vieweg på valberedningens rekommendation valdes in som nya styrelseledamöter på 2013 års årsstämma. Peggy och Cecilia är utomordentligt värdefulla tillskott till styrelsen. Inte bara kompletterar de med sin erfarenhet och kompetens den befintliga styrelsen synnerligen väl, de har dessutom särskilt djup kunskap och insikt i frågor som rör bolagsstyrning. Detta innebär att Lundin Petroleum idag har en stark och mångsidigt sammansatt styrelse med värdefulla insikter i verksamhetens alla delar, från finansiella och operativa frågor till geopolitiska överväganden och, naturligtvis, HSE- och CR-frågor. Jag är också mycket nöjd med det effektiva samspelet mellan styrelse och bolagsledning, till exempel vad gäller det fortlöpande arbetet inom olje- och gasreservskommittén, ersättningskommittén och revisionskommittén. Styrelsen har dessutom i Asbjørn Larsen en utomordentlig representant i HSE/CR-frågor, som med sin mycket goda kännedom om gällande regler och förordningar är till aktivt stöd för bolagsledningen.

Det har för mig varit en intressant och spännande erfarenhet att sedan 2002 arbeta som ordförande i Lundin Petroleum och jag skulle vilja ta tillfället i akt att tacka de övriga styrelseledamöterna för deras insatser och engagemang. Jag vill också tacka medlemmarna av bolagsledningen för deras utomordentligt goda insatser under året, liksom för det omfattande arbete som lagts ner på att förbereda varje styrelsemöte. Avslutningsvis vill jag tacka våra aktieägare för ert förtroende och fortsatta stöd.

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Bolagsstyrningsrapport

Denna bolagsstyrningsrapport har utarbetats i enlighet med aktiebolagslagen (SFS 2005:551), årsredovisningslagen (SFS 1995:1554) och svensk kod för bolagsstyrning (bolagsstyrningskoden), och har granskats av bolagets externa revisor.

Vägledande principer för bolagsstyrning

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

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

De principer för bolagsstyrning som Lundin Petroleum tillämpar återfinns i både interna och externa regler och föreskrifter. Som ett svenskt publikt aktiebolag noterat på NASDAQ OMX Stockholm lyder Lundin Petroleum under aktiebolagslagen och årsredovisningslagen liksom NASDAQ OMX Stockholms regelverk för emittenter, som finns tillgängligt på www.nasdaqomx.com. Lundin Petroleum är också noterat på Torontobörsen och lyder därmed även under kanadensisk värdepapperslagstiftning, inklusive Toronto Stock Exchange Rule Book, som finns tillgänglig på www.tmx.com.

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

Svensk kod för bolagsstyrning

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

Bolagsstyrningskoden bygger på "följ eller förklara"-principen, vilket innebär att ett bolag kan välja att tillämpa en annan lösning än den bolagsstyrningskoden anvisar om bolaget i ett specifikt fall finner en annan lösning mer lämplig. Bolaget måste dock förklara varför det inte följt regeln ifråga, samt beskriva och motivera bolagets alternativa lösning. Lundin Petroleum följde under 2013 samtliga regler i bolagsstyrningskoden utom i ett avseende, gällande sammansättningen av valberedningen, vilket framgår av tabellen på sidan 50. Därutöver inträffade under året inga överträdelser av tillämpliga börsregler, ej heller några avvikelser från god sed på värdepappersmarknaden.

Lundin Petroleums bolagsordning

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

Huvudsakliga externa regler och förordningar för bolagsstyrning hos Lundin Petroleum

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

Huvudsakliga interna regler och förordningar för bolagsstyrning hos Lundin Petroleum

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

Lundin Petroleums uppförandekod

Lundin Petroleums uppförandekod innehåller ett antal av styrelsen utformade principer som syftar till att ge övergripande vägledning till anställda, uppdragstagare och partners rörande hur bolaget ska bedriva sin verksamhet på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter, inklusive aktieägare, anställda, samarbetspartners, myndigheter i värd- och hemländer samt lokalbefolkningar. För att uppfylla sina affärsmässiga och etiska krav tillämpar bolaget samma normer på sin verksamhet i hela världen och strävar efter att ständigt förbättra sitt sätt att arbeta och agera i enlighet med god oljefältssed samt hålla en hög standard avseende företagets medborgaransvar. Uppförandekoden är en integrerad del av bolagets avtalsförfaranden. Eventuella överträdelser mot uppförandekoden blir föremål för utredning och åtgärdas på lämpligt sätt. Styrelsen gör varje år en bedömning av hur uppförandekoden efterlevs. Uppförandekoden finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

Lundin Petroleums policies, riktlinjer och rutiner samt ledningssystem

Med uppförandekoden som sitt etiska ramverk, har Lundin Petroleum även utarbetat särskilda policies, riktlinjer och rutiner som anger huvuddragen för specifika regler och styrmekanismer inom de olika affärsområdena. Bolaget har policies, riktlinjer och rutiner för bland annat den operativa

verksamheten; redovisning och finans; hälsa, säkerhet och miljö (HSE); samhällskontakter; antikorrupktion; mänskliga rättigheter; intressentdialog; juridik; informationssystem; personal samt företagskommunikation. Dessa policies, riktlinjer och rutiner granskas fortlöpande och modifieras och justeras vid behov. Vissa av dokumenten återfinns på www.lundin-petroleum.com, medan andra endast finns tillgängliga internt.

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

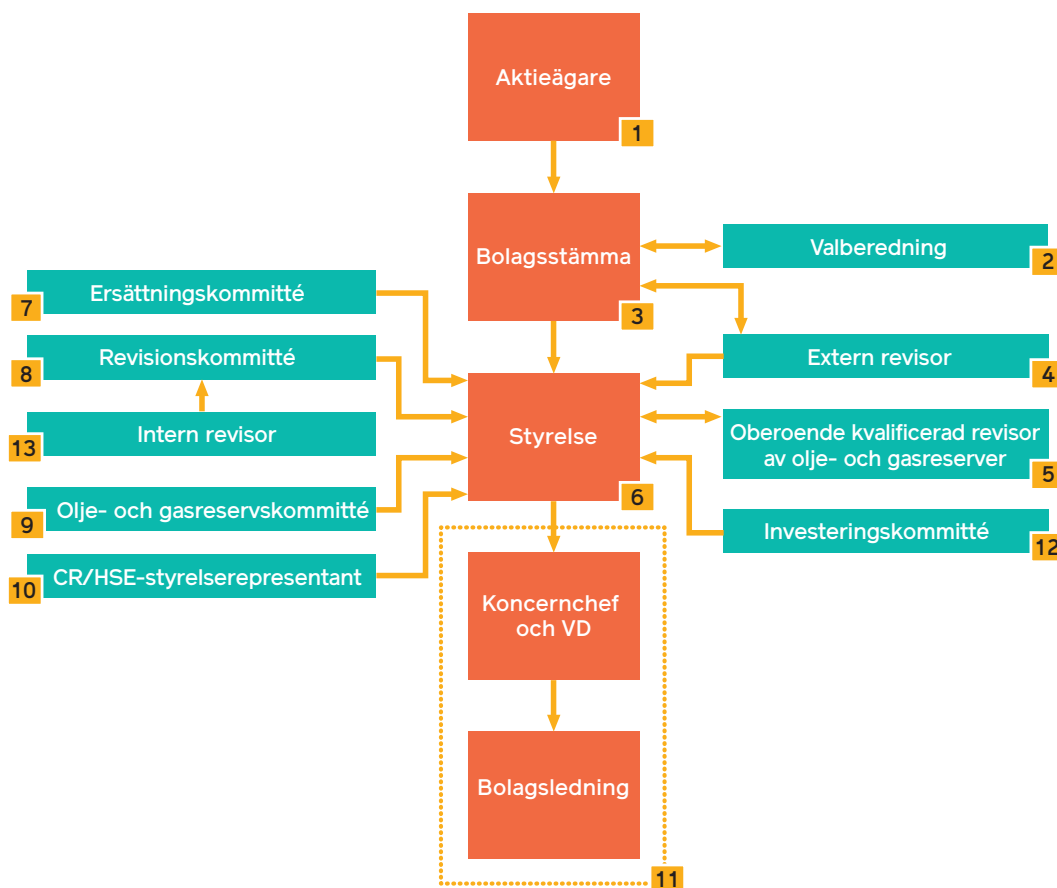
Lundin Petroleums arbetsordning för styrelsen

Styrelsens arbetsordning anger de grundläggande reglerna för arbetsfördelning mellan styrelse, kommittéer, styrelseordförande och verkställande direktör (VD). Arbetsordningen innehåller

även instruktioner till bolagets VD, instruktioner för den finansiella rapporteringen till styrelsen samt riktlinjer för styrelsekommittéernas och investeringskommitténs arbete. Arbetsordningen antas årligen av styrelsen.

Lundin Petroleum – bolagsstyrningsstruktur

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





Aktiekapital och aktieägare 1

Lundin Petroleum's aktier är noterade på Large Cap-listan på NASDAQ OMX Stockholm och på Torontobörsen. Lundin Petroleum's aktiekapital uppgick i slutet av 2013 till 3 179 106 SEK fördelat på 317 910 580 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK per aktie. Alla aktier har lika rösträtt och ger lika rätt till andel i bolagets tillgångar och resultat.

Lundin Petroleum hade i slutet av 2013 totalt 45 148 aktieägare registrerade vid Euroclear Sweden, vilket innebär en ökning med 1 194 aktieägare jämfört med 2012, dvs. en ökning med cirka 3 procent. De större ägarna i bolaget, som per den 31 december 2013 innehade mer än tio procent av aktierna och rösterna, var Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. och Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd., två investmentbolag helägda av familjen Lundin genom trustar, som tillsammans innehade 27,4 procent av aktierna. Därutöver innehade Landor Participations Inc., ett investmentbolag – hellägt av en trust vars stiftare (settler) är Ian H. Lundin – 3,6 procent av aktierna.

Liksom tidigare är bemyndigade årsstämman, som hölls den 8 maj 2013, styrelsen att återköpa och sälja egna aktier som ett

verktyg för att optimera bolagets kapitalstruktur och för att säkra bolagets åtaganden enligt dess incitamentsprogram. Med stöd av detta bemyndigande köpte Lundin Petroleum 971 965 egna aktier under 2013 och innehade som ett resultat av detta 8 340 250 egna aktier per den 31 december 2013, motsvarande 2,6 procent av det emitterade aktiekapitalet. Det genomsnittliga anskaffningsvärdet för dessa aktier är 61,63 SEK. Ytterligare information om Lundin Petroleum's aktier och aktieägare under 2013, liksom bolagets utdelningspolicy, finns på sidorna 68–69.

Valberedning 2

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

Valberedning inför 2014 års årsstämma						
Ledamot	Utsedd av	Mötes-närvaro	Aktier representerade per den 1 augusti 2013	Aktier representerade per den 31 december 2013	Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Oberoende av bolagets större ägare
Åsa Nisell	Swedbank Robur fonder	3/3	2,5 procent	2,5 procent	Ja	Ja
Arne Lööw	Fjärde AP-fonden	3/3	1,1 procent	1,0 procent	Ja	Ja
André Vatsgar	Danske Capital AB	3/3	1,0 procent	1,3 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	3/3	31,0 procent	31,0 procent	Ja	Nej ¹
Magnus Unger	Icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum samt valberedningens ordförande	3/3	–	–	Ja	Ja
			Totalt 35,6 procent	Totalt 35,8 procent		
Valberedningen har under mandatperioden sammanfattningsvis:				Kompletterande förutsättningar		

- Behandlat en rapport avseende styrelsens arbete samt resultaten av utvärderingen av styrelsens arbete.
- Utvärderat styrelseledamöternas oberoende i enlighet med reglerna i bolagsstyrningskoden.
- Behandlat styrelsens storlek och sammansättning, inklusive könsfördelning, med hänsyn till bolagets rådande position och förväntade utveckling samt styrelseledamöternas kvalifikationer och erfarenhet.
- Behandlat frågan om successionsplanering inom styrelsen.
- Behandlat förslag på nya styrelseledamöter som valberedningen tagit emot.
- Fört diskussioner angående omval av sittande styrelseledamöter och styrelseordförande vid årsstämman 2014.
- Behandlat rekommendationen från bolagets revisionskommitté angående val av revisor vid årsstämman 2014.
- Behandlat frågor rörande styrelsens och revisorns ersättning.
- Fört diskussioner angående utseende av en extern oberoende ordförande för 2014 års årsstämma och beaktande av lämpliga kandidater.
- Behandlat valberedningsprocessen.
- Åsa Nisell, Arne Lööw och André Vatsgar sammanträdde med två styrelseledamöter, Peggy Bruzelius och Cecilia Vieweg, för att diskutera styrelsens arbete och arbetssätt.

- Valberedningen uppfyller de kriterier för oberoende som fastlagts i bolagsstyrningskoden och ingen från bolagsledningen är ledamot i valberedningen.
- Magnus Unger valdes återigen enhälligt till ordförande, ett uppdrag han innehaft sedan valberedningen som bildades inför 2006 års årsstämma. Det faktum att han är ordförande i valberedningen och samtidigt styrelseledamot i Lundin Petroleum utgör en avvikelse från regel 2.4 i bolagsstyrningskoden; dock ansågs detta liksom tidigare är berättigat av både bolaget och valberedningen, med tanke på Magnus Ungers erfarenhet och stöd från bolagets större aktieägare.

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

Valberedning inför 2014 års årsstämma

I enlighet med den valberedningsprocess som antogs av 2013 års årsstämma består valberedningen inför 2014 års årsstämma av ledamöter som utsetts av fyra av bolagets större aktieägare per den 1 augusti 2013. Namnen på ledamöterna i valberedningen tillkännagavs och publicerades på bolagets webbplats den 6 november 2013, dvs. inom tidsramen sex månader före årsstämman, i enlighet med bolagsstyrningskoden. Sekreterare

i valberedningen är bolagets Vice President Legal, Jeffrey Fountain. Valberedningen har hållit tre möten under sin mandatperiod och informella kontakter har ägt rum mellan dessa möten. Ytterligare information om valberedningen och dess arbete återfinns i tabellen ovanför och valberedningens fullständiga rapport, inklusive dess slutgiltiga förslag till årsstämman 2014, presenteras på bolagets webbplats tillsammans med kallelsen till årsstämman.

Bolagsstämman 3

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

Vid årsstämman fattar aktieägarna beslut i ett antal väsentliga frågor avseende bolagets styrning, såsom val av styrelseledamöter och revisor, ersättningspolicy, beviljande av ansvarsfrihet för styrelsen och VD samt godkännande av räkenskaper och beslut om disposition av bolagets resultat. Extra bolagsstämmor hålls om och när bolagets verksamhet så kräver.

Beslut vid årsstämman fattas normalt med enkel majoritet, såvida inte aktiebolagslagen kräver en större andel av såväl representerade aktier som avgivna röster vid stämman. Besluten på varje årsstämma publiceras i ett pressmeddelande direkt efter årsstämman. Dessutom publiceras det godkända protokollet på bolagets webbplats senast två veckor efter årsstämman.

Årsstämman 2013

Årsstämman 2013 hölls den 8 maj 2013 på Grand Hôtel i Stockholm. 608 aktieägare, som representerade 51,2 procent av aktiekapitalet, närvarade personligen eller genom ombud vid årsstämman. Närvarande var också styrelsens ordförande, majoriteten av styrelseledamöterna, VD, bolagets revisor och samtliga ledamöter i valberedningen för 2013 års årsstämma. Ledamöter i valberedningen för 2013 års årsstämma var Åsa Nisell (Swedbank Robur fonder), Ossian Ekdahl (Första AP-fonden), Arne Löow (Fjärde AP-fonden), Ian H. Lundin (Lorito Holdings (Guernsey) Ltd., Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. och Landor Participations Inc., tillika icke-anställd styrelseordförande i Lundin Petroleum) och Magnus Unger (icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum och ordförande i valberedningen). För att samtliga närvarande skulle kunna följa årsstämman simultantolkades mötesförhandlingarna från svenska till engelska respektive från engelska till svenska. Allt skriftligt material rörande årsstämman tillhandahölls också på både svenska och engelska.

2013 års årsstämma beslutade att:

- Välja advokat Claes Zettermarck till årsstämmans ordförande.
- Omvälja C. Ashley Heppenstall, Asbjørn Larsen, Ian H. Lundin, Lukas H. Lundin, William A. Rand och Magnus Unger till styrelseledamöter, samt välja Peggy Bruzelius och Cecilia Vieweg till nya styrelseledamöter. Kristin Færøvik avböjde omval.
- Omvälja Ian H. Lundin till styrelseordförande.
- Bevilja styrelsen och VD ansvarsfrihet för förvaltningen av bolagets angelägenheter under 2012.
- Fastställa bolagets och koncernens resultat- och balansräkningar samt att ingen utdelning utbetalas för räkenskapsåret 2012.
- Omvälja det registrerade revisionsbolaget PricewaterhouseCoopers AB, med auktoriserade revisorn Klas Brand som huvudansvarig revisor, till bolagets revisor fram till årsstämman 2014.
- Godkänna arvode till styrelseledamöter och revisor.
- Godkänna bolagets ersättningspolicy för den verkställande ledningen.
- Bemyndiga styrelsen att besluta om nyemission av aktier och/eller konvertibla skuldebrev motsvarande sammanlagt högst 35 miljoner nya aktier, med eller utan tillämpning av aktieägarnas företrädesrätt.
- Bemyndiga styrelsen att besluta om återköp och försäljning av bolagets egna aktier på NASDAQ OMX Stockholm eller Torontobörsen, där det högsta antalet aktier som får innehas av bolaget inte vid något tillfälle får överstiga fem procent av samtliga utestående aktier i bolaget.
- Godkänna valberedningsprocessen för 2014 års årsstämma.
- Avslå styrelsens förslag att ersätta LTIP 2009 för den verkställande ledningen.
- Avslå ett aktieägarförslag i förhållande till vissa internationella riktlinjer avseende företags samhällsansvar.

Ett elektroniskt röstsysteem med röstdosor användes vid omröstning och protokollet från årsstämman 2013, tillsammans med allt till stämman hörande skriftligt material på svenska och engelska, samt verkställande direktörens anförande på årsstämman, finns tillgängliga på www.lundin-petroleum.com.

Årsstämman 2014

2014 års årsstämma kommer att hållas den 15 maj 2014 kl. 13.00 i Vinterträdgården på Grand Hôtel, Södra Blasieholmshamnen 8, i Stockholm. Aktieägare som önskar delta måste vara införda i den av Euroclear Swedens förda aktieboken senast den 9 maj 2014 och måste anmäla sitt deltagande till bolaget senast den 9 maj 2014. Ytterligare information om registrering för årsstämman, liksom om röstning genom ombud, återfinns i kallelsen till årsstämman som finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

Bolagets externa revisorer

Revisor – lagstadgad revision **4**

Lundin Petroleums revisor reviderar varje år bolagets och koncernens räkenskaper, styrelsens och VD:s förvaltning av bolagets angelägenheter och rapporterar angående bolagsstyrningsrapporten. Dessutom granskar revisorn bolagets delårsrapport per den 30 juni. Styrelsen sammanträder med revisorn minst en gång om året utan att någon från bolagsledningen är närvarande. Revisorn deltar även regelbundet i revisionskommitténs möten, i synnerhet i samband med bolagets delårs- och bokslutsrapporter. Vid årsstämman 2013 valdes revisionsbolaget PricewaterhouseCoopers AB till bolagets revisor för en period om ett år fram till årsstämman 2014. Huvudansvarig revisor är den auktoriserade revisorn Klas Brand.

Revisorsarvodena beskrivs i noterna till de finansiella rapporterna, se not 33 på sidan 115 och not 10 på sidan 119. 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.

Oberoende kvalificerad revisor av olje- och gasreserver **5**

Lundin Petroleums oberoende kvalificerade revisor av olje- och gasreserver reviderar varje år bolagets olje- och gasreserver och vissa betingade resurser, dvs. bolagets kärntillgångar, även om dessa tillgångar inte redovisas i bolagets balansräkning. Revisorn tillsätts av styrelsen, på rekommendation av olje- och gasreservskommittén. Revisorn sammanträder med bolagets ledning och olje- och gasreservskommitté minst en gång om året för att diskutera reservsrapporteringen och revisionsprocessen, och tillhandahåller även en årlig rapport om reservsdata i enlighet med gällande kanadensisk värdepapperlagstiftning. Nuvarande revisor är ERC Equipoise Ltd. För ytterligare information om bolagets reserver och resurser, se avsnittet Reserver, resurser och produktion på sidorna 12–17.

Styrelsen **6**

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

Styrelsens sammansättning

Enligt Lundin 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. På årsstämman 2013 omvaldes C. Ashley Heppenstall (bolagets VD), Asbjørn Larsen, Ian H. Lundin (styrelseordförande), Lukas H. Lundin, William A. Rand och Magnus Unger till styrelseledamöter och Peggy Bruzelius och Cecilia Vieweg valdes till nya styrelseledamöter. Kristin Færøvik avböjde omval. Inga suppleanter har valts och ingen av styrelsens ledamöter är utsedd av någon arbetstagarorganisation. Styrelseledamöterna,

I styrelsens främsta uppgifter ingår att:

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

med undantag av VD, är inte anställda i bolaget, erhåller inte lön från bolaget och är inte berättigade att delta i bolagets incitamentsprogram. Därutöver har styrelsen till sitt stöd en bolagssekreterare som inte är styrelseledamot. Utsedd bolagssekreterare är Jeffrey Fountain, Vice President Legal på Lundin Petroleum.

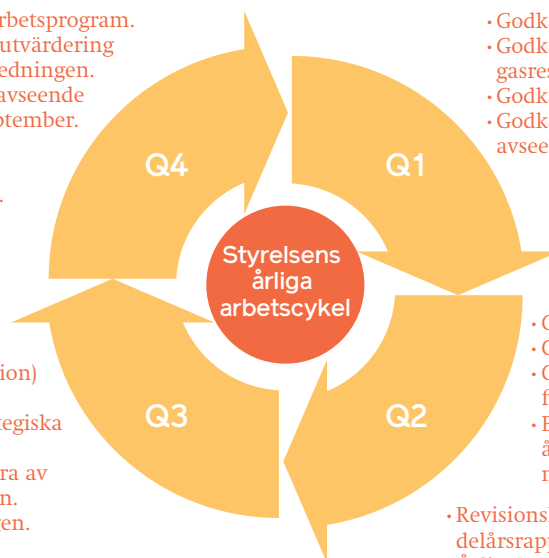
Styrelseordföranden, Ian H. Lundin, ansvarar för att styrelsens arbete är välorganiserat och genomförs på ett effektivt sätt. Han upprätthåller även de rapporteringsanvisningar för bolagsledningen som utarbetats av VD och godkänts av styrelsen, men deltar inte i beslutsfattandet angående bolagets löpande verksamhet. Styrelseordföranden har regelbundna kontakter med VD för att dels säkerställa att styrelsen alltid är tillräckligt informerad om bolagets verksamhet och finansiella ställning, dels stötta VD i hans uppdrag. Styrelseordföranden träffar vid flera tillfällen under året också bolagets aktieägare för att diskutera aktieägarfrågor och ägandefrågor i allmänhet. Han för även samtal med andra av bolagets intressenter. Därutöver främjar styrelseordföranden aktivt bolaget och dess intressen på de platser där bolaget är verksamt, och gällande potentiella nya affärsmöjligheter.

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 ett 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.

Samtliga styrelseledamöter som valdes på årsstämman 2013 har omfattande erfarenhet från näringslivet och flera ledamöter har även stor erfarenhet från olje- och gasindustrin. Valberedningen inför 2013 års årsstämma bedömde, mot bakgrund av Lundin Petroleum's affärsverksamhet och nuvarande utvecklingsfas, att styrelsen består av mångsidiga personer väl lämpade för uppgiften med omfattande expertis, erfarenhet och bakgrund. Inför årsstämman 2013 utvärderade valberedningen huruvida var och en av de föreslagna styrelseledamöterna var oberoende och fastställde att styrelsens sammansättning uppfyllde bolagsstyrningskodens krav på oberoende såväl i förhållande till bolaget och bolagsledningen som i förhållande till bolagets större aktieägare. Styrelseledamöternas oberoende presenteras i tabellen på sidorna 64–65.

Styrelsemöten och styrelsearbetet

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

Styrelsemöten 2013

Under 2013 hölls åtta styrelsemöten inklusive det konstituerande mötet. Två av dessa möten hölls under en tvådagarsperiod för att ge styrelsen god tid att gå igenom och diskutera bolagets affärer och verksamhet. För att fördjupa styrelsens kunskaper om bolaget och dess verksamhet genomförs varje år ett besök vid någon av bolagets operativa enheter. I september 2013 besökte styrelsen den norska verksamheten och höll i samband med styrelsemötet ett ledningssammanträde (executive session) med bolagsledningen. Vid detta ledningssammanträde fick styrelsen en detaljerad genomgång av koncernens prospekterings- och utbyggnadsverksamhet, med särskilt fokus på verksamheten i Norge och Sydostasien. Därutöver fick styrelsen en uppdatering avseende reserver och produktion, en finansiell översikt över koncernen, den årliga rapporten om samhällsansvar (CR), hälsa, säkerhet och miljö (HSE), en rapport om investerarelationer, samt en presentation av arbetet inom kommunikation och media. Ledande befattningshavare deltog även vid behov i flera styrelsemöten under året för att presentera och rapportera om specifika frågor.

Styrelsen är också ansvarig för att kontinuerligt utvärdera VD:s arbete och ska minst en gång per år göra en formell genomgång av de resultat VD uppnått under året. Under 2013 gjorde ersättningskommittén för styrelsens räkning en genomgång av bolagsledningens och VD:s arbete och resultat. Slutsatserna presenterades vid ett styrelsemöte tillsammans med förslag till ersättning till VD och bolagsledning. Varken VD eller övriga ledande befattningshavare var närvarande under dessa diskussioner.

Styrelsen



Ian H. Lundin

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



Peggy Bruzelius

Ledamot sedan 2013
Ledamot i revisionskommittén



C. Ashley Heppenstall

Ledamot sedan 2001
Koncernchef och VD sedan 2002



Asbjørn Larsen

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



Lukas H. Lundin

Ledamot sedan 2001



William A. Rand

Ledamot sedan 2001
Ordförande i revisionskommittén
Ledamot i ersättningskommittén



Magnus Unger

Ledamot sedan 2001
Ledamot i ersättningskommittén
Ordförande i valberedningen



Cecilia Vieweg

Ledamot sedan 2013
Ordförande i ersättningskommittén

Ytterligare information om styrelseledamöterna finns på sidorna 64–65 och på www.lundin-petroleum.com

Styrelsen

Styrelsen har under året:

- Granskat och godkänt rapporten för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2012.
- Diskuterat möjligheten att rekommendera 2013 års årsstämma att besluta om utdelning till aktieägarna.
- Tagit del av regelbundna uppdateringar och presentationer från bolagsledningen om bolagets verksamhet och affärer, inklusive produktionsresultat och förväntad produktion, utbyggnads-, utvärderings- och prospekteringsaktiviteter med tillhörande risker, position gällande olje- och gasreserver och -resurser, fortsatta diskussioner gällande samordningen (unitisation) av Johan Sverdrupfältet, uppskattad ökning av personal, organisationsstrategi och -struktur, m.m.
- Behandlat väsentliga projekt och åtaganden, inklusive betydande upphandlingar, överenskommelser avseende borrhigar, inlämning av utbyggnadsplan (PDO) för Bertamfältet, utnämning av oberoende kvalificerad revisor för olje- och gasreserver, m.m.
- Diskuterat bolagets framtida strategi och planer för prospektering, program för förvärv av seismisk data, tidtabell för borrhigar och uppskattad tidtabell och kapacitet för rigger.
- Behandlat och godkänt avyttringar och förvärv av tillgångar.
- Behandlat och godkänt nya licensansökningar.
- Behandlat frågor gällande återlämning och återställning av oljefält.
- Behandlat bolagets framtida finansieringsbehov och -strategi, inklusive bolagets hantering av finansiell risk.
- Mottagit och diskuterat rapporter från bolagets revisionskommitté, ersättningskommitté och olje- och gasreservkommitté.
- Mottagit och diskuterat ledningens översikt av bolagets policies och metoder för riskhantering.
- Fört diskussioner med bolagets revisor angående 2012 års revisionsprocess, finansiella rapportering, riskhantering, internkontroll och efterlevnad av bolagets ersättningspolicy för 2012 (utan bolagsledningens närvaro).
- Granskat och godkänt de olje- och gasreservsrapporter som krävs enligt kanadensisk värdepapperslagstiftning.
- Behandlat ett aktieägarförslag, som inkommit till årsstämman 2013 avseende vissa internationella riktlinjer för företags samhällsansvar samt godkänt ett uttalande att rekommendera aktieägarna att rösta emot detta förslag.
- Granskat och godkänt material och förslag till 2013 års årsstämma, inklusive bolagets årsredovisning för 2012, den föreslagna ersättningspolicyn för 2013 och styrelsens förslag att ersätta LTIP 2009 för den verkställande ledningen.
- Hållit ett konstituerande styrelsemöte, efter årsstämman 2013, i syfte att bekräfta styrelsearvodet, kommittéernas sammansättning, firmateckning, utnämning av styrelsens representant i CR/HSE-frågor och bolagssekreterare samt antagande av styrelsens arbetsordning.
- Granskat och godkänt bolagets delårsrapport per den 30 juni 2013, baserat på revisionskommitténs rekommendationer.
- Utnyttjat det bemyndigande styrelsen fått av 2013 års årsstämma att återköpa bolagets egna aktier.
- Behandlat frågor och aktiviteter som rör aktieägare, PR och investerarrationer, inklusive intressentdialog och kommunikation, analys av bolagets aktieägarbas, noteringarna av bolagets aktie, bolagets image, m.m.
- Behandlat bolagets årliga CR/HSE-rapport och utvärderat efterlevnad av uppförandekoden, inklusive diskussioner om bolagets stöd för FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter, FN:s Global Compact samt Extractive Industries Transparency Initiative.
- Granskat och godkänt bolagets policy för intressentdialog.
- Behandlat och godkänt bolagets partnerskap med Lundin Foundation.
- Behandlat och godkänt bolagets sponsring av Good to Great Tennis Academy i Sverige.
- Fört diskussioner angående ogrundade påståenden i media gällande bolagets tidigare verksamhet i Sudan och den svenska internationella åklagarkammarens förundersökning om påstådda brott mot den internationella humanitära rätten i Sudan under åren 1997-2003.
- Diskuterat ersättningskommitténs förslag på ett nytt LTIP att presenteras för godkännande av årsstämman 2014.
- Diskuterat och godkänt ersättningskommitténs förslag på avgångsförmåner för bolagets förra CFO.
- Behandlat resultatet av styrelsens egenutvärdering och ordförandens därav följande rapport till valberedningen.
- Granskat och godkänt 2014 års budget och arbetsprogram.
- Granskat och godkänt ersättningskommitténs förslag på ersättningar till ledande befattningshavare 2014 (utan bolagsledningens närvaro).
- Fortlöpande erhållit rapporter och uppdateringar från ledningen om bolagets pågående verksamhet, finansiella ställning och CR/HSE-frågor i syfte att ge styrelsen möjlighet att på lämpligt sätt följa upp bolagets verksamhet och finansiella ställning.

Utvärdering av styrelsearbetet

En formell genomgång av styrelsens arbete genomfördes i november 2013, genom en enkät till samtliga styrelseledamöter. Syftet var dels att säkerställa att styrelsen fungerar effektivt, dels att möjliggöra för styrelsen att vid behov skärpa fokus på särskilda frågor som kan komma att tas upp. I enkäten behandlades flera aspekter av styrelsens struktur, arbete och möten samt allmänna frågor såsom stöd och information till styrelsen.

Samtliga styrelseledamöter gav personlig återkoppling. De övergripande slutsatserna var mycket positiva och visade att

styrelsen har en lämplig struktur och sammansättning samt att styrelseledamöterna har relevant erfarenhet, inklusive branschspecifik och finansiell erfarenhet, vilket gör att styrelsen kan fungera som ett effektivt styrande organ. Styrelseledamöterna deltar aktivt och närvarar regelbundet i styrelsemöten. Fördelningen av styrelsekommittéernas ansvar och beslutsfattande inom styrelsen är tydlig och rapportering till styrelsen sker på ett lämpligt sätt. Styrelsemötena är väl förberedda och planerade, med presentationer av hög kvalitet som gör det möjligt för styrelsen att effektivt följa upp bolagets verksamhet och resultat. Styrelsemötena i anslutning till platsbesök ute i den operativa verksamheten

ansågs särskilt viktiga för att ge djupare kunskap och insikter om bolagets verksamhet och lokala förutsättningar. Bland de individuella förslagen märktes bland annat: att överväga fler tillfällen att träffas personligen i takt med att bolaget och dess verksamheter växer, samt att ytterligare diskutera frågor om successionsplanering. Det framhölls också att styrelsen – i enlighet med önskemål framförda i förra årets utvärderingsenkät – lagt mer tid på strategiska diskussioner. Samtidigt konstaterades att styrelsen, med tanke på dessa frågor betydelse, skulle kunna allokera ännu mer tid till diskussioner om bolagets övergripande strategi och dess implementering.

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

Ersättning till styrelsen

Ersättning till styrelseordförande och övriga styrelseledamöter utgår i enlighet med årsstämmans beslut. Årsstämman 2013 beslutade att styrelseordföranden ska erhålla 1 000 000 SEK och övriga styrelseledamöter 490 000 SEK, med undantag för VD. Årsstämman beslutade vidare om en ersättning på 100 000 SEK för varje ordinarie kommittéuppdrag, och 150 000 SEK för varje uppdrag som kommittéordförande, dock begränsat till ett belopp om totalt 900 000 SEK för kommittéarbete. Ingen ersättning utgår för uppdrag inom olje- och gasreservskommittén. Därutöver godkände årsstämman 2013 ett belopp om 2 000 000 SEK för ersättning till styrelseledamöter för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget.

Styrelsens ersättning beskrivs närmare i tabellen på sidorna 64–65 och i noterna till de finansiella rapporterna, se not 31 på sidorna 112–113.

Styrelsekommittéer och styrelsens representant för CR/HSE-frågor

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

Ersättningskommitté 7

Ersättningskommittén bistår styrelsen i ärenden som rör bolagsledningens ersättning och håller sig informerad om ersättningsprinciper, ersättningar och andra anställningsvillkor för bolagsledningen, samt förbereder styrelsens och årsstämmans beslut i dessa ärenden. Vad gäller ersättning till bolagsledningen är det kommitténs målsättning att erbjuda marknadsmässiga och konkurrenskraftiga ersättningspaket som tar hänsyn till såväl befattningens omfattning och ansvar som till individens färdigheter, erfarenheter och tidigare

prestationer. I kommitténs uppgifter ingår även att följa upp och utvärdera bolagets program för rörlig ersättning, tillämpningen av ersättningspolicyn samt aktuella ersättningsstrukturer och -nivåer i bolaget. För mer information om dessa frågor, se avsnittet om ersättning i denna rapport på sidorna 58–61.

Revisionskommitté 8

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

Olje- och gasreservskommitté 9

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

Styrelsens representant för CR/HSE-frågor 10

Styrelsen har ett lednings- och tillsynsansvar i alla CR- och HSE-frågor inom koncernen och utser varje år en icke-anställd styrelseledamot till särskild styrelserepresentant för CR/HSE-frågor. I CR/HSE-styrelserepresentantens uppgifter ingår att föra en dialog med bolagsledningen i CR/ HSE-relaterade frågor samt att regelbundet rapportera om dessa till styrelsen. Nuvarande styrelserepresentant i CR/HSE-frågor är Asbjørn Larsen. För information om bolagets CR/HSE-aktiviteter, se avsnittet om Samhällsansvar på sidorna 36–45.

Revisionskommitté 2013

Ledamöter	Mötesnärvaro	Revisionskommittén har under året:	Kompletterande förutsättningar
William A. Rand, ordförande	6/6	<ul style="list-style-type: none"> – Bedömt bokslutsrapporten 2012 och delårsrapporten per den 30 juni 2013 för fullständighet och riktighet och rekommenderat till styrelsen för godkännande. – Bedömt och godkänt delårsrapporterna per den 31 mars och 30 september 2013 å styrelsens vägnar. – Utvärderat redovisningsfrågor i samband med bedömning av de finansiella rapporterna. – Följt upp och utvärderat resultatet av koncernens internrevision och riskhantering. – Haft tre möten med den externa revisorn för att diskutera den finansiella rapporteringen, internkontroll, riskhantering, m.m. – Utvärderat revisorns revisionsarbete och dennes opartiskhet och självständighet. – Granskat och godkänt revisorns arvode. – Bistått valberedningen i dess arbete med att föreslå en revisor för tillsättande vid 2014 års årsstämma. 	<ul style="list-style-type: none"> – Revisionskommitténs sammansättning uppfyller aktiebolagslagens och bolagsstyrningskodens krav på oberoende. – Alla ledamöter av revisionskommittén har betydande erfarenhet av finansiella, redovisnings- och revisionsfrågor. <p>William A. Rand har varit ordförande i revisionskommittén sedan den bildades 2002. Asbjørn Larsen har tidigare haft befattningen som finansdirektör och VD för ett börsnoterat norskt olje- och gasprospekteringsbolag. Peggy Bruzelius har för närvarande och har tidigare haft ledande befattningar inom finansiella institutioner och bolag och har även varit ordförande i revisionskommittén för andra bolag.</p>
Magnus Unger	3/3 ¹		
Asbjørn Larsen	6/6		
Peggy Bruzelius	2/3 ¹		

Ersättningskommitté 2013

Ledamöter	Mötesnärvaro	Ersättningskommittén har under året:	Kompletterande förutsättningar
Cecilia Vieweg, ordförande	2/3 ²	<ul style="list-style-type: none"> – Granskat VD:s, de övriga medlemmarnas i den verkställande ledningen och övriga ledande befattningshavares prestationer i enlighet med bolagets prestationsledningsprocess (Performance Management Process). – Upprättat en rapport avseende styrelsens utvärdering av ersättningar till den verkställande ledningen under 2012. – Löpande följt upp och utvärderat ersättningsstrukturer, -nivåer och -program samt bolagets ersättningspolicy. – Upprättat förslag till ersättningspolicy för 2013 för styrelsens och årsstämmans godkännande. – Upprättat förslag till ersättningar och andra anställningsvillkor för VD, för styrelsens godkännande. – Granskat VD:s förslag avseende ersättningar och andra anställningsvillkor för de övriga medlemmarna i den verkställande ledningen och anställda på Vice President-nivå, för styrelsens godkännande. – Granskat och godkänt VD:s förslag avseende principerna för ersättning av övrig bolagsledning och andra anställda. – Granskat och godkänt VD:s förslag avseende 2013 års LTIP tilldelningar. – Behandlat avgångsförmåner och presenterat dessa för styrelsens godkännande. – Med biträde av HayGroup utfört en jämförelsestudie (benchmark) avseende ersättningar. – Med biträde av HayGroup gjort en komplett genomgång och studie av befintliga långfristiga incitamentsprogram på marknaden och tagit fram ett förslag på ny LTIP för godkännande av styrelsen och 2014 års årsstämma. 	<ul style="list-style-type: none"> – Ersättningskommitténs sammansättning uppfyller bolagsstyrningskodens krav på oberoende. – Cecilia Vieweg har tidigare suttit i flera börsnoterade bolags ersättningskommittéer och ersättningskommittén har, med tanke på ledamöternas skiftande bakgrunder och allmänna erfarenhet, inklusive William A. Rand ordförandeskap i kommittén i över 10 år, omfattande kunskap och erfarenhet i frågor som rör ersättningar till ledande befattningshavare.
Magnus Unger	3/3		
William A. Rand	3/3 ²		
Kristin Færøvik	0/0 ³		

Olje- och gasreservskommitté 2013

Ledamöter	Mötesnärvaro	Olje- och gasreservskommittén har under året:	Kompletterande förutsättningar
Ian H. Lundin, ordförande	1/1	<ul style="list-style-type: none"> – Genomfört en allmän granskning av bolagets rutiner och förfaranden för olje- och gasreserver. – Granskat bolagets rutiner för sammanställning och rapportering av övrig information förenad med olje- och gasaktiviteter. – Sammanträtt med bolagsledningen och ERC-Equipoise Ltd., den oberoende kvalificerade revisorn för olje- och gasreserver, för att diskutera olje- och gasreservrapporteringen för 2012. – Granskat olje- och gasreservsdata. 	<ul style="list-style-type: none"> – Olje- och gasreservskommitténs sammansättning uppfyllde kraven på oberoende i gällande kanadensisk värdepapperslagstiftning NI 51-101.
Asbjørn Larsen	1/1		

¹ Magnus Unger var ledamot av revisionskommittén till och med den 8 maj 2013 och Peggy Bruzelius har varit ledamot av revisionskommittén från och med den 8 maj 2013.

² William A. Rand var ordförande för ersättningskommittén till och med den 8 maj 2013 och Cecilia Vieweg har varit ledamot av och ordförande för ersättningskommittén från och med den 8 maj 2013.

³ Kristin Færøvik avböjde omval på årsstämman den 8 maj 2013. Det hölls inga möten i ersättningskommittén mellan den 1 januari 2013 och den 8 maj 2013.

Bolagsledning 11

Ledningsstruktur

Bolagets koncernchef och VD, C. Ashley Heppenstall, är ansvarig för den löpande verksamheten i Lundin Petroleum. Han utses av, och rapporterar till, styrelsen och är också den ende styrelseledamoten som är anställd i Lundin Petroleum. VD tillsätter i sin tur övriga ledande befattningshavare, vilka bistår honom i utförandet av hans uppdrag, liksom i implementeringen av styrelsens beslut och instruktioner, med målet att säkerställa att bolaget når sina strategiska mål samt fortsätter leverera ansvarsfull tillväxt och långsiktigt aktieägarvärde.

Lundin Petroleums bolagsledning består av högt kvalificerade personer med global erfarenhet från olje- och gasindustrin och inkluderar, förutom VD:

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

Per den 31 december 2013 skedde en förändring i bolagsledningen i och med att bolagets förra CFO, Geoffrey Turbott, valde att sluta som CFO efter tio år på denna post. Till ny CFO från och med 1 januari 2014 utsågs Mike Nicholson, som sedan 2005 haft olika positioner inom bolaget, senast som områdeschef för Sydostasien. Mike Nicholson efterträddes i Sydostasien av Paul Atkinson, som sedan 2001 haft ett antal chefsbefattningar i multinationella olje- och gasbolag, bland annat i bolag som varit Lundin Petroleums föregångare.

Bolagsledningens uppgifter och förpliktelser

VD:s arbetsuppgifter, och ansvarsfördelningen mellan styrelsen och VD, regleras i arbetsordningen och i styrelsens instruktioner till VD. Förutom den övergripande ledningen av bolaget omfattar VD:s uppgifter även att säkerställa att styrelsen erhåller all relevant information om bolagets verksamhet, inklusive vinstutveckling, finansiell ställning och likviditet, samt information om väsentliga händelser såsom betydande tvister, avtal och utveckling av viktiga affärsrelationer. VD är också ansvarig för att upprätta erforderliga beslutsunderlag för styrelsens beslut och för att säkerställa att bolaget följer tillämplig lagstiftning, gällande aktiemarknadsregler och

andra regelverk, såsom bolagsstyrningskoden. VD för också regelbunden dialog med bolagets intressenter, inklusive aktieägare, finansiella marknader, affärspartners och myndigheter. För att kunna fullgöra dessa uppgifter för VD nära diskussioner med styrelseordföranden rörande bolagets verksamhet, finansiella ställning, kommande styrelsemöten, implementering av beslut och andra relevanta frågor.

Bolagsledningen, under VD:s ledarskap, ansvarar för att säkerställa att verksamheten bedrivs i enlighet med koncernens samtliga policies, riktlinjer och rutiner på ett professionellt, effektivt och ansvarsfullt sätt. Regelbundna ledningsmöten hålls för att diskutera alla kommersiella, tekniska, HSE-, finansiella, juridiska och andra relevanta frågor för att säkerställa att kort- och långsiktiga affärsmål nås. En detaljerad rapport som sammanfattar veckans viktigaste händelser och frågor inom verksamheten skickas också på veckobasis ut till bolagsledningen. Bolagsledningen reser ofta för att följa den fortlöpande verksamheten, söka nya affärsmöjligheter och träffa bolagets intressenter, inklusive affärspartners, leverantörer, uppdragstagare, myndighetsrepresentanter och finansiella institutioner. Bolagsledningen har också kontinuerlig kontakt med styrelsen i löpande frågor och i frågor som under hand aktualiseras, i synnerhet inom ramen för styrelsekommittéerna och styrelsens representant för CR/HSE-frågor. Bolagsledningen träffar också styrelsen minst en gång per år vid det ledningssammanträde (executive session) som hålls i samband med ett styrelsemöte på någon av bolagets operativa enheter.

Investeringskommitté 12

Bolagets investeringskommitté, som består av VD, CFO, COO och SVP Development, inrättades av styrelsen 2009 för att bistå styrelsen i förvaltningen av bolagets investeringsportfölj. Kommitténs uppgift är att fastställa att bolaget har en tydligt uttalad investeringspolicy, för att utveckla, granska och till styrelsen rekommendera investeringsstrategier och riktlinjer i linje med bolagets övergripande policy, samt att granska och godkänna investeringstransaktioner och att följa upp att investeringsstrategier och riktlinjer efterlevs. Till investeringskommitténs ansvar och uppgifter hör även att behandla årliga budgetar och godkänna tillägg till dessa, liksom investeringsförslag, åtaganden, återlämnande av licenser, avyttring av tillgångar samt andra investeringsrelaterade uppgifter på uppdrag av styrelsen. Investeringskommittén håller regelbundna möten och träffas oftare om verksamheten så kräver.

Ersättningar

Koncernens ersättningsprinciper

Lundin Petroleums målsättning är att erbjuda alla anställda konkurrenskraftiga och marknadsmässiga ersättningspaket. Dessa ersättningspaket är utformade för att säkerställa att bolaget kan rekrytera, motivera och behålla högt kvalificerade medarbetare och belöna prestationer som höjer aktieägarvärdet. Principerna för ersättning inom koncernen består därför av fyra delar: (i) grundlön, (ii) årlig rörlig lön, (iii) långfristigt incitamentsprogram och (iv) övriga förmåner. Som en del av den årliga utvärderingen har bolaget antagit en särskild prestationsledningsprocess (Performance Management Process) för att säkerställa att prestationer på individ- och team-nivå



C. Ashley Heppenstall

Koncernchef och VD,
styrelseledamot



Christine Batruch

Vice President Corporate
Responsibility



Alexandre Schneiter

Executive Vice President och
Chief Operating Officer



Jeffrey Fountain

Vice President Legal



Mike Nicholson

Chief Financial Officer



Teitur Poulsen

Vice President Corporate
Planning and Investor Relations



Chris Bruijnzeels

Senior Vice President
Development

Ytterligare information om bolagsledningen finns på
www.lundin-petroleum.com

ligger i linje med verksamhetens strategiska och operativa mål. Individuella resultatmål fastställs formellt och centrala delar av den rörliga ersättningen är tydligt kopplade till individens förmåga att uppnå dessa mål.

För att säkerställa att koncernens ersättningspaket fortsätter att vara konkurrenskraftiga och marknadsmässiga gör ersättningskommittén årliga jämförelsestudier (benchmarking). För varje studie väljs en jämförelsegrupp som består av europeiska olje- och gasbolag av liknande storlek och operativ räckvidd, gentemot vilken koncernens ersättningspraxis bedöms. Nivån av grundlön, årlig rörlig lön och långfristiga incitamentsprogram bestäms kring mediannivån. Dock kan avvikelser medges i fall av mycket framstående prestationer.

Med tanke på att bolaget konkurrerar ständigt med denna jämförelsegrupp för att behålla och rekrytera de bästa förmågorna på marknaden, både på operationell och ledningsnivå, bestäms koncernens ersättningspaket främst med hänsyn till ersättningspraxis inom denna grupp.

Ersättningskommittén kan också söka råd och stöd från externa ersättningskonsulter, vilket kommittén gjorde 2013 genom HayGroup.

Ersättningspolicy

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

I ersättningskommitténs uppgifter ingår att följa upp och utvärdera tillämpningen av den ersättningspolicy som årsstämman godkänner. För att fullgöra denna uppgift upprättar ersättningskommittén en årlig rapport om utvärderingen av ersättningar till den verkställande ledningen, att godkännas av styrelsen. Bolagets externa revisor verifierar också varje år att ersättningspolicyn har tillämpats korrekt. Båda rapporterna är tillgängliga på bolagets webbplats och den ersättningspolicy som godkändes av 2013 års årsstämma återfinns i denna bolagsstyrningsrapport.

År 2013 enades styrelsen om en avvikelse från ersättningspolicyn och godkände en avgångsförmån för bolagets tidigare CFO, Geoffrey Turbott. Styrelsen ansåg att särskilda skäl i detta fall motiverade en sådan avvikelse, vilket är tillåtet enligt 8 kap. 53 § aktiebolagslagen, med hänsyn till Geoffrey Turbotts betydande bidrag till bolaget och dess föregångare under de senaste 18 åren. Mer information om

ERSÄTTNINGSPOLICY FÖR DEN VERKSTÄLLANDE LEDNINGEN GODKÄND AV ÅRSSTÄMMAN 2013

Policyns tillämpning och mål

I denna ersättningspolicy avser "den verkställande ledningen" eller "ledande befattningshavare" bolagets koncernchef och verkställande direktör (VD) (President och Chief Executive Officer), Executive Vice President och Chief Operating Officer, Vice President Finance och Chief Financial Officer samt Senior Vice President Operations (Senior Vice President Development fr.o.m. den 1 januari 2014).

Lundin Petroleum's målsättning är att rekrytera, motivera och behålla högt kvalificerade ledande befattningshavare med förmåga att uppnå koncernens mål samt att uppmuntra och på lämpligt sätt belöna prestationer på ett sätt som höjer aktieägarvärdet. Koncernen tillämpar således 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 i frågor avseende ersättningsprinciper, ersättningar och andra anställningsvillkor för den verkställande ledningen. Kommittén sammanträder regelbundet och i dess uppgifter ingår 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); och
- d) övriga förmåner.

ersättningar till den verkställande ledningen under 2013, inklusive den överenskomna avgångsförmånen, finns i noterna till de finansiella rapporterna – se noterna 31–32 på sidorna 112–115.

För information om styrelsens förslag till 2014 års årsstämma för ersättningar till den verkställande ledningen, se sidan 83.

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, liksom ersättningskommittén, periodiska "benchmarking" jämförelser av bolagets ersättningspolicy och förfaranden.

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.

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 sina långfristiga incitamentsprogram (long-term incentive plans (LTIP)) på ett sätt som förenar incitament för den verkställande ledningen med aktieägarintressen. Ersättning

som är kopplad till aktiepriset leder till större personligt engagemang för bolaget. Därför anser styrelsen att bolagets LTIP för den verkställande ledningen skall vara kopplad till bolagets aktiekurs.

Enligt svensk kod för bolagsstyrning skall bolagets årsstämma fatta beslut om alla aktie- och aktiekursrelaterade incitamentsprogram för den verkställande ledningen. Information avseende de väsentliga villkoren i föreslagna LTIPs för den verkställande ledningen (om någon) finns tillgänglig som en del av handlingarna inför årsstämman på www.lundin-petroleum.com.

Övriga förmåner

Övriga förmåner skall vara marknadsmässiga och skall underlätta för de ledande befattningshavarna att fullgöra sina arbetsuppgifter. Övriga förmåner inkluderar lagstadgade pensionsförmåner som innehåller en definierad avsättningsplan 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.

Utestående ersättningar

Information avseende tidigare beslutade ersättningar till den verkställande ledningen som inte har förfallit till betalning (om några) finns tillgänglig i bolagets årsredovisning och på www.lundin-petroleum.com.

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

Internkontroll och riskhantering i den finansiella rapporteringen

Inledning

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

System för internkontroll av finansiell rapportering

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



De fem huvudkomponenterna

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

Internrevisor 13

Lundin Petroleums internrevisor tillhandahåller en oberoende och objektiv utvärderingsfunktion som har inrättats som en tjänst för att tillföra värde till organisationen. Internrevisorerna befattar sig med kontrollsystemens lämplighet och effektivitet samt om de hanteras, underhålls, efterlevs och fungerar på ett effektivt sätt. I detta syfte kommer internrevisorerna att utvärdera kontroller som främjar en effektiv rapportering till ledningen, efterlevnad av rutiner, skydd av organisatoriska tillgångar och intressen samt effektiv kontroll. Internrevisorerna rapporterar till revisionskommittén.

1. Kontrollmiljö

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

VD ansvarar för att upprätthålla en effektiv kontrollmiljö i den löpande verksamheten, liksom för att hantera systemet för internkontroll och riskhantering inom koncernen. VD bistås i detta arbete av bolagsledningen på olika nivåer. Lundin Petroleums internrevisor är vidare ansvarig för att se till att regelverket för internkontroll följs.

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

2. Riskbedömning

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

Risker i förhållande till finansiell rapportering följs upp och bedöms av styrelsen genom revisionskommittén. Som en del i riskbedömningen granskar och analyserar Lundin Petroleum befintliga risker i den finansiella rapporteringsprocessen och strukturerar utifrån dessa sina system för internkontroll. Riskbedömningen görs kvartalsvis utifrån en standardiserad metodik som baseras på sannolikhet och potentiell påverkan, och dokumenteras därefter i en koncerngemensam

riskkartan. Efter det att risker identifierats och utvärderats implementeras kontrollaktiviteter i syfte att minimera riskerna i den finansiella rapporteringsprocessen. Slutsatserna av riskbedömningen rapporteras till ledningen och styrelsen genom revisionskommittén. Identifierade riskområden minskas genom affärsprocesser som integrerar riskhantering, policies och rutiner, liksom fördelning av ansvar och befogenheter. För ytterligare information om olika risker, se avsnittet Risker och riskhantering på sidorna 70–71.

3. Kontrollaktiviteter

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

Investeringskommittén övervakar koncernens investeringsbeslut genom den årliga budgetprocessen, samt begärda budgettillägg under året, m.m., och ger vid behov rekommendationer till styrelsen. Investeringskommittén sammanträder regelbundet och dess gransknings- och godkännandeprocess utgör en viktig kontrollaktivitet inom koncernen.

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

4. Information och kommunikation

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

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

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

Följande interna dokument är väsentliga delar av kontrollmiljön inom Lundin Petroleum

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

5. Uppföljning

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

Styrelsen				
Namn	Ian H. Lundin	Peggy Bruzelius	C. Ashley Heppenstall	Asbjørn Larsen
Funktion	Styrelseordförande (sedan 2002)	Ledamot	Koncernchef och VD, styrelseledamot	Ledamot, styrelsens representant i CR/HSE-frågor
Vald	2001	2013	2001	2008
Född	1960	1949	1962	1936
Utbildning	Bachelor of Science, petroleumingenjör, från University of Tulsa.	Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.	Bachelor of Science, matematik, från University of Durham.	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.	Peggy Bruzelius har tidigare varit VD för ABB Financial Services AB och hon har också lett Skandinaviska Enskilda Banken AB:s division för kapitalförvaltning.	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.	Asbjørn Larsen var finansdirektör i Saga Petroleum under 1978–1979 och VD under 1979–1998.
Övriga styrelseuppdrag	Styrelseordförande i Etrion Corporation och ledamot i Bukowski Auktioner AB.	Styrelseordförande i Lancelot Asset Management AB och ledamot i Axfood AB, Diageo PLC, Akzo Nobel NV och Skandia Liv.	Ledamot i Etrion Corporation och Gateway Storage Company Limited.	Ledamot i Selvaag Gruppen AS, The Montebello Cancer Rehabilitation Foundation och The Tom Wilhelmsen Foundation.
Aktier i Lundin Petroleum (per den 31 december 2013)	0 ¹	3 000	1 391 283	12 000
Deltagande i styrelsemöten	8/8	4/5 ³	8/8	8/8
Deltagande i revisionskommitténs möten	–	2/3 ³	–	6/6
Deltagande i ersättningskommitténs möten	–	–	–	–
Deltagande i olje- och gasreservskommitténs möten	1/1	–	–	1/1
Arvode för styrelse- och kommittéarbete	SEK 916 670	SEK 295 000	0	SEK 570 000
Ersättning för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget ⁹	SEK 1 620 000	0	0	0
Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Ja ²	Ja	Nej ⁴	Ja
Oberoende av bolagets större aktieägare	Nej ¹	Ja	Nej ⁴	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 mot ersättning som faller utanför det sedvanliga styrelsearbetet. Enligt valberedningens och bolagets mening är han trots dessa åtaganden oberoende av bolaget och bolagsledningen.

3 Peggy Bruzelius har varit ledamot i styrelsen och revisionskommittén sedan den 8 maj 2013.

4 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 ett bolag där bolag som är associerade med familjen Lundin innehar tio procent eller mer av aktiekapitalet och rösttalet.

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.

Styrelsen			
Lukas H. Lundin	William A. Rand	Magnus Unger	Cecilia Vieweg
Ledamot	Ledamot	Ledamot	Ledamot
2001	2001	2001	2013
1958	1942	1942	1955
Examen från New Mexico Institute of Mining, Technology and Engineering.	Commerce examen (ekonomi) från McGill University, juristexamen från Dalhousie University, Master of Laws examen i internationell rätt från London School of Economics och Doctorate of Laws från Dalhousie University (Hon.).	Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.	Juris kandidatexamen från Lunds universitet.
Lukas H. Lundin har haft ett flertal nyckelpositioner i bolag där familjen Lundin är storägare.	William A. Rand praktiserade juridik i Kanada fram till 1992 varefter han var med och bildade ett investmentbolag och fortsatte inom det privata näringslivet.	Magnus Unger var vice VD inom Atlas Copco-koncernen under 1988–1992.	Cecilia Vieweg är chefsjurist på AB Electrolux och ledamot i koncernledningen sedan 1999. Hon arbetade tidigare som bolagsjurist på högre befattningar i bolag inom AB Volvo-koncernen och inom advokatbranschen.
Styrelseordförande i Lundin Mining Corp., Denison Mines Corp., Lucara Diamond Corp., NGEx Resources Inc. och Lundin Foundation, ledamot i Fortress Minerals Corp. och Bukowski Auktioner AB.	Ledamot i Lundin Mining Corp., Denison Mines Corp., New West Energy Services Inc. och NGEx Resources Inc.	Styrelseordförande i CAL-Konsult AB och ledamot i Black Earth Farming Ltd.	Ledamot i Teknikföretagen och Aktiemarknadsnämnden.
788 331 ⁵	119 441	50 000	3 500
8/8	8/8	8/8	5/5 ⁸
–	6/6	3/3 ⁷	–
–	3/3	3/3	2/3 ⁸
–	–	–	–
SEK 470 000	SEK 745 000	SEK 620 000	SEK 320 000
0	0	SEK 300 000	0
Ja	Ja	Ja	Ja
Nej ⁵	Nej ⁶	Ja	Ja

6 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 som är associerade med familjen Lundin innehar tio procent eller mer av aktiekapitalet och röstetalet.

7 Magnus Unger var ledamot i revisionskommittén fram till den 8 maj 2013.

8 Cecilia Vieweg har varit ledamot i styrelsen och ersättningskommittén sedan den 8 maj 2013.

9 Dessa ersättningar som betalats under 2013 är hänförliga till särskilda uppdrag som utförts för koncernens räkning. Betalningen av dessa ersättningar var i enlighet med de arvoden som godkänts av årsstämman 2013.

Kristin Færøvik avböjde omval vid årsstämman den 8 maj 2013. Under perioden 1 januari till 8 maj 2013 närvarade hon vid 2 av 3 styrelsemöten, och det hölls inga möten i ersättningskommittén. För ytterligare information om Kristin Færøvik, se bolagets årsredovisning för 2012, och för till henne utbetald ersättning under 2013, se not 31 på sidorna 112–113.

BOLAGSSTYRNINGSRAPPORT 2013

Stockholm, 16 april 2014

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 2013 på sidorna 46–66 och för att den är upprättad i enlighet med årsredovisningslagen.

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

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

Stockholm den 16 april 2014

PricewaterhouseCoopers AB



Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor



Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Vi är
Lundin Petroleum



Aktie och aktieägare

Lundin Petroleums aktie

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

Börsvärde

Lundin Petroleums börsvärde per den 31 december 2013 var 39 866 MSEK.

Likviditet

Under året omsattes totalt 264 miljoner aktier vid OMX till ett värde om cirka 37 772 MSEK. Ett genomsnitt om 1,06 miljoner Lundin Petroleumaktier omsattes dagligen vid OMX i Stockholm. 0,2 miljoner aktier omsattes vid TSX till ett värde om cirka 5,27 miljoner CAD. Ett genomsnitt om 1 429 Lundin Petroleumaktier omsattes dagligen vid TSX.

Aktiekapital och röster

Aktiekapitalet uppgick per den 31 december 2013 till 3 179 106 SEK fördelat på 317 910 580 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK och en röst per aktie. Alla utestående aktier är stamaktier och ger samma rätt till del i Lundin Petroleums tillgångar och resultat.

Egna återköpta aktier

Årsstämman i Lundin Petroleum som hölls den 8 maj 2013 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

Aktiedata

Sedan bildandet av Lundin Petroleum i maj 2001 och fram till den 31 december 2013 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 omsättning:

	31 dec 2013	31 dec 2012
Antal utställda aktier	317 910 580	317 910 580
Antal aktier återköpta av Lundin Petroleum	8 340 250	7 368 285
Antal aktier i cirkulation	309 570 330	310 542 295

att optimera Lundin Petroleums kapitalstruktur och att säkra Lundin Petroleums exponering avseende dess LTIPs.

Lundin Petroleums innehav av återköpta aktier uppgick till totalt 8 340 250 per den 31 december 2013.

Årsstämmans bemyndigande

Årsstämman 2013 beslutade att bemyndiga styrelsen att besluta om emission av totalt högst 35 miljoner nya aktier samt att därvid kunna avvika från aktieägarnas företrädesrätt i syfte att möjliggöra för bolaget att anskaffa kapital för finansieringen av verksamheten och för genomförandet av företagsförvärv. Om bemyndigandet utnyttjas i sin helhet motsvarar ökningen av aktiekapitalet en utspädningseffekt om tio procent.

Utdelningspolicy

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

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

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

Aktieägarstruktur

Lundin Petroleum hade 45 148 aktieägare per den 31 december 2013. Svenska privata aktieägars innehav uppgick till 13 procent. Utländska aktieägare innehade 70 procent.

De 10 största aktieägarna per den 31 december 2013	Antal aktier	Andel av antal aktier/röster,%
Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. ¹	76 342 895	24,0
Landor Participations Inc. ²	11 538 956	3,6
Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. ¹	10 844 643	3,4
Lundin Petroleum AB	8 340 250	2,6
Swedbank Robur fonder	8 248 334	2,6
Danske Capital Sverige AB	4 264 159	1,3
Norges Bank Investment Management (Pension Fund Global)	4 164 629	1,3
Fjärde AP-fonden	3 194 836	1,0
Blackrock Global	3 003 092	0,9
Handelsbanken fonder	2 927 826	0,9
Övriga aktieägare	185 040 960	58,4
Summa	317 910 580	100,00

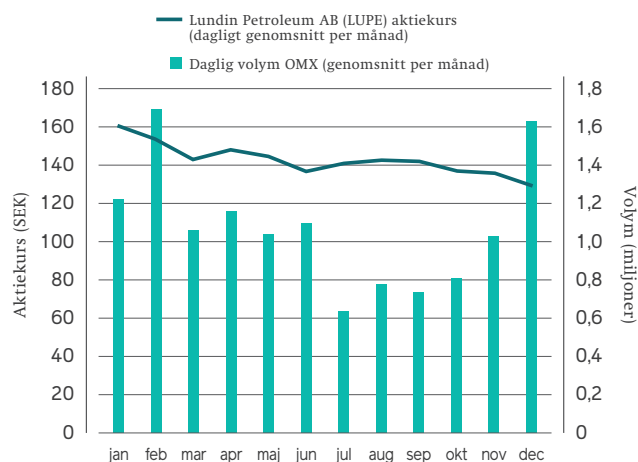
¹ Ett investmentbolag som är helägt av en Lundinfamiljetrust.

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

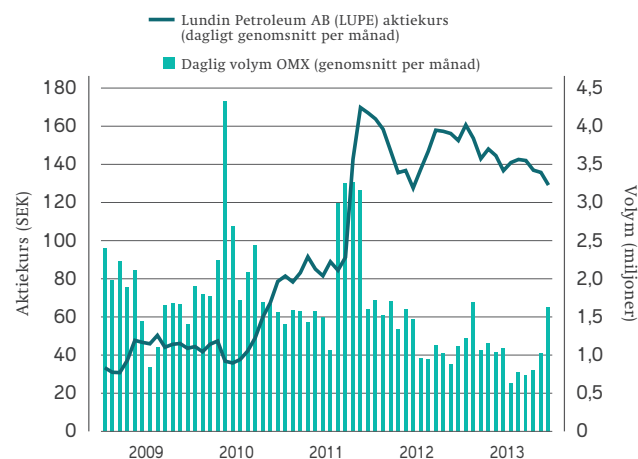
De tio största aktieägarna exkluderar förvaltarregistrerade aktieinnehav. Ovanstående lista inkluderar endast institutionella aktieägare som äger aktier direkt och finns upptagna i aktieboken hos Euroclear Sweden, med undantag för Norges Bank Investment Managements (NBIM) aktieinnehav, vilket har erhållits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

Storleksklasser	Antal aktieägare	Andel av antal aktier, %
1–500	31 417	1,56
501–1 000	5 963	1,58
1 001–10 000	6 697	6,30
10 001–50 000	707	4,87
50 001–100 000	115	2,62
100 001–500 000	154	12,00
500 001–	95	71,07
Summa	45 148	100,00

AKTIEKURS 2013



FEM ÅRS AKTIEKURS 2009–2013



Risker och riskhantering

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

finansiella risker som även en kombination av erfarenhet, kunskap och noggrann utvärdering inte kan eliminera fullt ut. Detta gäller även risker som ligger utanför bolagets kontroll.

Lundin Petroleum har identifierat följande huvudsakliga risker kopplade till koncernens verksamhet. Samtliga risker nedan har potential att negativt påverka bolagets goda namn och rykte. Utöver dessa huvudsakliga risker granskar den bolagsledningen kvartalsvis också bolagets samtliga affärsrisker – inklusive risker knutna till genomförandet av projekt, liksom operativa och finansiella risker samt risker vad gäller hälsa säkerhet och miljö – för att diskutera riskreducerande åtgärder och, om så krävs, vidta ytterligare åtgärder.

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
Strategisk risk	
<p>Oförmåga att skapa aktieägarvärde och uppfylla aktieägarnas förväntningar En ineffektiv och undermåligt kommunicerad eller genomförd strategi kan leda till att investerare tappar förtroende för bolaget och att aktiekursen sjunker.</p>	<p>Lundin Petroleums affärsmodell definierar på ett tydligt sätt bolagets vision och strategi. Lundin Petroleum strävar efter att skapa aktieägarvärde i alla stadier av verksamhetscykeln: genom att proaktivt investera i prospektering, organiskt utöka reservbasen, frigöra värden i den befintliga tillgångsbasen och förvärva eller avyttra reserver – och genom en opportunistisk affärsmodell.</p> <p>Goda kommunikationsvägar i kombination med effektivt ledarskap bidrar till att upprätthålla kreativitet och entreprenörsanda. Detta säkerställer att hela organisationen strävar mot samma mål.</p>
<p>Bristfällig hantering av bolagets tillgångar Dåligt ledarskap kan leda till oförmåga att förstå och frigöra en tillgångs fulla värde, vilket skulle kunna påverka aktieägarvärdet negativt.</p>	<p>Lundin Petroleum följer löpande det ekonomiska värdet på tillgångarna i portföljen för att säkerställa att värdet för varje enskild tillgång i portföljen har förstärkts och är kommunicerat och till fullo avspeglat i aktiekursen.</p>
<p>Oförmåga att rekrytera, behålla och förvalta humankapital Bristande förmåga att attrahera och behålla medarbetare skulle kunna skapa störningar i verksamheten på kort och medellång sikt.</p>	<p>Lundin Petroleums strategi för rekrytering och ersättning ligger i linje med bolagets mål och tar hänsyn till branschutvecklingen. Prestationsledningsprocessen är utformad för att öka engagemanget och skapa en känsla av delaktighet på alla nivåer i bolaget.</p>
<p>Bristande samhällsansvar och miljömedvetenhet En verklig eller uppfattad brist på samhällsansvar och miljömedvetenhet kan ha negativ inverkan på de människor bolaget arbetar med, på miljön i vilken bolaget är verksamt och på dess anseende. All negativ inverkan på bolagets anseende kan i sin tur påverka dess mandat att bedriva verksamhet, få finansiering eller tillgång till nya affärsmöjligheter.</p>	<p>Lundin Petroleums ramverk för ansvarsfullt företagande tillämpas på alla bolagets verksamheter och inkluderar uppföljning av riskreducerande åtgärder, rapportering och utredning av alla incidenter. Kommunikationsplaner och intressentdialog är utformade för att upprätthålla goda och effektiva relationer. (Se även Samhällsansvar på sidorna 36–45).</p> <p>Bolaget strävar efter att prospektera och producera olja och gas på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter, inklusive aktieägare, anställda, samarbetspartners, myndigheter i värd- och hemländer och lokala samhällen.</p>
Finansiell risk¹	
<p>Upptrappning av kostnader och bristande tillsyn av investeringar Lämpliga policys måste finnas på plats, där det framgår att inga utgiftsåtaganden får göras innan nödvändiga interna och externa godkännanden erhållits. Varje ändring av förväntade kostnader måste fångas upp i tid av bolagets rapporteringskrav.</p>	<p>Lundin Petroleum följer upp koncernens rullande likviditetsprognoser för att säkerställa att tillräckliga medel finns tillgängliga för att uppfylla verksamhetens behov. För att hålla ledningen informerad om händelser som kan påverka beslut om kapital, bevakar ekonomi- och planeringsavdelningen löpande de makro- och mikroekonomiska förhållanden som inverkar på koncernens verksamhet.</p>
<p>Likviditetsrisk Risken att koncernen inte har förmågan att reglera eller uppfylla sina skyldigheter i tid eller till ett rimligt pris kan leda till att prospekterings- och utbyggnadsarbetsprogram inte kan finansieras.</p>	<p>Lundin Petroleum följer upp koncernens rullande likviditetsprognoser för att säkerställa att tillräckliga medel finns tillgängliga för att uppfylla verksamhetens behov. För att hålla ledningen informerad om händelser som kan påverka beslut om kapital, bevakar ekonomi- och planeringsavdelningen löpande de makro- och mikroekonomiska förhållanden som inverkar på koncernens verksamhet.</p>
<p>Kreditrisk Risken uppstår via likvida medel, inlåning i banker och finansinstitut samt genom kreditexponering mot kunder.</p>	<p>För att minska kreditrisken är det Lundin Petroleums policy att begränsa sina kunder och partners till att bara omfatta de stora oljebolagen samt endast använda större banker. Om det uppstår en kreditrisk i samband med olje- och gasförsäljning är policyn att begära en oåterkallelig remburs på det totala värdet av försäljningen.</p>
<p>Risker i den finansiella rapporteringen Risken för väsentliga felaktigheter i den finansiella rapporteringen, och oförmåga att korrekt rapportera finansiell information, kan leda till myndighetsåtgärder och rättsliga följder samt skada bolagets anseende.</p>	<p>Systemet för internkontroll av den finansiella rapporteringen finns för att säkerställa att koncernens mål för finansiell rapportering uppfylls.</p>

¹ För mer detaljerad information om finansiella risker se även not 11 i noterna till de finansiella rapporterna, sidorna 104–108. Mer information om internkontroll återfinns i Bolagsstyrningsrapporten, sidorna 46–65.

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
Operativ risk	
<p>Utbyggnadsprojekt uppnår inte utsatta mål För att säkerställa att aktieägarvärdet maximeras är det viktigt att utbyggnadsprojekt uppnår uppsatta mål samt håller budget och tidsplan.</p>	<p>Samtliga utbyggnadsprojekt måste gå igenom Lundin Petroleumns värdeprocess, i vilken det ställs krav på att alla investeringsbeslut ska erhålla tekniskt, finansiellt, investeringskommitténs och styrelsens godkännande. Genom bolagets ledningsprocess tillsätts för varje utbyggnadsprojekt en styrkommitté som bistår projektet med vägledning, riktlinjer och uppföljning. Myndigheter, samarbetspartners och tredjepartsaktörer bistår också med oberoende tillsyn.</p> <p>I Norge styrs bolaget av detaljerade riktlinjer för upprättande av utbyggnadsplaner (Plan for development and operation of a petroleum deposit, PDO) och installations- och driftsplaner (Plan for installation and operation of facilities for transport and utilisation of petroleum, PIO) som publiceras av norska Oljedirektoratet.</p>
<p>Hälsa, säkerhet och miljö (HSE) En allvarlig incident i verksamheten som rör hälsa, säkerhet eller miljö (HSE) skulle kunna få negativa konsekvenser för de människor och den miljö där bolaget är verksamt. Detta skulle i sin tur kunna ha negativ påverkan på värderingen av bolaget.</p>	<p>Lundin Petroleum främjar att man aktivt arbetar med HSE-frågor i hela bolaget. Proaktiv riskhantering, HSE-policies och ett HSE-ledningssystem som uppfyller lagstadgade krav är en integrerad del av verksamheten. (Se även Samhällsansvar på sidorna 36–45.)</p>
<p>Allvarlig incident i verksamheten Utöver HSE-effekter kan en allvarlig incident i verksamheten också få betydande finansiella konsekvenser i form av insatser för bekämpning och sanering av oljeutsläpp, utbyte av utrustning och möjliga ekonomiska ersättningskrav.</p>	<p>Lundin Petroleum har utvecklade ledningssystem för att undvika allvarliga incidenter i verksamheten. Olje- och gasverksamhet kommer dock aldrig att vara helt riskfri, varför risken för incidenter (även om den reducerats till ett minimum) kvarstår. Därför granskas all verksamhet regelbundet för att bedöma risken för en incident och säkerställa adekvat försäkringskydd.</p>
<p>Ökade produktionskostnader Produktionskostnaderna påverkas av de normala ekonomiska drivkrafterna för utbud och efterfrågan, liksom av olika platsspecifika förhållanden på fältet.</p>	<p>Effektiva processer för inköp och kostnadskontroll är grundläggande för att säkerställa rimliga kostnadsnivåer i förhållande till bolagets affärsplaner. God verksamhetsledning och grundlig underhållsplanering bidrar till att säkerställa effektiviteten i driften. Produktionsförseningar och försämringar av normala verksamhetsförhållanden kan inte uteslutas och kan i varierande grad leda till negativa konsekvenser för intäkter och kassaflöde.</p>
<p>Tillgång till operativ utrustning Prospektering och utbyggnad av olja och gas är beroende av tillgången på borrhings- och därtill hörande utrustning. Bristande förmåga att anskaffa utrustning i rätt tid kan försena prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter.</p>	<p>I bolagets avancerade planering av verksamhetsprogram ingår att säkerställa att upphandlingsstrategi och inköpsprocess är implementerade. Risken minskas genom regelbundna kontakter med uppdragstagare och leverantörer samt att utrustningsbehovet beaktas redan i licensansökningsprocessen.</p>
<p>Uppskattningar av reserver och resurser I allmänhet baseras uppskattningar av ekonomiskt utvinningsbara olje- och gasreserver, och deras framtida nettokassaflöde, på ett antal olika faktorer och antaganden. Alla sådana uppskattningar är i viss mån spekulativa, och klassificeringen av reserver ska endast ses som försök att definiera graden av spekulation.</p>	<p>Beräkningar av reserver och resurser genomgår en omfattande intern granskningsprocess s.k. peer review och följer branschstandard. Samtliga reserver är föremål för oberoende revision av ERC-Equipoise Ltd. som en del av den årliga processen för revision av reserver, om inte annat anges. (Se även Reserver, resurser och produktion på sidorna 12–17.)</p>
<p>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 av förmågan att välja ut och förvärva lämpliga producerande tillgångar eller strukturer.</p>	<p>Användningen av effektiv granskning, s.k. peer review, av analyser under markytan och val av borrhingsplatser, i kombination med en väldefinierad strategi för att rekrytera och behålla kompetent personal minskar risken. (Se även Reserver, resurser och produktion på sidorna 12–17.)</p>
<p>Ineffektiva system för att förhindra mutor och korruption Korruption kan förekomma i alla verksamhetsländer. Incidenter som innebär bristande efterlevnad av anti-korruptionslagar skulle kunna skada Lundin Petroleum, dess anseende och aktieägarvärde.</p>	<p>Risken minskas av en konsekvent tillämpning av Lundin Petroleumns uppförandekod, tillsammans med policies och rutiner som tydligt definierar befogenhetsgränser, samt av internkontroll. Lundin Petroleum anslöt sig 2010 till FN:s Global Compact för att ytterligare befästa bolagets åtagande att tillämpa etiska affärsmetoder. Styrelsen antog också 2011 en anti-korruptionspolicy med tillhörande riktlinjer. (Se även Samhällsansvar på sidorna 36–45.)</p>
Extern risk	
<p>Geopolitisk risk Lundin Petroleum är, och kommer att förbli, aktivt engagerat i olje- och gasverksamheter i diverse länder. Förändringar i dessa länders lagstiftning kan få negativa konsekvenser som, dock inte begränsat till, utmätning av egendom, hävning eller justering av kontraktsrättigheter och/eller höjda skatter.</p>	<p>Bolaget ser regelbundet över sin portfölj av tillgångar avseende dess finansiella resultat. Beaktandet av politiska riskelement är en viktig del i investeringsbesluten för bolaget som helhet. Bolaget bevakar lokal lagstiftning och strävar efter att säkerställa att man utförligt tolkar och efterlever alla lagändringar som kan påverka verksamheten.</p>
<p>Fluktuationer i olje- och gaspriser Priset på olja och gas påverkas av de normala ekonomiska drivkrafterna för utbud och efterfrågan, liksom av finansiella investerare och osäkerhet på marknaden.</p>	<p>Lundin Petroleumns policy är att ha ett flexibelt förhållningssätt till oljeprissäkring, baserat på en bedömning av säkringskontraktens fördelar under särskilda omständigheter.</p>
<p>Valutakursförändringar Råoljepriser fastställs i regel i US dollar, medan kostnader kan uppstå i en mängd olika valutor. Valutakursförändringar kan därför leda till valutaexponering.</p>	<p>Lundin Petroleumns policy beträffande valutakurssäkringar är att, i fall valutaexponering skulle uppstå, överväga att för kända kostnader i icke-US dollarvalutor i förväg lägga fast valutakursen gentemot US dollar så att framtida kostnadsnivåer kan förutsägas i US dollar med rimlig säkerhet. De funktionella valutorna i Lundin Petroleumns dotterbolag ses över årligen.</p>
<p>Ränterisk Osäkerhet vad gäller framtida räntnivåer kan ha påverkan på bolagets resultat. Koncernens ränterisk är hänförlig till den långfristiga upplåningen.</p>	<p>Lundin Petroleum bedömer fortlöpande fördelarna med räntesäkring av upplåningen.</p>

Finansiella Rapporter

Förvaltningsberättelse	73	- Not 27 – Resultat per aktie	111
Koncernens resultaträkning	85	- Not 28 – Justering för ej kassaflödespåverkande poster	111
Koncernens rapport över totalresultat	86	- Not 29 – Transaktioner med närstående	111
Koncernens balansräkning	87	- Not 30 – Genomsnittligt antal anställda	112
Koncernens kassaflödesanalys	88	- Not 31 – Ersättningar till styrelse, verkställande ledning och andra anställda	112
Förändringar i koncernens egna kapital	89	- Not 32 – Långfristiga incitamentsprogram	113
Redovisningsprinciper	90	- Not 33 – Ersättningar till koncernens revisorer	115
Noter till koncernens finansiella rapporter	96	- Not 34 – Händelser efter balansdagens utgång	115
- Not 1 – Intäkter	96	Moderbolagets årsredovisning	116
- Not 2 – Produktionskostnader	96	Moderbolagets resultaträkning	116
- Not 3 – Segmentinformation	96	Moderbolagets rapport över totalresultat	116
- Not 4 – Finansiella intäkter	99	Moderbolagets balansräkning	117
- Not 5 – Finansiella kostnader	99	Moderbolagets kassaflödesanalys	118
- Not 6 – Inkomstskatt	99	Förändring i moderbolagets egna kapital	118
- Not 7 – Olje- och gastillgångar	101	Noter till moderbolagets finansiella rapporter	119
- Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar	103	- Not 1 – Intäkter per land	119
- Not 9 – Aktier i gemensamt kontrollerade enheter och intresseföretag	103	- Not 2 – Finansiella intäkter	119
- Not 10 – Övriga aktier och andelar	104	- Not 3 – Finansiella kostnader	119
- Not 11 – Finansiella risker, känslighetsanalys och derivatinstrument	104	- Not 4 – Inkomstskatt	119
- Not 12 – Övriga finansiella tillgångar	108	- Not 5 – Övriga fordringar	119
- Not 13 – Lager	108	- Not 6 – Avsättningar	119
- Not 14 – Kundfordringar	108	- Not 7 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	119
- Not 15 – Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	108	- Not 8 – Finansiella instrument per kategori	119
- Not 16 – Övriga fordringar	109	- Not 9 – Ställda säkerheter, ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	119
- Not 17 – Likvida medel	109	- Not 10 – Ersättningar till revisorn	119
- Not 18 – Övriga reserver	109	- Not 11 – Aktier i dotterbolag	120
- Not 19 – Avsättning för återställningskostnader	109	Styrelsens försäkran	121
- Not 20 – Pensionsavsättning	109	Revisionsberättelse	122
- Not 21 – Övriga avsättningar	109	Femårsöversikt	123
- Not 22 – Finansiella skulder	109	Nyckeltal	124
- Not 23 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	110	Olje- och gasreserver	126
- Not 24 – Övriga skulder	110	Information till aktieägare	127
- Not 25 – Ställda pantar	110		
- Not 26 – Ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	110		

Verksamheten

Produktion

Produktionen för året uppgick till 32,7 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 35,7 Mboepd för samma period 2012) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	2013	2012
Olja		
Norge	20,6	23,3
Frankrike	2,9	2,8
Ryssland	2,3	2,7
Tunisien	–	0,1
Summa produktion olja	25,8	28,9
Gas		
Norge	3,3	3,9
Nederländerna	2,0	1,9
Indonesien	1,6	1,0
Summa produktion gas	6,9	6,8
Summa produktion		
Kvantitet i Mboe	11 939,6	13 050,4
Kvantitet i Mboepd	32,7	35,7

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	Intresseandel (i.a.)	2013	2012
Volund	35%	12,2	13,1
Alvheim	15%	10,5	11,8
Gaupe	40%	1,2	2,3
Kvantitet i Mboepd		23,9	27,2

Volundfältets produktion överträffade förväntningarna under året på grund av bättre reservoarprestanda samt att Alvheim FPSO:ns drifttid var över förväntan. Ytterligare en utbyggnadsborrning på Volund genomfördes under 2012 och sattes i produktion i början av 2013, vilket resulterar i att Volund fortsätter att producera till full, eller nästintill full, rörledningskapacitet. Vatten har nu brutit igenom i samtliga fyra producerande borrningar på Volund och det totala förhållandet mellan vatten och olja för fältet var cirka 35 procent i slutet av 2013. Utvinningskostnaderna, exklusive projektspecifika kostnader, för Volundfältet var lägre än 2,50 USD per fat under året.

Produktionen från Alvheimfältet var under året lägre än förväntningarna. Detta berodde på driftstopp av tre producerande borrningar, till följd av integritetsproblem vid två av borrningarna, vilka båda driftstoppades under januari 2013, samt integritetsproblem på rörledningen i en borrning som driftstoppades i juni 2013. Integritetsproblemet på rörledningen har åtgärdats och borrningen sattes åter i produktion i september 2013. Arbetet på de två återstående avstängda borrningarna påbörjades under det fjärde kvartalet 2013. De två borrningarna som står under reparation förväntas att kunna sättas åter i produktion i april 2014. Underhållsarbetet på Alvheim FPSO:n slutfördes med framgång under det planerade driftstoppet i augusti 2013. Inget driftstopp av Alvheim FPSO:n förekom under föregående år. Alvheim FPSO:ns driftstidsnivåer om cirka 96 procent under året har haft en gynnsam inverkan på produktionen vid Alvheim jämfört med förväntningarna. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet, exklusive underhållsarbete av borrningarna och annat projektarbete av engångskaraktär, var omkring 5,00 USD per fat under året. Underhållsarbetet av borrningarna under 2013, vilket var av engångskaraktär, förväntas öka Lundin Petroleums utvinningskostnader med 1,25 USD per boe för helåret. Tre kompletterande borrningar planeras att genomföras på Alvheim under 2014 och 2015 vilket resulterar i en ökning av Alvheims nettoreserver för nionde året i rad. Den tidigare aviserade borrningen på prospekteringsstrukturen North Kameleon norr om Alvheimfältet förväntas nu att ske under 2015 på grund av förseningar i schemat för riggen Transocean Winner.

Produktion från Gaupefältet har varit i linje med förväntningarna under året och driftstoppet under augusti 2013 för planerat underhållsarbete fortgick som förväntat och produktionen återupptogs i september 2013. Produktionen vid Gaupefältet förväntas upphöra under 2014.

Utbyggnad

Brynhild

Brynhildfältets modell- och manifoldkonstruktion på havsbotten och pipeline för produktion och vatteninjicering har installerats med framgång. Den första utav fyra utbyggnadsborrningar har nått det slutgiltiga måldjupet och funnit både den övre delen av reservoaren och kvaliteten i enlighet med förväntningarna. Haewene Brim FPSO:n som kommer att ta emot råoljan från Brynhildfältet ägs av Bluewater och är kontrakterad till Shell som är operatör för Piercefältet, offshore Storbritannien. FPSO:n anlände till torrdockan i Skottland i juli 2013 för planerat modifieringsarbete av processdäcket och

Fält	Licens	i.a.	Godkännande av utbyggnadsplan	Uppskattade brutto 2P-reserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
Brynhild	PL148	90%	november 2011	23 MMboe	Andra kvartalet 2014	12,0 Mboepd
Bøyla	PL340	15%	oktober 2012	22 MMboe	Första kvartalet 2015	19,0 Mboepd
Edvard Grieg	PL338	50%	juni 2012	186 MMboe	Sent 2015	100,0 Mboepd

livstidsförslängningsarbete. Detta arbete slutfördes senare än planerat och FPSO:n lämnade varvet i november 2013, cirka två månader senare än tidsplan. FPSO:n är åter förankrad vid Piercefältet sedan slutet av 2013 för ytterligare installation och driftsättningsarbete, bland annat installation av ett nytt produktionsstigrör. Produktionsstart från Brynhildfältet förväntas att ske under det andra kvartalet 2014.

Bøyla

Bøylafältet kommer att byggas ut som en 28 km återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n med två produktionsborrningar och en vatteninjicerande borrning. Konstruktionen av fältets undervattenstrukturer har påbörjats och de tre utbyggnadsborrningarna planeras att genomföras med riggen Transocean Winner under 2014. Produktionsstarten har reviderats till det första kvartalet 2015 på grund av en försening i schemat för riggen Transocean Winner. Utbyggnadskostnaderna för Bøylafältet håller sig inom budget.

Edvard Grieg

Utbyggnaden för fältet Edvard Grieg fortgår enligt plan och inom budget. Konstruktion och projekteringsarbete med jacketstruktur, processdäck och pipelines för export pågår. Produktionsstart från Edvard Griegfältet förväntas fortfarande till slutet av 2015.

Samtliga större kontrakt för utbyggnaden av Edvard Grieg har tilldelats. Kværner har tilldelats ett kontrakt som omfattar projektering, inköp och konstruktion av jacketstruktur samt processdäck för plattformen och ett kontrakt har tilldelats Rowan Companies för en jack-up-rigg för att genomföra utbyggnadsborrningarna. Saipem har tilldelats kontrakt för den marina installationen. Under året har en plan för installation och drift (Plan for Installations and Operations, PIO) lämnats in till Olje- och energidepartementet för den 43 km långa Edvard Grieg-oljeledningen och den 94 km långa Edvard Grieg-gasledningen. Ledningarna kommer att ägas gemensamt av licensinnehavarna i Edvard Grieg PL338 och Ivar Aasen (tidigare Draupne) PL001B/PL028B/PL242, där Lundin Petroleum har en licensandel om 30 procent i oljeledningen och 20 procent i gasledningen. Statoil kommer att vara operatör för ledningarna. Oljeledningen kommer att kopplas till Graneoljeledningen och gasledningen kommer att kopplas till Sage Beryl-gassystemet i Storbritannien. Installation av oljeledningen planeras att genomföras under det andra kvartalet 2014 och gasledningen kommer att installeras under 2015. Jacket-konstruktionen som påbörjades under 2012 är nu i huvudsak avslutad och beräknas att levereras offshore under andra kvartalet 2014 för installation. Konstruktionen av processdäcket påbörjades 2013 och installation är planerad till sommaren 2015. En

utvärderingsborrning påbörjades i den sydöstra delen av Edvard Griegreservoaren under första kvartalet 2014 med potential att öka reserverna och optimera placeringen av utbyggnadsborrningarna på Edvard Grieg.

Utbyggnadsplanen för Edvard Grieg omfattar förberedelser för den samordnade utbyggnadslösningen med det närbelägna Ivar Aasenfältet beläget i PL001B med Det norske oljeselskap ASA (Det norske) som operatör. Ivar Aasens utbyggnadsplan godkändes av de norska myndigheterna under första kvartalet 2013.

Utvärdering

Johan Sverdrup

Lundin Petroleum fann Avaldsnesfältet i PL501 (l.a. 40%) 2010. Under 2011 gjorde Statoil fyndet Aldous Major South i den angränsande PL265 (l.a. 10%). Till följd av utvärderingsborrningar fastställdes det att fyndigheterna var sammanhängande och i januari 2012 fick den sammanhängande fyndigheten namnet Johan Sverdrup. Under 2013 kunde en utvärderingsborrning i PL502 (l.a. 0%) bekräfta att en liten del av fältet även sträcker sig in i PL502.

Totalt 20 borrningar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet är till stor del genomfört. Statoil, operatör för pre-unitfasen av fältet, har gett uppdaterade estimat för fältets betingade bruttoresurser om 1,8 till 2,9 miljarder oljeekvivalenter och produktionsstart förväntas till slutet av 2019. För att kunna få ett godkännande av utbyggnadsplanen (PDO) under 2015, tilldelades Aker Solutions ett FEED-kontrakt i slutet av 2013. Val av utbyggnadskoncept gjordes i början av 2014.

Under året har sju utvärderingsborrningar slutförts. Under året har fem utvärderingsborrningar borrats på PL501 och vad gäller reservoartjocklek, kvalitet och oljekolumner så ligger resultaten huvudsakligen i linje med förväntningarna.

En utvärderingsborrning genomfördes i PL265 och produktionstestades vid två nivåer och uppnådde ett flöde om 1 500 bopd från de nedre sandstenslagren med integrerade skiffersektioner och 5 900 bopd från de övre lagren med sandsten av mycket god kvalitet från juraperioden. En prospekteringsborrning och en sidospärrborrning från den framgångsrika utvärderingsborrningen genomfördes väster om den gränsdragande förkastningen i PL265 men båda påträffade berggrund med icke-kommersiella reservoaregenskaper.

En framgångsrik utvärderingsborrning genomfördes även i PL502 under året.

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

Tabellen nedan beskriver genomförda utvärderingsborrningar på Johan Sverdrup under 2013.

2013 utvärderingsprogram på Johan Sverdrup

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Start datum	Oljekolonn, brutto	Resultat
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/2–16AT2	december 2012	30m	Avslutad med framgång februari 2013 (sidospår)
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3–5	januari 2013	30m	Avslutad med framgång mars 2013, Drill Stem Test (DST) avslutad
PL502	Statoil	0%	16/5–3	februari 2013	13,5m	Avslutad med framgång mars 2013
PL265	Statoil	10%	16/2–17S	mars 2013	82m	Avslutad med framgång juni 2013, 2 DST avslutade
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/2–21	maj 2013	12m	Avslutad med framgång juni 2013
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3–6	juni 2013	11,5m	Avslutad med framgång juli 2013
PL265	Statoil	10%	16/2–18S Cliffhanger, North	juli 2013	0m	Avslutad i augusti 2013 (prospektering)
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/5–4	augusti 2013	6m	Avslutad med framgång i september 2013
PL501	Lundin Petroleum	40%	16/3–7	oktober 2013	0m	Avslutad i november 2013

En utvärderingsborrning genomfördes i mars 2014 på Avaldeshöjden i PL501 (I.a. 40%), vilken påträffade en 13 meter oljefyllt reservoar från juraperioden av bra kvalitet. En utvärderingsborrning genomförs för närvarande norr om utvärderingsborrningen Geitungen 16/2–12 i PL265 (I.a. 10%).

Prospektering

2013 prospekteringsborrprogram

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
Södra NCS						
PL453S	8/5–1	januari 2013	Ogna	35%	Lundin Petroleum	Torr
PL495	7/4–3	april 2013	Carlsberg	60%	Lundin Petroleum	Torr
Utsirahöjden						
PL338	16/1–17	februari 2013	Jorvik	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet–icke-kommersiell
PL359	16/4–6S	april 2013	Luno II	40%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet–Betingade resurser om 25–120 MMboe, brutto
PL544	16/4–7	juli 2013	Biotitt	40%	Lundin Petroleum	Torr
PL501	16/2–20 och 16/2–20A	september 2013	Torvastad	40%	Lundin Petroleum	Torr
Utgaardhöjden						
PL330	6608/2–1S	juni 2013	Sverdrup	30%	RWE Dea	Torr
Barents hav						
PL492	7120/1–3	juli 2013	Gohta	40%	Lundin Petroleum	Olje- och gasfyndighet – betingade resurser om 105–235 MMboe, brutto
PL659	7222/11–2	januari 2014	Langlitinden	20%	Det norske	Torr

Slutförandet av borrningen 16/4–6S med strukturen Luno II i PL359 (I.a. 40%) som målsättning, meddelades i maj 2013 som en oljefyndighet. Borrningen genomfördes på den sydvästra delen av Utsirahöjden, cirka 15 km söder om Edvard Griegfältet. Lundin Petroleum uppskattade att Luno II-strukturen, som tros spänna över två separata reservoarsegment, innehåller betingade bruttoresurser om 25 till 120 MMboe samt prospekteringsresurser om 10 till 40 MMboe, brutto i Luno II North-segmentet. De betingade resurserna avser det södra segmentet av Luno II-strukturen och prospekteringsresurserna avser det norra segmentet. I slutet av 2013 blev den potentiella förlängningen av Luno II-fyndigheten in i PL410 (I.a. 70%)

utvärderad av borrningen 16/5–5 men borrningen påträffade reservoaren grundare än väntat och med sämre reservoarkvalitet och lägre oljemättnad än väntat. Utvidgningen har därför bedömts vara ej kommersiell. Resursspannet om mellan 25 och 120 MMboe är beräknat före utvärderingsborrningen 16/5–5 i PL410. En andra utvärderingsborrning för Luno II planeras att genomföras på PL359 under första halvåret 2014.

I september 2013 meddelade Lundin Petroleum att en betydande olje- och gasfyndighet påträffats i Barents hav, Gohta. Borrningen 7120/1–3, som genomfördes i PL492 (I.a. 40%) cirka 35 km norr om Snøhvitfältet, påträffade en kolvätekolonn om 100 meter,

brutto i en karbonatreservoar från perm-karbonperioden, av vilka de översta 25 meterna utgjordes av gas. Ett produktionstest har genomförts av borrhningen som producerade flödesnivåer över förväntan om 4 300 bopd genom en ventil om 44/64 med en andel gas om 1 040 standard kubikfot per fat, vilket bekräftar reservoarens goda produktionsegenskaper. Fyndigheten Gohta uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om mellan 105 och 235 MMboe. Fyndigheten Gohta kommer troligen från ett lokalt så kallat kök, där oljan genereras, från Triasperioden, vilket uppgraderar andra strukturer i PL492 och angränsande areal PL609 (l.a. 40%) i norr. Under 2014 planeras en utvärderingsborrning att genomföras på Gohta samt en prospekteringsborrning på strukturen Alta i PL609.

Öster om fyndigheten Gohta, sydost om Loppahöjden påbörjades i januari 2014 borrhningar på strukturen Langlitinden i PL659 (l.a. 20%), för vilken Det norske är operatör. Borrningen påträffade olja i en tät (tight) reservoar och bedömdes inte vara kommersiell.

I oktober 2013 meddelades att prospekteringsborrningen 6608/2-1S, som genomfördes i PL330 med RWE Dea Norge AS som operatör (l.a. 30%), var ett torrt hål. Borrningens målsättning var sandsten från juraperioden i Sverdrupstrukturen (inte att förväxla med fyndigheten Johan Sverdrup i Nordsjön) i norra Norska havet. Borrningen bekräftade förekomsten av ett aktivt petroleumsystem men fann inte någon reservoarbergart och pluggades igen och övergavs som ett torrt hål.

I december 2013 slutfördes borrhning 16/2-20S som hade strukturen Torvastad i PL501 (l.a. 40%) på Utsirahöjden som målsättning. Borrningen fann en reservoar från juraperioden av god kvalitet men den påträffades djupare än förväntat och var därför vattenbärande. Borrningen tillkännagavs som ett torrt hål. En sidospårsborrning mot väster från borrhningen 16/2-20S påbörjades i december för att undersöka om den högkvalitativa sanden steg mot strukturens västra förhöjning. Sidospårsborrningen påträffade en reservoarsektion vid förhöjningen, men av dålig reservoarqualitet.

Lundin Petroleum planerar att borra sex prospekteringsborrningar i Norge under 2014. Förutom prospekteringsborrningarna Kopervik, Alta och Langlitinden planeras ytterligare borrhningar att genomföras på strukturerna Storm, Lindarormen och Vollgrav. Borrningen på strukturen Storm i PL555 (l.a. 60%), belägen i den norra Nordsjön, är planerad att genomföras under andra kvartalet 2014. Under andra halvåret av 2014 planeras borrhningen Lindarormen i PL584 (l.a. 60%) att genomföras i Norska havet söder om Asgardfältet och sydväst om Draugenfältet. Under det andra halvåret 2014 planeras även borrhningen på Vollgrav i PL631 (l.a. 60%) att genomföras i norra Nordsjön mellan fälten Staffjord och Gullfaks.

Licenstilldelningar och återlämnanden av licenser

Under året tilldelades Lundin Petroleum sju licenser genom licensrundan APA 2012 och ytterligare en licens i den 22:a norska licensrundan. Under 2013 återlämnades fyra licenser. I januari 2014 meddelades att Lundin Petroleum hade tilldelats nio licenser genom licensrundan APA 2013, inklusive fyra nya

licenser i Barents hav. I januari 2014 farmade Lundin Petroleum ut tio procent i PL546 (l.a. 50% efter utfarmning) till Petrolia Norway AS.

Kontinentala Europa

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	2013	2012
Frankrike			
– Paris Basin	100% ¹	2,5	2,3
– Aquitaine	50%	0,4	0,5
Nederländerna	Diverse	2,0	1,9
		4,9	4,7

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Den totala produktionsnivån från Frankrike har ökat under året, med god produktion från Grandvillefältet i Paris Basin som fortsätter att öka produktionen till följd av ökad vatteninjiceringskapacitet och fler borrhningar. Denna ökning kompenseras delvis av lägre produktion från vissa Aquitaine Basinfält till följd av olika icke-reservoarrelaterade mekaniska fel. Prospekteringsborrningen Hoplites på koncessionen Est Champagne (l.a. 100%) planeras att genomföras under 2014.

Nederländerna

Produktionen från Nederländerna har varit i linje med förväntningarna under året.

Fem prospekteringsborrningar planeras att genomföras under 2014; en onshore på Leeuwardenlicensen (l.a. 7,23%), två onshore på Gorredijklicensen (l.a. 7,75%) samt en onshore på Slootdorplicensen (l.a. 7,23%). En offshore prospekteringsborrning planeras att genomföras på E17-licensen (l.a. 1,20%).

Sydostasien

Malaysia

Bertamfältet, offshore Malaysiska halvön, har fått utbyggnadsplanen godkänd av Petronas i oktober 2013 och produktionsstart planeras till 2015. Lundin Petroleum planerar att genomföra tre prospekteringsborrningar och en utvärderingsborrning i Malaysia under 2014.

Offshore Malaysiska halvön

Lundin Petroleum innehar fyra licenser offshore Malaysiska halvön med en licensandel som operatör om 75 procent i PM307, en licensandel som operatör om 35 procent i PM308A, en licensandel som operatör om 75 procent i PM308B och en licensandel som operatör om 85 procent i PM319. Block PM307 innehåller Bertamfältet och gasfyndigheten, Tembakau.

En fältutbyggnadsplan för Bertamfyndigheten godkändes av Petronas och utbyggnad påbörjades under året. Bertamfältet kommer att byggas ut med en plattform med 20 borrhningar som ligger intill den fast förankrade FPSO:n Ikdam som ägs av Lundin Petroleum till 100 procent. Konceptet för installationen på havsbotten består av 13 horisontella borrhningar och en som är kompletterad med elektriska undervattenspumpar. Kontrakt för livstidsförlängningsarbete på FPSO:n har slutits

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

med Keppel Shipyard och arbetet pågår i Singapore. Kontraktet för plattformen för borrhuvudet har tilldelats TH Heavy Engineering (THHE) och arbetet pågår på varvet i Pulau Indah nära Kuala Lumpur. Utbyggnadsborrning planeras att påbörjas under sommaren 2014. Den totala bruttoinvesteringen för fältutbyggnaden Bertam, exklusive kostnader relaterade till FPSO:n, uppskattas till cirka 400 MUSD.

Bertamfältet uppskattas innehålla bruttoreserver om 18,2 MMboe och produktionsstart planeras till 2015 med en plåtproduktion om 15 000 bopd, brutto.

Ett insamlingsprogram av 3D-seismik över den norra delen av block PM307 och den södra delen av block PM319 (l.a. 85%) slutfördes under året och bearbetning av seismiken pågår. Gasfyndigheten Tembakau med betingade bruttoresurser om 306 miljarder kubikfot (bcf), enligt bästa estimat som gjordes 2012 kommer att utvärderas som en del i nästa borrkampanj offshore Malaysiska halvön som påbörjas under det andra kvartalet 2014. Under 2014 planeras en prospekteringsborrning att genomföras på oljestrukturen Rengas i PM307.

Östra Malaysia, offshore Sabah

Lundin Petroleum innehar två licenser som operatör offshore Sabah i östra Malaysia med en licensandel om 75 procent i block SB303 och en licensandel om 42,5 procent i block SB307/308. Block SB303 omfattar fyra gasfyndigheter som innehåller betingade resurser, brutto om 347 bcf, enligt bästa estimat.

Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av gasfyndigheterna Berangan, Tarap, Cempulut och Titik Terang i block SB303, mest troligt genom en klusterutbyggnad. Seismisk bearbetning av 3D-undersökningen Emerald över SB307 om 500 km² slutfördes under året och borrningar på två strukturer inom Emerald 3D, Malignan och Kitabu, planeras att genomföras under 2014. Ytterligare insamling av 3D-seismik över SB307/308 om 500 km², benämnd Francis 3D slutfördes i slutet av juli 2013 och bearbetning av seismisk data planeras att slutföras under det första halvåret 2014.

Indonesien

Lundin Petroleums tillgångar i Indonesien är belägna i Natunahavet och offshore nordöstra Indonesien och onshore södra Sumatra. De indonesiska tillgångarna omfattar cirka 24 750 km² prospekteringsareal och ett producerande fält onshore Sumatra.

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	2013	2012
Singa	25.9%	1,6	1,0

Produktionen för året ökade jämfört med samma period föregående år till följd av reparation av borrhuvudet på Singafältet.

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på Baronangblocket (l.a. 90%) påbörjades under det första kvartalet 2014 med en borrning och en sidospårsborrning, med målsättning att nå strukturerna Balqis och Boni. Båda borrningarna påträffade reservoarer av god kvalitet men ingen av dem fann några kolväten.

Gurita

Efter slutförandet av tolkningen av 3D-seismiksinsamlingen om 950 km² som gjordes under 2012 har strukturen Gobi identifierats som målsättningen för prospekteringsborrningen 2014 på Guritablocket (l.a. 90%). Strukturen Gobi, som uppskattas innehålla prospekteringsresurser, brutto, om 24 MMboe, är en förkastningsförsluten struktur på den södra delen av Jemajahöjden, med på varandra staplade strukturer vid multipla nivåer av sandsten från kontinental härkomst (fluvial) från Oligocenepreperioden, som har bekräftats i många borrningar i Natunahavet. Borrningen på strukturen Gobi planeras att påbörjas under 2014. I händelse av att riggen Hakuryu 11 fördröjs ytterligare finns det en risk att Gobi-1 borrningen försenas till 2015.

South Sokang

Insamling av 3D-seismik om 1 000 km² har slutförts på South Sokangblocket (l.a. 60%) under året. Den seismiska bearbetningen och tolkningen planeras att slutföras under den första halvan av 2014.

Cendrawasih VII

I juli 2013 tillkännagav Lundin Petroleum överenskommelsen avseende ett nytt produktionsdelningskontrakt som skrivits under med SKKMigas, där Lundin Petroleum byter sitt Sareba-block mot ett nytt block, Cendrawasih VII-blocket (l.a. 100%), offshore östra Indonesien.

Ryssland

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	2013	2012
Onshore Komi Republic	50%	2,3	2,7

Produktionen för året minskade jämfört med föregående år till följd av en naturlig nedgång i fältet.

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya, som enligt bästa estimat uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 157 MMboe. I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tecknat ett principavtal (Heads of Agreement) med Rosneft om att Rosneft köper 51 procent av LLC Petroresurs, som äger 100 procent av licensen för blocket. Köpeskillingen avseende ägarandelen om 51 procent beräknas utifrån historiska utgifter för Laganskyblocket och kommer att betalas till Lundin Petroleum och Gunvor i form av uppskjutna betalningar. Efter att transaktionen är slutförd kommer Lundin Petroleum att ha en andel av Laganskyblocket om 34,3 procent. Transaktionen med Rosneft förväntas slutföras under första halvan 2014.

Finansiell översikt

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2013 uppgick till 72,9 MUSD (103,9 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för året uppgick till 77,6 MUSD (108,2 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,25 USD (0,35 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 960,9 MUSD (1 144,1 MUSD) för året, motsvarande EBITDA per aktie om 3,10 USD (3,68 USD). Operativt kassaflöde för året uppgick till 975,6 MUSD (831,4 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 3,15 USD (2,68 USD).

Intäkter

Intäkter för året uppgick till 1 195,8 MUSD (1 375,8 MUSD) och utgörs av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1. Från och med 1 januari 2013 redovisas förändring i under- och överuttag som intäkt, vilket beskrivs i avsnittet om redovisningsprinciper nedan. Jämförelsetalen har också räknats om för den här förändringen.

Försäljning av olja och gas för året uppgick till 1 224,2 MUSD (1 319,5 MUSD). Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhöles per fat oljeekvivalenter uppgick till 98,71 USD (100,89 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för året uppgick till 108,66 USD (111,67 USD) per fat. Alvheim- och Volundfältens laster med råolja som såldes under året motsvarade 79 procent (76 procent) av totala sålda volymer och prissattes i genomsnitt till 3,00 USD per fat utöver Dated Brent för varje lasts prissättningsperiod.

Försäljning av olja och gas för året framgår av not 3 och omfattar nedanstående:

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	2013	2012
Försäljning olja		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	7 925,4	8 270,1
– Genomsnittspris per boe	111,87	115,29
Frankrike		
– Kvantitet i Mboe	1 030,4	1 041,1
– Genomsnittspris per boe	106,93	110,44
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	1,8	1,7
– Genomsnittspris per boe	96,24	100,09
Ryssland		
– Kvantitet i Mboe	818,9	981,6
– Genomsnittspris per boe	77,84	77,23
Tunisien		
– Kvantitet i Mboe	–	227,5
– Genomsnittspris per boe	–	108,14
Summa försäljning olja		
– Kvantitet i Mboe	9 776,5	10 522,0
– Genomsnittspris per boe	108,50	110,90

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	2013	2012
Försäljning gas och NGL		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	1 389,4	1 513,9
– Genomsnittspris per boe	72,33	64,18
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	715,7	704,2
– Genomsnittspris per boe	64,34	60,18
Indonesien		
– Kvantitet i Mboe	520,1	338,1
– Genomsnittspris per boe	32,54	32,43
Summa försäljning gas och NGL		
– Kvantitet i Mboe	2 625,2	2 556,2
– Genomsnittspris per boe	62,27	59,69
Summa försäljning		
– Kvantitet i Mboe	12 401,7	13 078,2
– Genomsnittspris per boe	98,71	100,89

Oljan som produceras i Ryssland säljs antingen på den inhemska ryska marknaden eller exporteras till den internationella marknaden. Av den ryska försäljningen för året avsåg 47 procent (45 procent) den internationella marknaden till ett genomsnittspris om 108,49 USD per fat (109,93 USD per fat) och återstående 53 procent (55 procent) den inhemska marknaden till ett genomsnittspris om 50,91 USD per fat (49,98 USD per fat).

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålda volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Permanenta skillnader uppkommer som ett resultat av royaltybetalningar som gjorts i sak samt av produktionsdelningskontrakt. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överuttagsposition om 45,2 MUSD (intäkt om 30,7 MUSD) har redovisats som en kostnad i resultaträkningen och är främst hänförlig till Norge, där sålda volymer var högre än producerade volymer under året beroende på timingen för uttagen som är hänförliga till försäljningskontraktet för Alvheim Blend.

Övriga intäkter uppgick till 16,8 MUSD (25,6 MUSD) för året och inkluderade justeringen för kvalitetsskillnader som erhöles från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältens ägare, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike. Föregående år innehåller 11,0 MUSD avseende en överenskommelse för att på nytt fastställa licensandelar i Nederländerna.

Produktionskostnader

Produktionskostnaderna, inklusive förändringar i lager uppgick för året till 195,8 MUSD (203,2 MUSD) och framgår av nedanstående tabell. Jämförelsetalen har räknats om för omklassificeringen av förändringen i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter.

Produktionskostnader	2013	2012
Utvinningskostnader		
– i MUSD	114,6	105,6
– i USD per boe	9,60	8,09
Tariff- och transportkostnader		
– i MUSD	25,7	29,7
– i USD per boe	2,15	2,27
Royalty och direkta skatter		
– i MUSD	44,0	51,3
– i USD per boe	3,69	3,93
Förändringar i lager		
– i MUSD	-2,0	14,8
– i USD per boe	-0,16	1,13
Övrigt		
– i MUSD	13,5	1,8
– i USD per boe	1,12	0,14
Totala produktionskostnader		
– i MUSD	195,8	203,2
– i USD per boe	16,40	15,56

Not: USD per boe har beräknats som kostnaden dividerat med den totala producerade volymen för perioden.

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 114,6 MUSD (105,6 MUSD) och inkluderade kostnader hänförliga till underhållsarbeten på Alvheim- och Volundfälten, Norge och underhållsarbetsprojekt på Paris Basinfälten, Frankrike. Den förväntade genomsnittliga utvinningskostnaden för 2013 var 7,45 USD per fat om verksamhetsprojekt exkluderas.

Royalty och direkta skatter uppgick till 44,0 MUSD (51,3 MUSD) och inkluderade rysk mineralresursskatt (Russian Mineral Extraction Tax, MET) och rysk exportskatt. Skattesatsen MET baseras på volymen producerad i Ryssland och varierar i förhållande till världsmarknadspriset på Urals Blend och rubelns växelkurs. MET-genomsnittet för året uppgick till 23,13 USD (22,92 USD) per fat för den ryska produktionen. Exportskattesatsen på rysk olja justeras av den ryska staten varje månad och är beroende av det genomsnittliga priset som erhålls för Urals Blend den föregående månaden. Exportskatten baseras på volym exporterad olja från Ryssland och genomsnittet uppgick till 54,61 USD (57,08 USD) per fat för året.

Förändring i lager utgjordes av en intäkt om 2,0 MUSD, netto under året jämfört med en kostnad om 14,8 MUSD, netto föregående år. Under 2013 gjordes endast ett uttag från Aquitainefälten, Frankrike och uttaget gjordes under det tredje kvartalet. Under 2012 genomfördes uttag av lager från Ikdam FPSO:n på Oudnafältet, Tunisien, vilket var huvudorsaken till kostnaden om 14,8 MUSD föregående år.

Övriga kostnader uppgick till 13,5 MUSD (1,8 MUSD) och var främst hänförliga till en avsättning för kontraktensliga åtaganden som infaller efter det att produktionen avslutats på Gaupefältet och till en värdering till verkligt värde av ett kostnadsdelningsavtal avseende Brynhildfältet, i enlighet med vilket produktionskostnaden varierar med oljepriset. Båda dessa poster är ej kassaflödespåverkande och kommer i framtiden att lösas upp mot de verkliga kostnaderna.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 174,2 MUSD (191,4 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 73 procent av de totala avskrivningarna för året, motsvarande en genomsnittlig kostnad per fat om 13,40 USD. De lägre avskrivningarna för 2013 jämfört med 2012 är i linje med de lägre produktionsvolymerna och är ett resultat av den lägre avskrivningen av Gaupefältet till följd av nedskrivningen av det bokförda värdet per den 31 december 2012.

Återställningskostnader som redovisats över resultaträkningen för året uppgick till 13,3 MUSD (5,3 MUSD) och är främst hänförliga till en uppskattad ökning av Gaupefältets återställning till följd av operatörens genomgång av tidsåtgång för återställningen samt dess kostnader. Kostnaderna som redovisats föregående år var hänförliga till återställningen av Oudnafältet i Tunisien.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 287,8 MUSD (168,4 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. Prospekteringsutgifterna som kostnadsförts under året var främst hänförliga till borrhningarna på Sverdrupstrukturen, Luno II South, Biotitt, Cliffhanger, Carlsberg, Ogna och Jorvik i Norge och tillhörande licenskostnader. Dessutom har utgifter hänförliga till vissa licenser som har återlämnats i Norge och ej framgångsrika licensansökningar i den 22:a norska licensrundan kostnadsförts.

Nedskrivningar

Nedskrivningar i resultaträkningen uppgick till 123,4 MUSD (237,5 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Det bokförda värdet av fyndigheterna Janglau och Ara på PM308A, Malaysia kostnadsfördes i sin helhet i det tredje kvartalet 2013 till ett belopp om 41,7 MUSD (– MUSD). Dessutom kostnadsfördes nedskrivningar om 81,7 MUSD, vilka var hänförliga till gasfyndigheterna som för närvarande inte bedömts vara kommersiella i PL438 Skalle, PL533 Salina och PL088 Peik i Norge.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 43,6 MUSD (31,8 MUSD), vilka innehöll en ej kassaflödespåverkande intäkt om 3,3 MUSD (9,1 MUSD), hänförliga till koncernens långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Den kassaflödespåverkande kostnaden uppgick till 35,9 MUSD (19,6 MUSD) för året och inkluderade omföringen av kostnader som tidigare redovisades som utgifter i verksamheten samt vissa konsultarvoden avseende affärsutvecklingsaktiviteter.

Den ej kassaflödespåverkande kostnaden som är resultatet av ytterligare LTIP som redovisats under året har delvis kompenseras av en nedgång i Lundin Petroleum aktiens börskurs. Avsättningen för LTIP beräknas baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen enligt Black & Scholes värderingsmetod och fördelas över den intjänade delen av de LTIP som är utestående och redovisas på balansdagen. En förändring i värdet på tilldelningen som beror på aktiekursen påverkar samtliga LTIP tilldelningar som redovisats på balansdagen, vilket inkluderar de som redovisats under tidigare perioder och förändringen i avsättningen redovisas över resultaträkningen. Lundin Petroleum har kompenserat kassaflödesexponeringen avseende LTIP genom att förvärva egna aktier. För ytterligare information se not 32.

Avskrivningar på anläggningstillgångar uppgick till 4,4 MUSD (3,1 MUSD) för året.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 3,3 MUSD (27,3 MUSD) och beskrivs i not 4. Föregående år inkluderade en vinst vid konsolidering av ett dotterbolag om 13,4 MUSD och en valutakursvinst, netto om 6,2 MUSD.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 86,3 MUSD (48,5 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för året uppgick till 5,3 MUSD (6,8 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisas över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under året, till ett belopp om 18,2 MUSD (3,4 MUSD).

Valutakursförluster för året uppgick netto till 46,5 MUSD (6,2 MUSD vinst). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärderingen av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Under året förstärktes US dollarn mot den norska kronan och detta har fått redovisade valutakursförluster till följd. Lundin Petroleums underliggande värde är baserat på US dollarn och detta är valutan som driver den största delen av intäkterna. En förstärkt US dollar har en positiv övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det ökar US dollarns köpkraft för att kunna köpa de valutor, i vilka koncernens verksamhetsutgifter uppkommer. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn, vilket beskrivs i sektionen nedan om derivatinstrument. Under året uppgick den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakurssäkringar till 5,5 MUSD (11,7 MUSD).

Avskrivningarna för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 8,7 MUSD (6,6 MUSD) för året och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD i juni 2012 över facilitetens utnyttjandetid.

Engagemangavgifter för lånefaciliteten uppgick till 17,1 MUSD (10,3 MUSD) för året. Ökningen i förhållande till föregående år är hänförlig till engagemangavgifterna avseende den ej utnyttjade delen av 2,5 miljarder USD faciliteten som ingicks i juni 2012, vilket är att jämföras med engagemangavgifterna för den ej utnyttjade delen av den tidigare kreditfaciliteten om 850 MUSD.

Inkomstskatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 215,1 MUSD (418,4 MUSD) för året och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden uppgick till 24,5 MUSD (341,3 MUSD) för året, av vilken 2,9 MUSD (311,8 MUSD) var hänförliga till Norge. Nedgången i den norska skattekostnaden i förhållande till föregående år beror på den ökande nivån på utbyggnads- och prospekteringsutgifter i Norge, som visas i avsnittet omsättningstillgångar nedan.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 190,6 MUSD (77,1 MUSD) för året, av vilken 196,2 MUSD (80,4 MUSD) var hänförliga till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. Dessutom har tidigare ej redovisade skattemässiga underskott hänförliga till den skattemässigt konsoliderade enheten i Nederländerna redovisats till följd av godkännande av utbyggnadsplan för Bertamfältet i Malaysia, vilket har medfört en uppskjuten skatteintäkt om 8,9 MUSD under det fjärde kvartalet.

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. Den effektiva skattesatsen för koncernen för året uppgick till 75 procent. Denna effektiva skattesats är beräknad direkt ur resultaträkningen och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje verksamhetsland. Norge är det land som under året huvudsakligen bidrar till den totalt sett höga skattesatsen, där skattesatsen är 78 procent. Det faktum att en del av nedskrivningarna i Norge och Malaysia 2013 inte var skattemässigt avdragsgilla bidrar också.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för året till -4,7 MUSD (-4,3 MUSD) och var främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 3 851,9 MUSD (2 864,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads- och prospekteringsutgifter för året beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter i MUSD	2013	2012
Norge	1 105,9	369,0
Frankrike	7,0	29,2
Nederländerna	4,8	8,5
Indonesien	-1,9	-0,4
Ryssland	3,6	7,5
Malaysia	12,7	—
	1 132,1	413,8

Under året har ett belopp om 1 105,9 MUSD (369,0 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilket 1 057,2 MUSD (283,3 MUSD) investerades i Brynhild- och Edvard Griegfältens utbyggnad. I Malaysia redovisades 12,7 MUSD (— MUSD) för utbyggnaden av Bertam under året.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter i MUSD	2013	2012
Norge	506,4	323,2
Frankrike	2,4	9,8
Indonesien	18,5	16,4
Ryssland	6,0	3,6
Malaysia	36,1	100,5
Övriga	0,5	3,8
	569,9	457,3

I Malaysia redovisades 36,1 MUSD (100,5 MUSD) under året, för Arabornningen på block PM308A, vilken genomfördes över årets slut 2012 samt slutförandet av insamlingsprogrammet av seismik över blocken PM307, PM319 och SB307/308.

Materiella anläggningstillgångar uppgick till 85,0 MUSD (49,4 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Ikdam FPSO:n och andra materiella anläggningstillgångar. Ikdam FPSO:n uppdateras för närvarande för att användas på fältutbyggnadsprojektet Bertam i Malaysia.

Övriga aktier och andelar uppgick till 22,0 MUSD (20,0 MUSD) och var främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 22,4 MUSD (13,3 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de utnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna. Ökningen av uppskjutna skatteintäkter i förhållande till föregående år är främst hänförlig till tidigare ej redovisade skattemässiga underskott i den skattemässigt konsoliderade enheten i Nederländerna, vilka redovisats under det fjärde kvartalet 2013, till följd av godkännandet av fältutbyggnadsplanen för Bertamfältet i Malaysia.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 22,8 MUSD (18,7 MUSD) och inkluderade både kolvätelager och förbrukningsmaterial.

Kundfordringar uppgick till 128,9 MUSD (125,9 MUSD) och inkluderade 102,5 MUSD (100,6 MUSD) hänförliga till Norge. Inga kundfordringar är förfallna.

Derivatinstrument uppgick till 3,2 MUSD (9,1 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutasäkringskontrakt.

Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 62,1 MUSD (32,9 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader som inkluderar kostnader för utnyttjande av en norsk rigg som kommer att vidarefaktureras på framtida borrhningar.

Fordringar på joint venture uppgick till 25,2 MUSD (11,5 MUSD) och ökade jämfört med slutet av föregående år beroende på högre aktivitetsnivå.

Övriga fordringar uppgick till 43,5 MUSD (40,3 MUSD) och beskrivs i not 16. Övriga fordringar innehöll en underuttagsposition om 9,4 MUSD (26,4 MUSD) av vilken 6,3 MUSD (24,6 MUSD) var hänförlig till produktion från Gaupefältet, Norge. En fordran avseende bolagsskatt om 6,5 MUSD (4,0 MUSD) ingick också i övriga fordringar och inkluderade en skatteåterbetalning i Frankrike om 5,8 MUSD (3,5 MUSD). Övriga kortfristiga tillgångar uppgick till 23,5 MUSD (6,9 MUSD) och innehöll fordringar för utfarmningar i Norge och Indonesien.

Likvida medel uppgick till 92,7 MUSD (97,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhets- och investeringskrav.

Långfristiga skulder

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 246,1 MUSD (190,5 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden, vilket framgår av not 19. Avsättningen har ökat under året till följd av inkluderandet av Brynhildfältets utbyggnad till ett belopp om 24,4 MUSD och uppdaterade kostnadsuppskattningar för andra fält och nuvärdesjustering av återställningskostnader.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 1 067,6 MUSD (942,2 MUSD), av vilken 924,6 MUSD (802,8 MUSD) är hänförlig till Norge, vilket framgår av not 6. Avsättningen är främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Övriga avsättningar uppgick till 34,4 MUSD (70,4 MUSD) och beskrivs i not 21. Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program ingår i övriga avsättningar och uppgick till 30,8 MUSD (67,1 MUSD). Lundin Petroleums LTIP program beskrivs i den här rapporten under avsnittet om ersättningar. Inlösendatum för de syntetiska optionerna infaller

i maj 2014, då 50 procent av inlösenbeloppet förfaller till betalning och detta belopp ingår i avsättningar inom kortfristiga skulder. För mer information hänvisas till not 31 ersättningar till styrelse, verkställande ledning och andra anställda. Den långfristiga delen av avsättningen inkluderar inlösenbeloppet för de syntetiska optionerna som förfaller till betalning i maj 2015. Derivatinstrument uppgick till 1,6 MUSD (–MUSD) och är hänförligt till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt som förfaller efter tolv månader.

Finansiella skulder uppgick till 1 239,1 MUSD (384,2 MUSD) och beskrivs i not 22. Banklån uppgick till 1 275,0 MUSD (432,0 MUSD) och är hänförligt till det utestående lånet under koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för faciliteten om 2,5 miljarder USD uppgick till 35,9 MUSD (47,8 MUSD) och skrivs av över kredit-facilitetens förväntade löptid.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 24,9 MUSD (22,6 MUSD) och är till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen i förhållande till LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Skatteskulder uppgick till 4,7 MUSD (170,0 MUSD), av vilka 3,6 MUSD (163,6 MUSD) var hänförliga till Norge.

Derivatinstrument uppgick till 4,0 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt som förfaller inom tolv månader.

Skuld till joint venture och upplupna kostnader uppgick till 334,5 MUSD (213,9 MUSD) respektive 41,0 MUSD (8,3 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhningsaktivitet i Norge.

Övriga skulder uppgick till 42,6 MUSD (15,4 MUSD) och beskrivs i not 24. Överuttagspositionen uppgick till 29,2 MUSD (0,5 MUSD) och var hänförlig till överuttaget på Alvheim- och Volundfältens del i produktionen per den 31 december 2013.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 46,2 MUSD (8,8 MUSD) och var hänförliga till den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program. Den kortfristiga delen av avsättningen innehåller inlösenbeloppet för de syntetiska optionerna som förfaller till betalning i maj 2014. För ytterligare information se not 29 om närtstående transaktioner.

Årsstämman

Årsstämman kommer att hållas i Stockholm den 15 maj 2014.

Styrelsens förslag på ersättning till bolagsledningen

Styrelsen har för avsikt att föreslå att årsstämman 2014 godkänner en ersättningspolicy 2014 som följer i alla väsentliga avseenden samma principer som tillämpades 2013 och som består av liknande komponenter för ersättning till

bolagsledningen som 2013 års ersättningspolicy, dvs. grundlön, årlig rörlig lön, långsiktigt incitamentsprogram (LTIP) och andra förmåner.

Styrelsen kommer att föreslå att årsstämman beslutar att inrätta ett prestationsbaserat, långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner inom Lundin Petroleum. LTIP 2014 ger deltagarna möjligheten att erhålla aktier i Lundin Petroleum bland annat under förutsättning att ett prestationsvillkor uppfylls över en treårig prestationsperiod som inleds den 1 juli 2014 och avslutas den 30 juni 2017. Prestationsvillkoret är baserat på aktiekursens tillväxt och lämnad utdelning (Total Shareholder Return) avseende Lundin Petroleumaktien jämfört med Total Shareholder Return för en grupp referensbolag. Vid inledningen av prestationsperioden kommer deltagarna att vederlagsfritt tilldelas en rättighet kopplad till respektive deltagares anställning (LTIP Award) som, förutsatt att bland annat prestationsvillkoret är uppfyllt, berättigar deltagaren att efter prestationsperiodens slut vederlagsfritt erhålla aktier i Lundin Petroleum.

Antalet prestationsaktier som kan tilldelas varje deltagare är begränsat till ett värde motsvarande tre gånger hans/hennes årliga bruttogrundlön för 2014. Det totala antalet prestationsaktier som kan tilldelas enligt LTIP 2014 är 700 000, vilket motsvarar cirka 0,2 procent av det totala antalet utestående aktier i Lundin Petroleum. Styrelsen äger rätt att efter egen bedömning reducera (inklusive reducera till noll) tilldelning av prestationsaktier om styrelsen skulle finna att den underliggande prestationen inte reflekteras i utfallet av prestationsvillkoret, till exempel i anledning av det operativa kassaflödet, reserver, samt hälso- och säkerhetsuppfyllelse.

Deltagarna kommer inte att äga rätt att överlåta, pantsätta eller avyttra LTIP Award eller andra rättigheter eller skyldigheter enligt LTIP 2014, eller utöva några rättigheter som tillkommer aktieägare avseende LTIP Award under prestationsperioden.

LTIP Award berättigar deltagare att förvärva redan existerande aktier i Lundin Petroleum. För att säkra leverans av erforderligt antal aktier enligt LTIP 2014, kommer styrelsen att överväga åtgärder för att säkra bolagets åtagande. Ett alternativ vore att ingå ett aktieswap-avtal med tredje part på marknadsmässiga villkor, varvid den tredje parten i eget namn ska vara berättigad att förvärva och överlåta aktier i Lundin Petroleum till deltagarna.

En detaljerad beskrivning av villkoren finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

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

För en detaljerad beskrivning av ersättningspolicyn som tillämpades 2013 hänvisas till bolagsstyrningsrapporten på sidorna 46–66. Ersättning till styrelsen och verkställande ledning beskrivs i noterna 31 och 32.

Aktieinformation

Under 2013 återköpte Lundin Petroleum 971 965 egna aktier till ett genomsnittligt pris om 135,40 SEK och innehar 8 340 250 aktier per den 31 december 2013. För årsstämman beslut om bemyndigande att besluta om nyemission av aktier se sidan 68, Lundin Petroleum aktie och aktieägare

Utdelning

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

Förslag till vinstdisposition

Styrelsen föreslår att moderbolagets fria egna kapital om 6 949,5 MSEK, inklusive årets resultat om 76,1 MSEK överförs i ny räkning.

Förändringar i styrelsen

På årsstämman den 8 maj 2013 valdes Peggy Bruzelius och Cecilia Vieweg in som nya styrelseledamöter för Lundin Petroleum. Kristin Færøvik avböjde omval. Samtliga nuvarande styrelseledamöter kommer att föreslås för omval vid 2014 års årsstämma.

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 116–120.

Bolagsstyrningsrapport

Lundin Petroleum har gett ut en bolagsstyrningsrapport, vilken är avskild från de finansiella rapporterna. Bolagsstyrningsrapporten återfinns på sidorna 46–66.

Koncernens resultaträkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2013	2012
Intäkter	1	1 195,8	1 375,8
Rörelsens kostnader			
Produktionskostnader	2	-195,8	-203,2
Avskrivningar och återställningskostnader	3	-174,2	-191,4
Prospekteringskostnader	3	-287,8	-168,4
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	3	-123,4	-237,5
Bruttoresultat		414,6	575,3
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-43,6	-31,8
Rörelseresultat		371,0	543,5
Resultat från finansiella investeringar			
Finansiella intäkter	4	3,3	27,3
Finansiella kostnader	5	-86,3	-48,5
		-83,0	-21,2
Resultat före skatt		288,0	522,3
Inkomstskatt	6	-215,1	-418,4
Årets resultat		72,9	103,9
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare:		77,6	108,2
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:		-4,7	-4,3
Årets resultat		72,9	103,9
Resultat per aktie – USD ¹	27	0,25	0,35

¹ Beräknat på årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2013	2012
Årets resultat		72,9	103,9
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen:			
Valutaomräkningsdifferens		-31,7	61,6
Kassaflödessäkring		-8,1	9,2
Investeringar som kan säljas		1,9	16,1
Skatt på övrigt totalresultat	6	1,9	-2,3
Övrigt totalresultat efter skatt		-36,0	84,6
Totalresultat		36,9	188,5
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		44,7	190,2
Innehav utan bestämmande inflytande		-7,8	-1,7
		36,9	188,5

Koncernens balansräkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2013	2012
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	3 851,9	2 864,4
Övriga materiella anläggningstillgångar	8	85,0	49,4
Övriga aktier och andelar	10	22,0	20,0
Uppskjutna skattefordringar	6	22,4	13,3
Derivatinstrument		3,0	–
Övriga finansiella tillgångar	12	11,8	10,8
Summa anläggningstillgångar		3 996,1	2 957,9
Omsättningstillgångar			
Lager	13	22,8	18,7
Kundfordringar	14	128,9	125,9
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	15	62,1	32,9
Derivatinstrument	11	3,2	9,1
Fordringar på joint venture		25,2	11,5
Övriga fordringar	16	43,5	40,3
Likvida medel	17	92,7	97,4
Summa omsättningstillgångar		378,4	335,8
SUMMA TILLGÅNGAR		4 374,5	3 293,7
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Aktiekapital		0,5	0,5
Övrigt tillskjutet kapital		454,8	474,9
Övriga reserver	18	-96,7	-63,8
Balanserad vinst/förlust		770,8	662,6
Årets resultat		77,6	108,2
Eget kapital hänförligt till aktieägare		1 207,0	1 182,4
Innehav utan bestämmande inflytande		59,8	67,7
Summa eget kapital		1 266,8	1 250,1
Långfristiga skulder			
Avsättning för återställningskostnader	19	246,1	190,5
Pensionsavsättning	20	1,5	1,5
Avsättning för uppskjuten skatt	6	1 067,6	942,2
Derivatinstrument		1,6	–
Övriga avsättningar	21	34,4	70,4
Finansiella skulder	22	1 239,1	384,2
Övriga långfristiga skulder		24,9	22,6
Summa långfristiga skulder		2 615,3	1 611,4
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder	11	19,4	15,7
Skatteskulder	6	4,7	170,0
Derivatinstrument	11	4,0	–
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	23	41,0	12,7
Skulder till joint venture		334,5	209,6
Övriga skulder	24	42,6	15,4
Avsättningar	21	46,2	8,8
Summa kortfristiga skulder		492,4	432,2
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		4 374,5	3 293,7
Ställda säkerheter	25	1 870,3	1 831,3
Ansvarsförbindelser	26	–	–

Koncernens kassaflödesanalys

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2013	2012
Kassaflöde från verksamheten			
Årets resultat		72,9	103,9
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	28	885,3	1 056,9
Vinst vid försäljning av tillgångar		–	-1,1
Erhållen ränta		0,9	3,5
Betald ränta		-21,8	-8,9
Betald skatt		-187,7	-428,8
Förändringar i rörelsekapital:			
Förändring i lager		-4,1	12,9
Förändring i underutttag		17,1	-24,6
Förändring i fordringar		-40,6	8,0
Förändring i överutttag		28,8	-7,2
Förändring i skulder		163,4	104,4
Summa kassaflöde från verksamheten		914,2	819,0
Kassaflöde från investeringar			
Investering i olje- och gastillgångar		-1 702,0	-919,4
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-36,2	-9,7
Investering i dotterbolag		-3,5	-10,2
Betalda återställningskostnader		-1,5	-18,6
Övriga betalningar		-0,4	-3,2
Summa kassaflöde från investeringar		-1 743,6	-961,1
Kassaflöde från finansiering			
Upptagna lån		915,1	592,0
Återbetalning av lån		-70,0	-366,3
Betalda finansieringsavgifter		–	-49,2
Köp av egna aktier		-20,1	-8,7
Utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-0,1	–
Summa kassaflöde från finansiering		824,9	167,8
Förändring av likvida medel		-4,5	25,7
Likvida medel vid årets början		97,4	73,6
Valutakursdifferenser i likvida medel		-0,2	-1,9
Likvida medel vid årets slut		92,7	97,4

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

Förändringar i koncernens egna kapital för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Summa eget kapital består av: Belopp i MUSD	Aktie- kapital ¹	Övrigt tillskjutet kapital	Övriga reserver ²	Balanserad vinst	Årets resultat	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
Balans per den 1 januari 2012	0,5	483,6	-145,8	502,5	160,1	69,4	1 070,3
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	160,1	-160,1	–	–
Årets resultat	–	–	–	–	108,2	-4,3	103,9
Valutaomräkningsdifferens	–	–	59,0	–	–	2,6	61,6
Kassaflödessäkring	–	–	9,2	–	–	–	9,2
Investeringar som kan säljas	–	–	16,1	–	–	–	16,1
Skatt på övrigt totalresultat	–	–	-2,3	–	–	–	-2,3
Totalresultat	–	–	82,0	–	108,2	-1,7	188,5
Transaktioner med ägare							
Utdelning	–	-8,7	–	–	–	–	-8,7
Summa transaktioner med ägare	–	-8,7	–	–	–	–	-8,7
Balans per den 31 december 2012	0,5	474,9	-63,8	662,6	108,2	67,7	1 250,1
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	108,2	-108,2	–	–
Årets resultat	–	–	–	–	77,6	-4,7	72,9
Valutaomräkningsdifferens	–	–	-28,6	–	–	-3,1	-31,7
Kassaflödessäkring	–	–	-8,1	–	–	–	-8,1
Investeringar som kan säljas	–	–	1,9	–	–	–	1,9
Skatt på totalresultat	–	–	1,9	–	–	–	1,9
Totalresultat	–	–	-32,9	–	77,6	-7,8	36,9
Transaktioner med ägare							
Utdelning	–	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-20,1	–	–	–	–	-20,1
Summa transaktioner med ägare	–	-20,1	–	–	–	-0,1	-20,2
Balans per den 31 december 2013	0,5	454,8	-96,7	770,8	77,6	59,8	1 266,8

¹ Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital per den 31 december 2013 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 0,5 MUSD. I antalet aktier per den 31 december 2013 ingår 8 340 250 aktier som Lundin Petroleum AB innehar i eget namn.

² Övriga reserver beskrivs i detalj i not 18.

Redovisningsprinciper

Grunder för rapporternas upprättande

Lundin Petroleums årsredovisning har upprättats i enlighet med gällande IFRS (International Financial Reporting Standards) standarder och tolkningar från IFRIC (International Financial Reporting Interpretation Committee) som antagits av EU kommissionen samt årsredovisningslagen (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 116.

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 Petroleums 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 övrigt totalresultat.

Redovisningsstandarder, tillägg och tolkningar

Lundin Petroleum har per den 1 januari 2013 tillämpat följande nya redovisningsstandarder: IFRS 13 Verkligt värde värdering, reviderad IAS 1 Presentation av finansiella rapporter och tillägg till IFRS 7 finansiella instrument.

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

Tillägg till IAS 1, "*Presentation av finansiella rapporter*" Tillägget inkluderar ett krav att gruppera posterna inom övrigt totalresultat på basis om huruvida de senare kan komma att omklassificeras till resultaträkningen.

Tillägg till IFRS 7, "*Finansiella instrument – tilläggsinformation*" Tillägget inkluderar ny tilläggsinformation och har inte någon väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter.

Följande nya, utgivna standarder är inte obligatoriska för 2013 års finansiella rapporter och har inte tillämpats i förtid. Dessa standarder kan leda till väsentliga förändringar i industripraxis och standarder. Noggranna överväganden kommer att behöva göras för att bedöma effekten för koncernen i praktiken.

IFRS 9, "Finansiella instrument" Standarden hanterar klassificering, värdering och redovisning av finansiella tillgångar och skulder. IFRS 9 gäller från och med den 1 januari 2015 och inte från den 1 januari 2013, vilket var avsett initialt. Koncernen har att bedöma

den fulla påverkan IFRS 9 kommer att få och har för avsikt att tillämpa IFRS 9 för det räkenskapsår som börjar den 1 januari 2015.

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

IFRS 11, "Joint arrangements" Standarden fokuserar på rättigheter och skyldigheter snarare än på den juridiska formen av ett arrangemang. Det finns två typer av "joint arrangements": "joint operations" och "joint ventures". En "joint operation" uppkommer då en "joint operator" har direkt rätt till tillgångarna och åtagande för skulderna i ett "joint arrangement" och följaktligen redovisar sin andel i tillgångar, skulder, intäkter och kostnader. Ett "joint venture" uppkommer då en "joint operator" har rätt till nettotillgångarna i ett "joint arrangement" och följaktligen redovisar sin andel enligt kapitalandelsmetoden. Koncernen har för avsikt att tillämpa IFRS 11 från och med den 1 januari 2014. Se avsnittet gemensamt kontrollerade enheter nedan.

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

Konsolideringsprinciper Dotterbolag

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

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

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

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

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

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

Gemensamt kontrollerade enheter

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

Dessa gemensamt kontrollerade enheter kommer att redovisas i enlighet med IFRS 11 joint arrangements som gäller från 1 januari 2014 och kommer att redovisas i enlighet med kapitalandelsmetoden. Effekten av förändringen i redovisningsprinciper på koncernens resultat- och balansräkning för 2013 framgår nedan. Förändringen i redovisningsprincip kommer inte att påverka resultat per aktie.

MUSD	2013 rapporterat	Effekt av IFRS 11 ¹	2013 omräknat
Resultaträkning			
Intäkter	1 195,8	-63,8	1 132,0
Rörelsekostnader	-824,8	63,5	-761,3
Rörelseresultat	371,0	-0,3	370,7
Finansiellt resultat	-83,0	0,5	-82,5
Resultat från investering i intressebolag	—	-0,2	-0,2
Resultat före skatt	288,0	—	288,0
Skatt	-215,1	—	-215,1
Årets vinst	72,9	—	72,9
Balansräkning			
Anläggningstillgångar	3 996,1	-31,1	3 965,0
Investering i intressebolag	—	24,6	24,6
Omsättningstillgångar	378,4	-16,4	362,0
Summa tillgångar	4 374,5	-22,9	4 351,6
Eget kapital	1 266,8	—	1 266,8
Långfristiga skulder	2 615,3	-15,8	2 599,5
Kortfristiga skulder	492,4	-7,1	485,3
Summa skulder och eget kapital	4 374,5	-22,9	4 351,6

¹ RF Energy koncernen kommer att redovisas som ett joint venture i enlighet med kapitalandelsmetoden.

Gemensamt kontrollerade tillgångar

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

Intresseföretag

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

Övriga aktier och andelar

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

Utländsk valuta

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

Transaktioner och balansposter

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

Rapporteringsvaluta

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

REDOVISNINGSPRINCIPER

Vid upprättandet av årsredovisningen har följande valutakurser använts:

	2013 Genomsnittskurs	2013 Balansdagskurs	2012 Genomsnittskurs	2012 Balansdagskurs
1 USD motsvarar NOK	5,8753	6,0837	5,8148	5,5639
1 USD motsvarar EUR	0,7529	0,7251	0,7778	0,7579
1 USD motsvarar RUR	31,8675	32,8653	31,0546	30,5665
1 USD motsvarar SEK	6,5132	6,4238	6,7725	6,5045

Klassificering av tillgångar och skulder

Anläggningstillgångar, långfristiga skulder och avsättningar består av belopp som förväntas att 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, borring och utbyggnad av dessa aktiveras i separata kostnadsställen, ett för varje fält.

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

Övriga materiella anläggningstillgångar

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

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

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

Nedskrivning av tillgångar exklusive olje- och gastillgångar

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

redovisade värdet av en tillgång överstiger återvinningsvärdet skrivs tillgången ned till återvinningsvärdet.

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

Finansiella instrument

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

Lundin Petroleum redovisar följande finansiella instrument:

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

redovisas förändringar i verkligt värde direkt i resultaträkningen.

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

Lager

Lager av förbrukningsmaterial upptas till det lägsta av anskaffningsvärde och nettoförsäljningsvärde. Anskaffningsvärdet beräknas på basis av vägd genomsnittlig kostnad. Nettoförsäljningsvärdet är det uppskattade försäljningspriset i den löpande verksamheten, med avdrag för tillämpliga rörliga försäljningskostnader. Lager av kolväten upptas till det lägsta av anskaffningsvärde och nettoförsäljningsvärde. Under eller överutttag av kolväten värderas till marknadspris per balansdagen. Ett underutttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga fordringar och värderas till avistapriset eller gällande kontraktspris och ett överutttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga skulder och värderas till rapporteringsdagens avistapris eller gällande kontraktspris. Från och med den 1 januari 2013 redovisas förändringen i underuttags- eller överuttagsposition i resultaträkningen som intäkter.

Likvida medel

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

Eget kapital

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

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

Förändring i verkligt värde avseende övriga aktier och andelar redovisas i verkligt värdereserven. Vid realisering av värdeförändringen kommer den redovisade förändringen i verkligt värde att överföras till resultaträkningen. Förändringen i verkligt värde av säkringsinstrument som kvalificerar för säkerhetsredovisning redovisas i säkringsreserven. Vid reglering

REDOVISNINGSPRINCIPER

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 mer sannolikt än inte att ett utflöde av resurser kommer att krävas för att reglera åtagandet och en tillförlitlig uppskattning kan göras av beloppet.

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

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

Upplåning

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

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

Intäkter

Intäkter från försäljning av olja och gas upptas i resultaträkningen netto efter avdrag för royaltyandel uttagen i sak. Försäljning av olja och gas redovisas först när produkterna levererats och kunden accepterat eller när tjänsterna utförts. Tillfälliga intäkter från produktion av olja eller gas reducerar de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga tills storleken på bevisade och sannolika reserver bestämts och kommersiell produktion påbörjats. Från och med den 1 januari 2013 redovisas förändringen i under- och överuttag i resultaträkningen som intäkter.

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

Ersättningar till anställda

Kortfristiga ersättningar till anställda

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

Pensionsförpliktelser

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

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

Aktierelaterade ersättningar

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

Inkomstskatter

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

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

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

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

Segmentrapportering

Rörelsesegment rapporteras på ett sätt som överensstämmer med den interna rapportering som lämnas till den högste verkställande beslutsfattaren det vill säga ledningen och görs per land på grund av det unika i varje lands verksamhet, kommersiella villkor och skattemässiga miljöer. Information för segment beskrivs enbart om tillämpligt. Segmentrapportering presenteras i följande noter: not 3 segmentinformation, not 6 skatter och not 7 olje- och gastillgångar.

Kritiska redovisningsuppskattningar och antaganden

Lundin Petroleum's 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 eventuell nedskrivningsbehov och vid redovisning av avskrivning av olje- och gastillgångar samt återställningskostnader. Erkända standardmetoder för värdering används för att uppskatta bevisade och sannolika reserver. Dessa metoder tar hänsyn till den framtida utbyggnadsnivån som är nödvändig för att producera reserverna. En oberoende

revisor av olje- och gasreserver granskar dessa uppskattningar. Se sidan 126 Olje- och gasreserver. Förändringar i uppskattningar av olje- och gasreserver, vilka resulterar i förändrade framtida produktionsprofiler, kommer att påverka diskonterat kassaflöde som används vid bedömning av nedskrivningsbehov, förväntade datumet för återställning av 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 reservoarprestanda eller förändringar i makroekonomiska faktorer såsom oljepris och inflation.

Information avseende bokfört värde för olje- och gastillgångar och kostnadsförda belopp, inklusive kostnader för avskrivning, prospektering och nedskrivning beskrivs i not 7.

Nedskrivning av olje- och gastillgångar

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

Information avseende bokfört värde för olje- och gastillgångar och nedskrivning av olje- och gastillgångar beskrivs i noterna 3 och 7.

Avsättning för återställningskostnader

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

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

Information avseende bokfört värde för avsättning för återställningskostnader beskrivs i not 19.

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 de finansiella rapporterna

Koncernen

Not 1 – Intäkter

MUSD	2013	2012
Olja	1 060,8	1 169,0
Kondensat	3,4	3,3
Gas	160,0	147,2
Försäljning av olja och gas	1 224,2	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	-45,2	30,7
Övriga intäkter	16,8	25,6
	1 195,8	1 375,8

Omklassificeringen av förändring i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter gäller från och med den 1 januari 2013 och jämförelsetalen för intäkter har räknats om från 1 345,1 MUSD.

För ytterligare information om intäkter se förvaltningsberättelsen på sidan 79.

Not 2 – Produktionskostnader

MUSD	2013	2012
Utvinningsskostnader	114,6	105,6
Tariff- och transportkostnader	25,7	29,7
Direkta produktionsskatter	44,0	51,3
Förändring i lager	-2,0	14,8
Övriga	13,5	1,8
	195,8	203,2

Omklassificeringen av förändring i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter gäller från och med den 1 januari 2013 och jämförelsetalen för produktionskostnader har räknats om från 172,5 MUSD.

För ytterligare information om produktionskostnader se förvaltningsberättelsen på sidan 80.

Not 3 – Segmentinformation

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

Nedanstående sammanställning visar segmentinformation avseende intäkter, produktionskostnader, prospekteringskostnader, nedskrivning av olje- och gastillgångar, rörelseresultat och viss information om tillgångar och skulder avseende koncernens affärssegment. Därutöver presenteras segmentinformation i följande noter: not 6 inkomstskatter och not 7 olje- och gastillgångar.

Intäkterna är hänförliga till diverse externa kunder. Några koncerninterna försäljningar eller inköp har inte skett under året eller under föregående år och därför finns det inga avstämningsposter för vad som redovisats i resultaträkningen. Inom varje segment uppgår intäkter från transaktioner med en extern kund till tio procent eller mer av intäkterna för det segmentet. 70 procent av de totala intäkterna har kontrakterats med en kund. Moderbolaget ingår i övriga.

MUSD	2013	2012
Norge		
Olja	886,6	953,4
Kondensat	2,0	2,3
Gas	98,5	94,9
Försäljning av olja och gas	987,1	1 050,6
Förändring i under- och överuttag	-47,0	31,4
Övriga intäkter	5,6	6,5
Intäkter	945,7	1 088,5
Produktionskostnader	-85,1	-65,5
Avskrivningar och återställningskostnader ¹	-130,2	-154,1
Prospekteringskostnader	-285,4	-103,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-81,7	-205,8
Bruttoresultat	363,3	560,0

fortsättning – not 3

MUSD	2013	2012
Frankrike		
Olja	110,2	115,0
Försäljning av olja och gas	110,2	115,0
Förändring i under- och överuttag	-0,4	–
Övriga intäkter	2,2	2,6
Intäkter	112,0	117,6
Produktionskostnader	-34,3	-29,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-12,5	-11,7
Prospekteringskostnader	-0,2	-5,0
Bruttoresultat	65,0	71,0
Nederländerna		
Olja	0,2	0,2
Kondensat	1,4	1,0
Gas	44,6	41,4
Försäljning av olja och gas	46,2	42,6
Förändring i under- och överuttag	2,2	-0,7
Övriga intäkter	1,7	12,2
Intäkter	50,1	54,1
Produktionskostnader	-14,7	-12,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-15,0	-10,4
Prospekteringskostnader	-1,3	-0,6
Bruttoresultat	19,1	30,7
Indonesien		
Gas	16,9	10,9
Försäljning av olja och gas	16,9	10,9
Förändring i under- och överuttag	–	–
Intäkter	16,9	10,9
Produktionskostnader	-5,0	-5,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-11,4	-5,6
Prospekteringskostnader	-0,4	-7,4
Bruttoresultat	0,1	-7,6
Ryssland		
Olja	63,8	75,8
Försäljning av olja och gas	63,8	75,8
Intäkter	63,8	75,8
Produktionskostnader	-56,3	-65,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-4,9	-4,3
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	-31,7
Bruttoresultat	2,6	-25,4
Övriga		
Olja ²	–	24,6
Försäljning av olja och gas	–	24,6
Övriga intäkter	7,3	4,3
Intäkter	7,3	28,9
Produktionskostnader	-0,4	-24,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-0,2	-5,3
Prospekteringskostnader ³	-0,5	-52,3
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar ⁴	-41,7	–
Bruttoresultat	-35,5	-53,4

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – not 3

MUSD	2013	2012
Totalt		
Olja	1 060,8	1 169,0
Kondensat	3,4	3,3
Gas	160,0	147,2
Försäljning av olja och gas	1 224,2	1 319,5
Förändring i under- och överuttag	-45,2	30,7
Övriga intäkter	16,8	25,6
Intäkter	1 195,8	1 375,8
Produktionskostnader	-195,8	-203,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-174,2	-191,4
Prospekteringskostnader	-287,8	-168,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-123,4	-237,5
Bruttoresultat	414,6	575,3

¹ Inkluderar återställningskostnader för Norge om 13,3 MUSD som avser Gaupefältet, Norge.

² Försäljning av olja var hänförligt till Tunisien för jämförelseperioden.

³ Prospekteringskostnader för 2012 var främst hänförliga till Malaysia och uppgick till 46,7 MUSD.

⁴ Under året har nedskrivningar av olje- och gastillgångar, hänförliga till Malaysia redovisats.

MUSD	Tillgångar		Eget kapital och skulder	
	2013	2012	2013	2012
Norge	2 975,9	1 942,8	2 542,7	1 221,1
Frankrike	258,3	279,6	92,2	87,2
Nederländerna	105,8	112,8	1 397,1	555,4
Indonesien	123,4	108,2	21,4	16,3
Ryssland	607,9	619,0	116,0	112,5
Malaysia	265,1	197,8	26,8	33,1
Sverige	1,8	0,7	8,8	7,0
Övriga	1 147,8	603,8	14,2	582,0
Eliminering av koncerninterna mellanhavanden	-1 111,5	-571,0	-1 111,5	-571,0
Tillgångar/skulder per land	4 374,5	3 293,7	3 107,7	2 043,6
Eget kapital hänförligt till aktieägare	N/A	N/A	1 207,2	1 182,4
Innehav utan bestämmande inflytande	N/A	N/A	59,6	67,7
Summa koncernens egna kapital	N/A	N/A	1 266,8	1 250,1
Summa konsoliderat	4 374,5	3 293,7	4 374,5	3 293,7

Se även not 7 för detaljerad information över olje- och gastillgångar per land.

För ytterligare information om intäkter, produktionskostnader, nedskrivning och återställningskostnader, prospekteringskostnader, nedskrivning av olje- och gastillgångar se förvaltningsberättelsen sidorna 79–80.

Not 4 – Finansiella intäkter

MUSD	2013	2012
Ränteintäkter	2,3	5,1
Valutakursvinster, netto	–	6,2
Vinst vid konsolidering av ett dotterbolag	–	13,4
Garanti-intäkter	0,5	0,2
Övrigt	0,5	2,4
	3,3	27,3

Not 5 – Finansiella kostnader

MUSD	2013	2012
Räntekostnader	5,3	6,8
Valutakursförlust, netto	46,5	–
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	1,5	0,2
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	6,1	5,1
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	8,7	6,6
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	17,1	10,3
Nedskrivning av övriga aktier	–	18,6
Övrigt	1,1	0,9
	86,3	48,5

Under 2013 aktiverades ränta hänförlig till norska utbyggnadsprojekt till ett belopp om 18,2 MUSD (3,4 MUSD).

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. Valutakursförlusten, netto inkluderar en realiserad vinst om 5,5 MUSD (11,7 MUSD) på förfallna valutakurssäkringar.

Not 6 – Inkomstskatter

Skattekostnad MUSD	2013	2012
Aktuell skatt		
Norge	2,9	311,8
Frankrike	19,2	21,7
Nederländerna	3,5	5,9
Indonesien	-1,7	0,6
Ryssland	-0,2	0,8
Övriga	0,8	0,5
	24,5	341,3
Uppskjuten skatt		
Norge	196,2	80,4
Frankrike	4,7	2,3
Nederländerna	-9,8	2,2
Indonesien	1,6	-1,9
Ryssland	–	-2,9
Malaysia	-2,2	-3,0
	190,6	77,1
Summa skatt	215,1	418,4

För ytterligare information om inkomstskatter se förvaltningsberättelsen på sidan 81.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – not 6

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

MUSD	2013	2012
Vinst före skatt	288,0	522,3
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige 22,0% (26,3%)	-63,4	-137,3
Effekt av utländska skattesatser	-179,9	-282,6
Skatteeffekt på ej avdragsgilla kostnader	-33,9	-25,9
Skatteeffekt på avdrag för petroleumskatt	55,8	22,5
Skatteeffekt på ej skattepliktiga intäkter	–	4,4
Skatteeffekt på utnyttjande av ej bokförda underskottsavdrag	13,2	8,3
Skatteeffekt på uppkomna ej bokförda underskottsavdrag	-7,4	-7,8
Justeringar av föregående års taxeringar	0,5	–
Skattekostnad	-215,1	-418,4

Skattesatsen i Norge om 78 procent och det stora bidraget till resultatet är de huvudsakliga orsakerna till den väsentliga effekten av utländska skattesatser i tabellen ovan.

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

MUSD	2013			2012		
	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt
Valutaomräkningsdifferens	-31,7	–	-31,7	61,6	–	61,6
Kassaflödessäkring	-8,1	1,9	-6,2	9,2	-2,3	6,9
Investeringar som kan säljas	1,9	–	1,9	16,1	–	16,1
Övrigt totalresultat	-37,9	1,9	-36,0	86,9	-2,3	84,6
Aktuell skatt		–			–	
Uppskjuten skatt		1,9			-2,3	
		1,9			-2,3	

Den uppskjutna skattekostnaden om 1.9 MUSD (2.3 MUSD) har redovisats direkt i övrigt totalresultat.

Bolagsskatteskuld – aktuell och uppskjuten MUSD	Aktuell		Uppskjuten	
	2013	2012	2013	2012
Norge	3,6	163,6	924,6	802,8
Frankrike	–	–	43,1	36,7
Nederländerna	0,2	2,5	5,2	8,0
Indonesien	–	1,7	7,1	6,1
Ryssland	0,7	0,6	78,3	77,1
Malaysia	–	–	9,2	11,4
Övriga	0,2	1,5	0,1	0,1
Summa skatteskuld	4,7	170,0	1,067,6	942,2

Det finns också en skattefordran om 6.5 MUSD (4.0 MUSD) hänförlig till Frankrike som redovisats i övriga fordringar per balansdagen som redovisats i not 16.

fortsättning – not 6

Specifikation av uppskjutna skattefordringar och skatteskulder ¹ MUSD	2013	2012
Uppskjuten skattefordran		
Icke-utnyttjade underskottsavdrag	102,3	13,8
Överuttag	18,8	–
Verkligt värde på finansiella instrument	–	–
Övriga avdragsgilla temporära skillnader	19,9	8,7
	141,0	22,5
Uppskjutna skatteskulder		
Avskrivningar utöver plan	1 095,4	867,4
Verkligt värde på finansiella instrument	–	2,3
Aktiverad förvärvskostnad	0,2	0,1
Uppskjuten skatt på övervärden	90,6	81,6
Uppskjuten skattefordran	–	–
	1 186,2	951,4

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

De uppskjutna skattefordringarna är främst hänförliga till underskottsavdrag i Nederländerna uppgående till 30,9 MUSD (12,6 MUSD) och ej utnyttjat särskilt avdrag för skatteändamål i Norge om 59,4 MUSD (– MUSD). Uppskjutna skattefordringar hänförliga till underskottsavdrag redovisas enbart när det finns en rimlig säkerhet avseende när och i vilken omfattning underskottsavdragen kommer att kunna utnyttjas.

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

Outnyttjade skattemässiga underskott

Koncernen har holländska underskottsavdrag, uppgående till ungefär 181 MUSD (161 MUSD). Holländska underskottsavdrag kan utnyttjas i upp till nio år. En uppskjuten skattefordran uppgående till 57 MUSD (110 MUSD), beräknad på dessa underskottsavdrag har ej beaktats per den 31 december 2013 på grund av osäkerheten i när och i vilken omfattning de kan utnyttjas. Redovisningen överensstämmer med föregående år.

Not 7 – Olje- och gastillgångar

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Kostnadsställen med produktion	716,5	857,0
Kostnadsställen utan produktion	3 135,4	2 007,4
	3 851,9	2 864,4

2013 Kostnadsställen med produktion MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Tunisien	Summa
Anskaffningsvärde							
1 januari	1 221,0	317,7	137,0	68,3	108,5	–	1 852,5
Investeringar	14,3	7,0	4,8	-1,9	3,6	–	27,8
Avyttringar	–	–	–	–	–	–	–
Förändringar i uppskattningar	14,7	1,0	2,7	–	–	–	18,4
Omklassificeringar	–	6,8	–	–	–	–	6,8
Omräkningsdifferens	-103,8	14,9	6,2	–	-3,8	–	-86,5
31 december	1 146,2	347,4	150,7	66,4	108,3	–	1 819,0
Avskrivningar							
1 januari	-718,5	-113,0	-76,3	-16,0	-71,7	–	-995,5
Årets avskrivningar	-117,1	-12,5	-15,0	-11,4	-4,9	–	-160,9
Nedskrivningar	–	–	-1,3	–	–	–	-1,3
Omräkningsdifferens	64,5	-5,3	-4,0	–	–	–	55,2
31 december	-771,1	-130,8	-96,6	-27,4	-76,6	–	-1 102,5
Redovisat värde	375,1	216,6	54,1	39,0	31,7	–	716,5

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – not 7

2012 Kostnadsställen med produktion, MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Tunisien	Summa	
Anskaffningsvärde								
1 januari	792,0	265,7	105,1	68,7	98,2	105,9	1 435,6	
Investeringar	112,3	29,2	8,5	-0,4	7,5	–	157,1	
Avyttringar	–	-1,4	–	–	–	-105,9	-107,3	
Förändringar i uppskattningar	21,3	18,1	21,2	–	1,2	–	61,8	
Omklassificeringar	229,4	–	–	–	–	–	229,4	
Omräkningsdifferens	66,0	6,1	2,2	–	1,6	–	75,9	
31 december	1 221,0	317,7	137,0	68,3	108,5	–	1 852,5	
Avskrivningar								
1 januari	-326,3	-100,4	-64,5	-10,4	-35,6	-105,9	-643,1	
Årets avskrivningar	-154,1	-11,7	-10,4	-5,6	-4,3	–	-186,1	
Nedskrivningar	-205,8	–	–	–	-31,7	–	-237,5	
Avyttringar	–	1,3	–	–	–	105,9	107,2	
Omräkningsdifferens	-32,3	-2,2	-1,4	–	–	–	-36,0	
31 december	-718,5	-113,0	-76,3	-16,0	-71,7	–	-995,5	
Redovisat värde	502,5	204,7	60,6	52,3	36,8	–	857,0	
2013 Kostnadsställen utan produktion, MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Malaysia	Övriga	Summa
1 januari	1 199,7	12,2	5,1	44,6	562,4	183,4	–	2 007,4
Investeringar	1 598,1	2,4	0,6	18,5	6,0	48,7	–	1 674,4
Avyttringar	–	–	–	–	–	–	–	–
Kostnadsförda prospekteringskostnader	-285,4	-0,2	–	-0,4	–	-0,5	–	-286,5
Nedskrivningar	-81,7	–	–	–	–	-41,7	–	-123,4
Förändringar i uppskattningar	25,1	–	–	–	–	–	–	25,1
Omklassificeringar	–	-6,8	–	–	–	–	–	-6,8
Omräkningsdifferens	-145,3	0,3	0,3	–	-10,0	–	–	-154,7
31 december	2 310,5	7,9	6,0	62,7	558,4	189,9	–	3 135,4
2012 Kostnadsställen utan produktion, MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Malaysia	Övriga	Summa
1 januari	804,1	7,1	3,1	35,8	552,5	129,8	4,4	1 536,8
Investeringar	630,5	9,8	2,5	16,4	3,6	100,5	1,3	764,6
Avyttringar	–	–	–	–	-1,0	–	–	-1,0
Kostnadsförda prospekteringskostnader	-103,1	-5,0	-0,6	-7,4	–	-46,7	-5,6	-168,4
Förändringar i uppskattningar	11,8	–	–	–	–	–	–	11,8
Omklassificeringar	-229,4	–	–	–	–	–	–	-229,4
Omräkningsdifferens	85,8	0,3	0,1	-0,2	7,3	-0,2	-0,1	93,0
31 december	1 199,7	12,2	5,1	44,6	562,4	183,4	–	2 007,4

Omklassificeringen 2012 från kostnadsställen utan produktion till kostnadsställen med produktion var hänförliga till produktionsstarten av Gaupefältet, Norge.

Nedskrivning

Lundin Petroleum har utfört sitt nedskrivningstest per den 31 december 2013 i samband med den årliga revisionen av olje- och gasreserver. Lundin Petroleum har använt ett fast oljepris om 100 USD (100 USD) per bbl, en årlig inflation om 2% (2%), en framtida inflationsfaktor om 2% (2%) per år, samt en diskonteringsränta om 8% (10%), för beräkningen av framtida kassaflöden före skatt. Till följd av nedskrivningstestet skrevs Janglau- och Arafyndigheterna i PM308A, Malaysia ned i sin helhet 2013 till ett belopp om 41,7 MUSD (– MUSD). Dessutom gjordes en nedskrivning av 81,7 MUSD avseende gasfyndigheterna i PL428 Skalle, PL533 Salina och PL088 Peik, Norge eftersom de har bedömts vara icke-kommersiella. För ytterligare information om nedskrivningar se förvaltningsberättelsen sidan 80.

Aktiverad ränta

Under 2013 har 18,2 MUSD (3,4 MUSD) aktiverade ränteutgifter lagts till olje- och gastillgångarna och är hänförliga till norska utbyggnadsprojekt. Räntesatsen för aktiverade ränteutgifter är beräknad på den externa lånefacilitetens ränta, LIBOR plus ett påslag om 2,75% per år.

Åtagande avseende prospekteringskostnader

Koncernen deltar i joint ventures med externa parter i olje- och gasprospektering. Koncernen är bunden enligt avtal att fullfölja vissa prospekteringsprogram inom ramen för olika koncessionsavtal. Åtaganden per den 31 december 2013 uppskattas till 490,7 MUSD (935,7 MUSD) för vilka externa parter, som är joint venture partners, kommer att bidra med cirka 224,4 MUSD (491,5 MUSD).

Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar

MUSD	2013				2012			
	FPSO	Fastigheter	Övrigt	Summa	FPSO	Fastigheter	Övrigt	Summa
Anskaffningsvärde								
1 januari	32,5	11,3	22,2	66,0	–	11,1	17,9	29,0
Förvärvat vid konsolidering	–	–	12,7	12,7	25,2	–	–	25,2
Investeringar	29,8	–	6,4	36,2	6,0	0,1	3,6	9,7
Avyttringar	–	–	-0,1	-0,1	–	–	-0,2	-0,2
Omräkningsdifferens	1,1	–	-1,1	–	1,3	0,1	0,9	2,3
31 december	63,4	11,3	40,1	114,8	32,5	11,3	22,2	66,0
Avskrivningar								
1 januari	–	-1,6	-15,0	-16,6	–	-1,4	-11,6	-13,0
Avyttringar	–	–	–	–	–	–	0,2	0,2
Förvärvat vid konsolidering	–	–	-9,6	-9,6	–	–	–	–
Årets avskrivningar	–	-0,1	-4,3	-4,4	–	-0,1	-3,0	-3,1
Omräkningsdifferens	–	0,1	0,7	0,8	–	-0,1	-0,6	-0,5
31 december	–	-1,6	-28,2	-29,8	–	-1,6	-15,0	-16,6
Redovisat värde	63,4	9,7	11,9	85,0	32,5	9,7	7,2	49,4

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 och tar restvärdet i beaktan. Avskrivningar ingår i raden för administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar i resultaträkningen.

FPSO:n kommer att skrivas av över sin återstående livslängd när uppgraderingen av fartyget har slutförts. För ytterligare information avseende FPSO:n se förvaltningsberättelsen på sidan 82.

Not 9 – Aktier i gemensamt kontrollerade enheter och intresseföretag

31 december 2013	Antal aktier	Andel %
RF Energy Investments Ltd. ¹	11 540	50
– CJSC Pechoraneftegas ¹	20 000	Direkt 100, indirekt 50
– LLC Zapolyarneftegas ¹	1	Direkt 100, indirekt 50
– LLC NK Recher-Komi ¹	1	Direkt 100, indirekt 50
– Geotundra BV ¹	20 000	Direkt 100, indirekt 50

¹ Genom den proportionella konsolideringen av RF Energy Investments Ltd. (RF Energy), är dotterbolagen i RF Energy också proportionellt konsoliderade i Lundin Petroleum koncernredovisning. Från och med den 1 januari 2014 kommer Lundin Petroleum att anta IIFRS 11 joint arrangements och RF Energy och dess dotterbolag kommer att konsolideras enligt kapitalandelsmetoden. "Direkt" utgör RF Energys ägarandel, "indirekt" utgör koncernens totala ägarandel.

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

RF Energykoncernen	2013	2012
MUSD		
Resultaträkning		
Rörelsens intäkter	127,7	151,6
Rörelsens kostnader	-128,0	-197,9
Årets resultat	-0,3	-46,3
Balansräkning		
Anläggningstillgångar	62,1	72,4
Omsättningstillgångar	32,8	35,2
Summa tillgångar	94,9	107,6
Eget kapital	49,2	54,0
Långfristiga skulder	31,6	37,8
Kortfristiga skulder	14,1	15,8
Summa skulder	94,9	107,6

Not 10 – Övriga aktier och andelar

Övriga aktier och andelar består av:	31 dec 2013		31 dec 2012	
	Antal aktier	Andel %	Redovisat värde MUSD	Redovisat värde MUSD
ShaMaran Petroleum Corp.	50 000 000	8,02	21,6	19,6
Cofraland B.V.	31	7,75	0,4	0,4
			22,0	20,0

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 prospekterings- och utbyggnadsblock i Kurdistan. Investeringen redovisades till aktiernas verkliga värde vid datumet för förvärvet och i enlighet med redovisningsregler redovisas en efterföljande förändring i aktiernas värde i koncernens rapport över totalresultat.

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

ShaMaran Petroleum Corp. MUSD	2013	2012
1 januari	19,6	17,4
Förändring i verkligt värde	1,5	16,3
Omräkningsdifferens	0,5	4,5
Nedskrivning	–	-18,6
31 december	21,6	19,6

I övriga aktier och andelar per den 31 december 2013 ingår 0,4 MUSD (0,4 MUSD) 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 11 – Finansiella risker, känslighetsanalys och derivatinstrument

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

Hantering av kapital

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

Inga väsentliga ändringar var gjorda avseende mål, policies och rutiner under året som avslutades den 31 december 2013.

Lundin Petroleum följer upp kapitalet på basis av nettoskulden. Nettoskulden beräknas som banklån i enlighet med balansräkningen minus likvida medel.

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Banklån	1 275,0	432,0
Likvida medel	-92,7	-97,4
Nettoskuld	1 182,3	334,6

Ökningen i förhållande till 2012 är främst hänförlig till finansiering av norska utbyggnadsaktiviteter.

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.

fortsättning – not 11

Tabellen nedan sammanfattar den inverkan en förändring av räntan på kreditfaciliteten skulle ha haft på resultatet och det egna kapitalet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2013:

Resultat i de finansiella rapporterna (MUSD)	72,9	72,9
Möjlig rörelse (procentenheter)	-150	150
Summa påverkan på årets resultat (MUSD)	1,4	-1,4

Koncernen ingick en treårig fast ränteswap under det första kvartalet 2013, med start den 31 mars 2013 avseende 500 MUSD av koncernens banklån där LIBOR räntan lästes till ungefär 0,57 procent per år. Ytterligare räntesäkringskontrakt ingicks i mars 2014, se not 34 händelser efter balansdagens slut.

Valutakursförändringar

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

Betalningsexponering

Lundin Petroleums 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.

Koncernen ingick valutasäkringskontrakt som fastställer växelkursen mellan USD och NOK för att möta operativa åtaganden och krav avseende skatter i NOK, vilket sammanfattas i nedanstående tabell. Enligt IAS 39, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet kommer att redovisas i övrigt totalresultat. Per den 31 december 2013 har en kortfristig tillgång, uppgående till 3,2 MUSD (9,1 MUSD) och en långfristig tillgång uppgående till 3,0 MUSD (– MUSD) redovisats, vilka representerar det verkliga värdet av de utestående valutakurssäkringskontrakten. Jämförelseperiodens kortfristiga tillgång avsåg valutasäkringskontrakt. Dessutom har en kortfristig skuld om 4,0 MUSD (– MUSD) och en långfristig skuld om 1,6 MUSD (– MUSD) redovisats vilket motsvarar det verkliga värdet på de utestående valuta- och räntesäkringarna.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
MNOK 1 537,6	MUSD 256,1	NOK 6,00: USD 1	2 jan – 20 dec 2013
MNOK 2 162,1	MUSD 353,9	NOK 6,11: USD 1	21 jan – 28 dec 2014
MNOK 1 200,6	MUSD 191,9	NOK 6,26: USD 1	21 jan – 21 dec 2015

Ytterligare valutasäkringskontrakt ingicks under det första kvartalet 2014, se not 34 händelser efter balansdagens slut.

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 2013 vid en konvertering av koncernens dotterbolags resultaträkningar från funktionell valuta till rapporteringsvalutan US dollar.

Rörelseresultatet i de finansiella rapporterna (MUSD)			371,0	371,0
Förändring av valutakurser:	Genomsnittlig kurs 2013	10% försvagning av USD	10% förstärkning av USD	
EUR/USD	0,7529	0,6845	0,8282	
NOK/USD	5,8753	5,3412	6,4628	
RUR/USD	31,8675	28,9705	35,0543	
CHF/USD	0,9268	0,8425	1,0195	
Summa påverkan på rörelseresultatet (MUSD)		38,5	-38,5	

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

Priset på olja och gas

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

fortsättning – not 11

Tabellen nedan sammanfattar den inverkan en förändring i oljepriset skulle ha haft på resultatet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2013.

Resultat i de finansiella rapporterna (MUSD)	72,9	72,9
Förändring i oljepriset	-10%	10%
Summa påverkan på årets resultat (MUSD)	-33,8	33,8

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

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 tror att säkringskontrakten kommer att ge ökat kassaflöde.

Under räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2013, ingick koncernen inga oljeprissäkringskontrakt. Det finns inga utstående oljeprissäkringskontrakt per den 31 december 2013.

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 olja och gas, är policyn att efterfråga oåterkalleliga rembursor 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 2013 uppgick koncernens kundfordringar till 128,9 MUSD (125,9 MUSD). Det finns inga nyligen inträffade betalningsförsummelse. Övriga långfristiga och kortfristiga fordringar anses återvinningsbara. Avsättningen för osäkra fordringar per den 31 december 2013 uppgick till – MUSD (– MUSD). Likvida medel hålls med banker som har en historiskt hög kreditvärdighet.

Likviditetsrisk

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

Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en ny sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD för att finansiera Lundin Petroleum's pågående utgifter för prospektering och utbyggnad, i synnerhet i Norge. Denna kreditfacilitet ökades till 4,0 miljarder USD i februari 2014. Koncernens pågående utbyggnads- och prospekteringsutgifter förväntas att finansieras av koncernens operativa kassaflöde och lånefaciliteten. Under 2014 krävs inga återbetalningar av kreditfaciliteten. Se not 22 för ytterligare information avseende koncernens kreditfacilitet.

Lundin Petroleum har genom sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV ingått fem produktionsdelningskontrakt med Petroliam Nasional Berhad, det statliga malaysiska olje- och gasbolaget (Petronas). Bankgarantier har utfärdats som stöd för arbetsätaganden i dessa produktionsdelningskontrakt till ett belopp om 11,9 MUSD (75,4 MUSD).

fortsättning – not 11

Finansiella instrument per kategori

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

31 december 2013 MUSD	Lånefordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Derivat för säkrings- ändamål	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde
Tillgångar				
Övriga aktier och andelar	–	22,0	–	–
Obligationer	10,4	–	–	–
Derivatinstrument	–	–	6,2	–
Kundfordringar	128,9	–	–	–
Fordringar på joint venture	25,2	–	–	–
Likvida medel	92,7	–	–	–
	257,2	22,0	6,2	–
Skulder				
Leverantörsskulder	–	–	–	19,4
Skulder till joint venture	–	–	–	334,5
Banklån	–	–	–	1 275,0
Derivatinstrument	–	–	5,6	–
Övriga långfristiga skulder	–	–	–	24,9
	–	–	5,6	1 653,8

31 december 2012 MUSD	Lånefordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Derivat för säkrings- ändamål	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde
Tillgångar				
Övriga aktier och andelar	–	20,0	–	–
Obligationer	9,5	–	–	–
Derivatinstrument	–	–	9,1	–
Kundfordringar	125,9	–	–	–
Fordringar på joint venture	11,5	–	–	–
Likvida medel	97,4	–	–	–
	244,3	20,0	9,1	–
Skulder				
Leverantörsskulder	–	–	–	15,7
Skulder till joint venture	–	–	–	209,6
Banklån	–	–	–	432,0
Övriga långfristiga skulder	–	–	–	22,6
	–	–	–	679,9

Det verkliga värdet av lånefordringar och övriga fordringar är lika med det bokförda värdet.

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

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

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – not 11

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

31 december 2013	MUSD		
	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
- Aktier	21,6	–	0,4
- Obligationer	10,4	–	–
- Derivatinstrument	–	6,2	–
	32,0	6,2	0,4
Skulder			
- Derivatinstrument	–	5,6	–
	–	5,6	–

31 december 2012	MUSD		
	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
- Aktier	19,6	–	0,4
- Obligationer	9,5	–	–
- Derivatinstrument	–	9,1	–
	29,1	9,1	0,4
Skulder			
- Derivatinstrument	–	–	–
	–	–	–

Aktier nivå 3	MUSD	
	2013	2012
1 januari	0,4	0,4
Avyttringar	–	–
Omräkningsdifferens	–	–
31 december	0,4	0,4

Utestående derivat kan specificeras enligt följande:

Verkligt värde på utestående derivatinstrument i balansräkningen (MUSD)	31 december 2013		31 december 2012	
	Tillgångar	Skulder	Tillgångar	Skulder
Ränteswappar	–	1,0	–	–
Valutasäkringsinstrument	6,2	4,6	9,1	–
Total	6,2	5,6	9,1	–
Långfristig	3,0	1,6	–	–
Kortfristig	3,2	4,0	9,1	–
Summa	6,2	5,6	9,1	–

Det verkliga värdet av valutasäkringen beräknas genom att använda kurvan för terminskursen över den utestående delen av de utestående valutakurssäkringkontrakten. Den effektiva delen av valutasäkringen per den 31 december 2013 uppgick till en nettotillgång om 1,6 MUSD (9,1 MUSD).

Det verkliga värdet av ränteswappen beräknas genom att använda terminsräntekurvan över den utestående delen av säkringstransaktionen. Den effektiva delen av ränteswappen per den 31 december 2013 uppgick till 1,0 MUSD (– MUSD).

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

Not 12 – Övriga finansiella tillgångar

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Obligationer	10,4	9,5
Övriga	1,4	1,3
	11,8	10,8

Koncernen innehade per den 31 december 2013 7,6 miljoner Euroobligationer i Etrion Corporation med en kupongränta om 9 procent per år och en förfallodag i april 2015. Se not 34 händelser efter balansdagens utgång.

Not 13 – Lager

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Lager av olja och gas	3,5	1,6
Borrutrustning och förbrukningsmaterial	19,3	17,1
	22,8	18,7

Not 14 – Kundfordringar

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

Not 15 – Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Förutbetalda hyra	0,7	0,6
Förutbetalda verksamhetsutgifter	52,2	16,7
Förutbetalda försäkringar	3,7	12,2
Upplupna intäkter	0,5	1,1
Övriga	5,0	2,3
	62,1	32,9

Förutbetalda verksamhetsutgifter inkluderade 35,7 MUSD (– MUSD) hänförliga till mobiliseringskostnader för en norsk rigg som kommer att allokeras till framtida borrhningar. Förutbetalda försäkringar 2012 innehöll ett belopp om 10,1 MUSD hänförliga till byggförsäkringen på Edvard Griegprojektet.

Not 16 – Övriga fordringar

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Underutttag	9,4	26,4
Bolagsskatt	6,5	4,0
Kortfristig mervärdesskattefordran	4,1	3,0
Fordran avseende utfarmning	10,9	–
Övriga	12,6	6,9
	43,5	40,3

Not 17 – Likvida medel

Likvida medel innehåller endast kontanta medel i kontantkassan och på bankkonton. Inga kortfristiga placeringar innehades per den 31 december 2013.

Not 18 – Övriga reserver

MUSD	Reserv för investering som kan säljas	Säkrings- reserv	Valuta- omräknings- reserv	Summa övriga reserver
1 januari 2012	-9,2	0,1	-136,7	-145,8
Totalresultat	16,1	6,9	59,0	82,0
31 december 2012	6,9	7,0	-77,7	-63,8
Totalresultat	1,9	-6,2	-28,6	-32,9
31 december 2013	8,8	0,8	-106,3	-96,7

Not 19 – Avsättning för återställningskostnader

MUSD	2013	2012
1 januari	190,5	119,3
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	6,1	5,1
Betalningar	-1,5	-18,6
Förändring i uppskattningar	56,8	78,9
Omräkningsdifferens	-5,8	5,8
31 december	246,1	190,5

Vid beräkning av nuvärdet av avsättningen för återställningskostnader användes en diskonteringsfaktor, före skatt, om 3,5% (3,5%), vilken är baserad på den förväntade långfristiga riskfria räntan. Av den totala summan beräknas cirka 66% att regleras efter mer än 15 år, vilket baserats på uppskattningarna som använts i beräkningen av återställningskostnaderna per den 31 december 2013.

Not 20 – Pensionsavsättning

MUSD	2013	2012
1 januari 2013	1,5	1,5
Aktuarievinst	0,2	0,1
Gjorda utbetalningar	-0,2	-0,1
31 december 2013	1,5	1,5

I maj 2002 rekommenderade ersättningskommittén styrelsen, som antog beslutet, att pension skulle utgå till Adolf H. Lundin vid hans avgång som styrelseordförande och hans tillträdande som hedersordförande. Vidare bestämdes att om Adolf H. Lundin skulle avlida, skall månatliga utbetalningar utgå till hans fru, Eva Lundin, under hennes livstid.

Pensionsutbetalningar motsvarande en årlig ersättning om 138 TCHF (155 TUSD) betalas till Eva Lundin. Bolaget kan, om det så väljer, betala ut denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 1 800 TCHF (2 022 TUSD).

Not 21 – Övriga avsättningar

MUSD	Avsättning för LTIP avgångsvederlag	Övriga	Summa	
1 januari 2013	76,0	1,0	2,2	79,2
Investeringar	10,7	–	0,7	11,4
Utbetalningar	-10,0	-0,4	–	-10,4
Omräkningsdifferens	0,3	–	0,1	0,4
31 december 2013	77,0	0,6	3,0	80,6
Långfristig	30,8	0,6	3,0	34,4
Kortfristig	46,2	–	–	46,2
Summa	77,0	0,6	3,0	80,6

För detaljer avseende LTIP se not 32.

Not 22 – Finansiella skulder

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Banklån	1 275,0	432,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-35,9	-47,8
	1 239,1	384,2

Kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD som ingicks den 25 juni 2012 är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. I februari 2014 ökades faciliteten till 4,0 miljarder USD. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas 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 syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Avräkningsdatumet för den nya bankfaciliteten är juni 2019 och det finns en låneminskingsplan som börjar 2016 och minskar ner till noll per det slutliga avräkningsdatumet. Dessutom baseras det belopp som är tillgängligt under faciliteten på en nuvärdesberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av hur mycket som är tillgängligt, förfaller en del av det nuvarande utestående banklånet till betalning inom fem år.

fortsättning – not 22

Avgifterna i samband med upprättandet av kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD har aktiverats och skrivs av över facilitetens förväntade livslängd. Räntan på Lundin Petroleum's kreditfacilitet är rörlig och uppgår för närvarande till LIBOR + 2,75% (2,75%) per år.

Följande belopp var utstående avseende finansiella skulder:

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Långfristiga		
Återbetalning inom 2–5 år:		
Banklån	704,0	–
Återbetalning efter 5 år:		
Banklån	571,0	432,0
Övriga långfristiga skulder	24,9	22,6
Kortfristiga		
Återbetalning inom 6 månader:		
Leverantörsskulder	19,4	15,7
Skulder på joint venture	334,5	209,6
Återbetalning mellan 6–12 månader:		
Övriga kortfristiga skulder	–	–
	1 653,8	679,9

Tabellen ovan visar en analys av koncernens finansiella skulder, uppdelad på löptid baserad på den återstående perioden från balansdagen fram till det kontraktuella avräkningsdatumet. Låneåterbetalningar görs baserat på en nuvärdesberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Inga återbetalningar av lånet förutses för närvarande under denna beräkning.

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 23 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Semesterlön	11,0	4,6
Rörelsekostnader	21,9	3,1
Sociala avgifter	3,4	2,6
Löner	0,1	0,1
Övrigt	4,6	2,3
	41,0	12,7

Not 24 – Övriga skulder

MUSD	31 december 2013	31 december 2012
Överuttag	29,2	0,5
Källskatt på löner	7,2	5,4
Mervärdesskatteskuld	0,1	0,3
Skuld avseende sociala avgifter	0,7	0,7
Mineralresursskatt	2,5	2,1
Övrigt	2,9	6,4
	42,6	15,4

Övriga skulder per den 31 december 2012 avser en verksamhetsrelaterad skuld hänförlig till Gaupefältet, Norge, ett revisionsanspråk och övriga leverantörsskulder.

Not 25 – Ställda panter

I juni 2012 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD, vilket beskrivs i not 22. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 december 2013 uppgår till 1 870,3 MUSD (1 831,3 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de koncernbolag vars aktier är pantsatta, vilket beskrivs i avsnittet om moderbolaget nedan.

Not 26 – Ansvarsförbindelser och eventualtillgångar

Ansvarsförbindelser

I samband med Lundin Petroleum's köp av ytterligare 30 procent i Laganskyblocket 2009 har Lundin Petroleum kommit överens om att betala en avgift till den tidigare ägaren av Laganskyblocket, vilken baseras på 0,30 USD per fat olja i förhållande till 30 procent av de bevisade och sannolika reserverna i Laganskyblocket vid dagen för beslut om utbyggnad.

Eventualtillgångar

I samband med ett dotterbolag till Gunvor International BV:s köp av 30 procent i Laganskyblocket under 2009 har Gunvor kommit överens om 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 upp till 3,9 MUSD som villkorad köpeskilling. Beloppets storlek och tidpunkt för sådan betalning kommer att baseras på framtida fältutbyggnad inom Salawati Islandblocket.

Not 27 – Resultat per aktie

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

	2013	2012
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare (USD)	77 553 799	108 160 717
Vägt genomsnittligt antal aktier för året	310 017 074	310 735 227
Resultat per aktie (USD)	0,25	0,35

Under åren 2013 och 2012 var det ingen utspädning.

Not 28 – Justering för ej kassaflödesjusterande poster

MUSD	Not	2013	2012
Prospekteringskostnader	3	287,8	168,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	3	123,4	237,5
Avskrivningar och nedskrivningar	7/8	165,1	189,2
Nedskrivning av övriga aktier		–	18,6
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	5	8,7	6,6
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	5/19	6,1	5,1
Återställningskostnader	3/19	13,3	5,3
Långfristiga incitamentsprogram		9,9	13,0
Ränteintäkter	4	-2,3	-5,1
Aktuell skatt	6	24,5	341,3
Uppskjuten skatt	6	190,6	77,1
Räntekostnader	5	5,3	6,8
Valutakursvinster/förluster	4/5	52,0	5,5
Vinst vid konsolidering av dotterbolag	4	–	-13,4
Övriga avsättningar		0,6	0,8
Övriga icke-kassaflödespåverkande poster		0,3	0,2
Justering kassaflöde från verksamheten		885,3	1 056,9

Not 29 – Transaktioner med närstående

Lundin Petroleum identifierar följande närstående enheter: intresseföretag, gemensamt kontrollerade enheter, ledande personer med nyckelställning och medlemmar av deras nära familj eller andra enheter, vilka kontrolleras direkt eller indirekt av ledande personer med nyckelställning eller deras familj eller av någon annan individ som kontrollerar eller har gemensam kontroll eller väsentligt inflytande över enheten.

Under året ingick koncernen transaktioner med närstående på kommersiell grund enligt vad som framgår nedan:

MUSD	2013	2012
Inköp av tjänster	-0,1	-1,0
Försäljning av tjänster	0,4	0,4

Under det tredje kvartalet 2013 anskaffade koncernen en affärsjet från ett närstående bolag för 2,8 MUSD. Affärsjeten har aktiverats som del av materiella anläggningstillgångar.

Under det fjärde kvartalet 2013 meddelade Lundin Petroleum att Geoffrey Turbott, VP Finance och CFO kommer att lämna bolaget vid mitten av 2014. Under överenskomna villkor för avgångsvederlag kommer Geoffrey Turbott att erhålla en utbetalning motsvarande ett års grundlön vid hans avgång, vilket styrelsen godkände som ett tillåtet avsteg från ersättningspolicyn för den verkställande ledningen, med beaktande av särskilda skäl och hans väsentliga bidrag till bolaget under hans år i tjänst. I enlighet med villkoren avseende planen för syntetiska optioner kommer Geoffrey Turbott att erhålla full betalning för sin tilldelning under planen 2014. Koncernen har också ingått ett låneavtal med Geoffrey Turbott till ett maximalt belopp motsvarande 3,0 MUSD. Det totala lånebeloppet, inklusive ränta skall betalas tillbaka den 30 juni 2014 eller tidigare.

Transaktionerna som ingåtts med närstående avser andra enheter som ledande personer med nyckelställning har gemensam kontroll eller väsentligt inflytande över. Ledande personer med nyckelställning inkluderar styrelseledamöter och bolagsledningen. Ersättningar till styrelseledamöter och verkställande ledning redovisas i not 31. Det finns inga utestående belopp hänförliga till ledande personer med nyckelställning vid årets slut utöver vad som nämns ovan.

Not 30 – Genomsnittligt antal anställda

Genomsnittligt antal anställda per land	2013		2012	
	Summa anställda	varav män	Summa anställda	varav män
Moderbolaget i Sverige	3	1	–	–
Utländska dotterbolag				
Norge	218	163	144	104
Frankrike	50	38	56	45
Nederländerna	8	4	7	3
Indonesien	23	12	26	15
Ryssland	44	26	43	27
Tunisien	6	4	7	5
Malaysia	60	35	50	32
Schweiz	38	22	39	23
Övriga	3	1	–	–
Summa utländska dotterbolag	450	305	372	254
Summa koncernen	453	306	372	254

Styrelseledamöter och verkställande ledning	2013		2012	
	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 C. Ashley Heppenstall, VD och styrelseledamot har endast inräknats i den verkställande ledningen.

Not 31 – Ersättning till styrelse, ledning och andra anställda

Löner, andra ersättningar och sociala kostnader TUSD	2013		2012	
	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter	646	131	580	117
Anställda	214	114	–	–
Utländska dotterbolag				
Verkställande ledning	4 826	335	5 095	336
Andra anställda	96 021	21 913	70 499	16 095
Summa koncernen	101 707	22 493	76 174	16 548
varav pensionskostnader		8 670		5 740

fortsättning – not 31

Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter och verkställande ledning ¹ TUSD	Fast styrelse arvode/grundlön och andra förmåner ²	Kortfristig rörlig lön ³	Arvode för kommittéarbete	Arvode för särskilda uppdrag utanför styrelsearbetet ⁴	Pension	Summa 2013	Summa 2012
Moderbolaget i Sverige							
Styrelseledamöter							
Ian H. Lundin	140	–	–	249	–	389	418
Peggy Bruzelius	38	–	8	–	–	46	–
Kristin Færøvik	35	–	8	–	–	43	78
Asbjørn Larsen	72	–	15	–	–	87	78
Lukas H. Lundin	72	–	–	–	–	72	63
Dambisa F. Moyo	–	–	–	–	–	–	35
William A. Rand	72	–	42	–	–	114	99
Magnus Unger	72	–	23	46	–	141	107
Cecilia Vieweg	38	–	11	–	–	49	–
Summa styrelseledamöter	539	–	107	295	–	941	878
Utländska dotterbolag							
Verkställande ledning							
C. Ashley Heppenstall	1 032	765	–	–	132	1 929	2 234
Övriga (omfattar tre personer)	1 801	1 421	–	–	385	3 607	3 331
Summa verkställande ledning	2 833	2 186	–	–	517	5 536	5 565

¹ Löner och andra ersättningar har kostnadsförts under året.

² Andra förmåner inkluderar skolväxter och sjukförsäkring.

³ I december 2013 beslutade ersättningskommittén om en bonus för 2013 motsvarande en månadslön till den verkställande ledningen (inbegripet i bonusomkostnaden för 2013). I januari 2014 omprövade ersättningskommittén 2013 års bonusutbetalningar med beaktande av de anställdas bidrag till koncernens resultat och de individuella mål som uppnåtts och beslutade att tilldela en ytterligare bonus att betalas i januari 2014. Samma omprövning gjordes i januari 2013 för 2012 och beloppen ingår i kostnaden för 2013.

⁴ Övriga ersättningar som betalats under 2013 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 2013.

Styrelseledamöter

Inga avtal för avgångsvederlag finns för någon av de icke-anställda styrelseledamöterna och dessa ledamöter är ej behöriga att delta i något av bolagets incitamentsprogram.

Verkställande ledning

Den avgiftsbestämda pensionsplanen är mellan 15% och 18% av den pensionsgrundande inkomsten. Den pensionsgrundande inkomsten definieras som årlig grundlön och bonus och har ett tak på ungefär 842 TCHF (946 TUSD). Den normala pensionsåldern för VD är 65 år.

En ömsesidig uppsägningstid av mellan en och sex månader gäller mellan bolaget och den verkställande ledningen och är betingad av den anställdes anställningstid i bolaget, där den längsta uppsägningstiden gäller från och med det tionde anställningsåret. Därutöver finns bestämmelser om avgångsvederlag i anställningsavtalen för ledande befattningshavare som innebär ersättning motsvarande två års grundlöner för det fall anställningen upphör på grund av väsentlig ägarförändring i bolaget (change of control).

Under det fjärde kvartalet 2013 meddelade Lundin Petroleum att Geoffrey Turbott, VP Finance och CFO kommer att lämna bolaget vid mitten av 2014. Under överenskomna villkor för avgångsvederlag kommer Geoffrey Turbott erhålla en utbetalning motsvarande ett års grundlön vid hans avgång, vilket styrelsen godkände som ett tillåtet avsteg från ersättningspolicyen för den verkställande ledningen, med beaktande av särskilda skäl och hans väsentliga bidrag till bolaget under hans år i tjänst.

Se sidorna 58–61 i Bolagsstyrningsrapporten för ytterligare information avseende bolagets principer för ersättning och ersättningspolicy för den verkställande ledningen för 2013.

Not 32 – Långfristiga incitamentsprogram

Bolaget har följande långfristiga incitamentsprogram (LTIP).

Unit bonus program

Under 2008 införde Lundin Petroleum ett långfristigt incitamentsprogram (LTIP) bestående av ett unit bonus program med en årlig tilldelning av units som vid inlösen ger en kontantutbetalning. LTIP betalas ut under en treårsperiod, varmed den initiala tilldelningen kommer att intjänas i tre trancher: en tredjedel efter ett år, en tredjedel efter två år och den slutliga tredjedelen efter tre år. Den kontanta utbetalningen är beroende av att innehavaren av units är anställd vid datumet för utbetalningen. Aktiekursen som bestämmer storleken av kontantbetalningen vid slutet av respektive intjänandeperiod kommer att baseras på den genomsnittliga slutkursen på Lundin Petroleums aktiekurs under de fem handelsdagarna före och efter inlösendatumet. Inlösenpriset vid inlösendatumet den 31 maj 2013 var 139,89 SEK.

NOTER TILL KONCERNENS FINANSIELLA RAPPORTER

fortsättning – not 32

LTIPs som följer samma principer som 2008 års LTIP har därefter införts varje år för andra anställda än den verkställande ledningen.

Nedanstående tabell visar antalet tilldelade units under LTIP-programmen, det utestående beloppet per den 31 december 2013 och vilket år de kommer att lösas in.

Unit bonus program	Program				Summa
	2010	2011	2012	2013	
Utestående vid periodens början	209 162	250 625	361 158	–	820 945
Tilldelade under perioden	–	–	–	423 939	423 939
Förverkade under perioden	-1 321	-2 167	-2 897	-1 209	-7 594
Förfallna under perioden	-207 841	-124 466	-119 765	–	-452 072
Utestående vid periodens slut	–	123 992	238 496	422 730	785 218
Inlösen datum					
31 maj 2014		123 992	119 248	140 910	384 150
31 maj 2015		–	119 248	140 910	260 158
31 maj 2016		–	–	140 910	140 910
Utestående vid periodens slut		123 992	238 496	422 730	785 218

Det totala antalet units som kommer att lösas in motsvarar inte nödvändigtvis antalet tilldelade units, vilket beror på omräkningen till följd av utdelningar som gjorts av Lundin Petroleum, vilka kompenserar units som har förfallit till följd av att anställda lämnat koncernen.

Kostnaderna för programmen framgår av nedanstående tabell.

Unit bonus program MUSD	2013	2012
2009	–	-0,8
2010	0,5	0,8
2011	0,7	2,1
2012	2,2	3,1
2013	3,9	–
	7,3	5,2

LTIP tilldelningar redovisas i de finansiella rapporterna, pro rata över intjänandeperioden. Det sammanlagda bokförda värdet för avsättningen av unit bonus programmet, inklusive sociala avgifter per den 31 december 2013 uppgick till MUSD 8,8 (MUSD 12,0). Avsättningen är beräknad baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen. Aktiekursen per balansdagen den 31 december 2013 var 125,40 SEK.

Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleums aktieägare införandet av LTIP för den verkställande ledningen (vilken innefattar Koncernchef och VD, Chief Operating Officer, Chief Financial Officer och Senior Vice President Development) vilken innefattar en tilldelning av syntetiska optioner som kan lösas in fem år efter utställandet. Inlösendet av optionerna berättigar mottagaren till att erhålla en kontant betalning baserad på ökningen i marknadsvärdet på aktierna. Utbetalningen av tilldelningen under dessa syntetiska optioner skall inträffa i två lika stora trancher: (i) den första på dagen som inträffar omedelbart efter femårsdagen av tilldelningen och (ii) den andra på dagen som inträffar ett år efter den första utbetalningen.

LTIP för den verkställande ledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK. Inlösendatum för de syntetiska optionerna inträffar i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen. Innehavarna kommer att erhålla en kontant utbetalning motsvarande den genomsnittliga slutkursen för bolagets aktie under det femte året som följer tilldelningen med avdrag för lösenpriset multiplicerat med antalet syntetiska optioner. Innehavarna av de syntetiska optionerna har inte rätt att erhålla nya tilldelningar i enlighet med unit bonus programmet så länge de syntetiska optionerna är utestående. De syntetiska optionerna som var utestående per den 31 december 2013 framgår av nedanstående tabell:

Verkställande ledning	Syntetiska optioner
C. Ashley Heppenstall	2 062 848
Alexandre Schneiter	1 512 756
Chris Bruijnzeels	962 662
Geoffrey Turbott	962 662
	5 500 928

Under det fjärde kvartalet 2013 meddelade Lundin Petroleum att Geoffrey Turbott, VP Finance och CFO kommer att lämna bolaget vid mitten av 2014. I enlighet med planen för de syntetiska optionerna kommer Geoffrey Turbott att erhålla full utbetalning för sin del i planen under 2014.

Lundin Petroleum köpte 6 882 638 stycken av sina egna aktier fram till den 31 December 2010 till en genomsnittlig kostnad om 46,51 SEK per aktie, vilket kompenserar exponeringen för LTIP. Lundin Petroleum aktiens börskurs var per den 31 december 2013 125,40 SEK. Avsättning för LTIP uppgick till 68,2 MUSD, inklusive sociala avgifter per den 31 december 2013 och marknadsvärdet på dessa aktier per den 31 december 2013 var 134,4 MUSD. Värdetökningen på de innehavda egna aktierna kan i enlighet med redovisningsregler inte kompensera kostnaden för LTIP.

fortsättning – not 32

LTIP tilldelningar redovisas i de finansiella rapporterna, pro rata över intjänandeperioden. Det sammanlagda bokförda värdet för avsättningen för det syntetiska optionsprogrammet, inklusive sociala avgifter per den 31 december 2013 uppgick till 68,2 MUSD (64,0 MUSD). Avsättningen är beräknad baserat på Lundin Petroleum's aktiekurs på balansdagen genom att använda Black and Scholes metod applicerad på den andel av tilldelningen som har redovisats per balansdagen.

Den icke-kassaflödespåverkande kostnaden för LTIP till den verkställande ledningen, inklusive sociala avgifter uppgick till 3,3 MUSD (9,1 MUSD) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2013.

Not 33 – Ersättning till koncernens revisorer

TUSD	2013	2012
PwC		
Revisionsarvode	1 104	952
Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdrag	64	–
Skatterådgivning	26	227
Övriga tjänster	344	10
Summa	1 538	1 189
Ersättningar till andra revisorer än PwC	235	278
Summa	1 773	1 467

I revisionsarvode ingår granskning av delårsrapporten 2013. Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdrag innehåller uppdrag som licensrevision och PSC revisioner. Övriga tjänster avser rådgivning för verksamhetsutveckling.

Not 34 – Händelser efter balansdagens utgång

I februari 2014 skrev Lundin Petroleum under ett avtal med sitt banksyndikat att öka sin nuvarande kreditfacilitet om 2,5 miljarder USD till 4,0 miljarder USD på liknande villkor.

I mars 2014 köpte Lundin Petroleum 500 000 av sina egna akter till ett genomsnittligt anskaffningspris om 124,07 SEK och sålde sitt innehav om 7,6 miljoner euro-obligationer i Etrion Corporation.

Prospektering

Lundin Petroleum meddelade under det första kvartalet 2014 att det tilldelats nio prospekteringslicenser i den norska APA 2013 licensrundan, med Lundin Petroleum som operatör för fyra.

Lundin Petroleum har meddelat att sidospårsborrningen 16/2-20A på Torvastadstrukturen i PL501, Norge hade avslutats och påträffade en reservoar som inte bedömdes vara kommersiell. Dessutom var borrningen som hade Langlitindenstrukturen i PL659, Norge som målsättning inte framgångsrik.

Prospekteringsborrningen Balqis och sidospårsborrningen Boni i Baronangkontraktet, Natunahavet, Indonesien meddelades som icke-framgångsrik och pluggades till följd av det igen som ett torrt hål. Till följd av resultaten från Baronangborrningarna kostnadsfördes också utgifterna tillhörande Cakalangkontraktet, Natunahavet, Indonesien.

Samtliga kostnader hänförliga till dessa borrningar kommer att kostnadsföras i det första kvartalet 2014.

Säkringskontrakt

Lundin Petroleum ingick i februari 2014 ytterligare valutasäkringskontrakt för att köpa 2 896,1 MNOK och sälja 462,1 MUSD till en genomsnittlig växelkurs om 6,27 NOK: 1 USD för att möta behovet för 2014 och 2015 års verksamhet.

I mars 2014 ingick Lundin Petroleum ytterligare ränteswappar som startar den 1 juli 2014 och slutar i december 2015 enligt följande:

Lån i MUSD	Fast LIBOR-ränta per år	Likvidperiod
1 000	0,21%	1 jul 2014 – 31 dec 2014
1 500	0,52%	1 jan 2015 – 31 dec 2015
1 500	1,50%	1 jan 2016 – 31 mar 2016
2 000	1,50%	1 apr 2016 – 31 dec 2016
1 500	2,32%	1 jan 2017 – 31 dec 2017
1 000	3,06%	1 jan 2018 – 31 dec 2018

Moderbolagets årsredovisning

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 76,1 MSEK (762,2 MSEK) för räkenskapsåret 2013.

I resultatet ingår administrationskostnader om 105,7 MSEK (84,5 MSEK) och finansiella intäkter hänförliga till garanti-intäkter om 3,1 MSEK (1,6 MSEK) och en utdelning som erhållits från ett dotterbolag om 178,2 MSEK (804,7 MSEK). Finansiella kostnader avser räntekostnader från ett koncernbolag om 2,3 MSEK (31,3 MSEK).

Ställda pantar om 12 014,5 MSEK (11 911,6 MSEK) avser det bokförda värdet på aktierna som pantsattes i samband med kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV.

Redovisningsprinciper

Moderbolagets finansiella rapporter är upprättade i enlighet med redovisningsprinciper antagna i Sverige med tillämpning av RFR 2, utgiven av Rådet för finansiell rapportering, och årsredovisningslagen (SFS 1995:1554). RFR 2 kräver att moderbolaget använder liknande redovisningsprinciper som koncernen, dvs. IFRS i den omfattning RFR 2 tillåter. Moderbolagets redovisningsprinciper avviker inte väsentligen från koncernens redovisningsprinciper, se sidorna 90–95.

Moderbolagets resultaträkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	Not	2013	2012
Intäkter	1	3,1	71,0
Bruttoresultat		3,1	71,0
Administrationskostnader		-105,7	-84,6
Rörelseresultat		-102,6	-13,6
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	2	181,4	807,1
Finansiella kostnader	3	-2,7	-31,3
		178,7	775,8
Resultat före skatt		76,1	762,2
Inkomstskatt	4	–	–
Årets resultat		76,1	762,2

Moderbolagets rapport över totalresultat

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	2013	2012
Periodens resultat	76,1	762,2
Övrigt totalresultat	–	–
Totalresultat	76,1	762,2
Totalresultat hänförligt till:		
Moderbolagets aktieägare	76,1	762,2
	76,1	762,2

Moderbolagets balansräkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	Not	2013	2012
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Aktier i dotterbolag	11	7 871,8	7 871,8
Övriga anläggningstillgångar		0,2	–
Fordringar på koncernbolag		–	21,4
Summa anläggningstillgångar		7 872,0	7 893,2
Omsättningstillgångar			
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter		5,7	2,7
Övriga fordringar	5	11,6	18,0
Likvida medel		2,6	1,1
Summa omsättningstillgångar		19,9	21,8
SUMMA TILLGÅNGAR		7 891,9	7 915,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Bundet eget kapital			
Aktiekapital		3,2	3,2
Reservfond		861,3	861,3
Summa bundet eget kapital		864,5	864,5
Fritt eget kapital			
Övriga reserver		2 357,5	2 489,4
Balanserad vinst		4 515,9	3 753,7
Årets resultat		76,1	762,2
Summa fritt eget kapital		6 949,5	7 005,3
Summa eget kapital		7 814,0	7 869,8
Långfristiga skulder			
Avsättningar	6	36,6	36,4
Skulder till koncernföretag		21,6	–
Summa långfristiga skulder		58,2	36,4
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		0,5	1,0
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	7	19,2	7,4
Övriga skulder		–	0,4
Summa kortfristiga skulder		19,7	8,8
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		7 891,9	7 915,0
Ställda panter	9	12 014,5	11 911,6
Ansvarsförbindelser	9	–	–

Moderbolagets kassaflödesanalys

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	2013	2012
Kassaflöde från verksamheten		
Årets resultat	76,1	762,2
Ej kassaflödespåverkande utdelning	-178,2	-804,7
Övriga ej likviditetspåverkande poster	159,6	78,8
Orealiserade valutakursförluster	-0,4	0,8
Förändringar i rörelsekapital:		
Förändring i kortfristiga tillgångar	3,4	-10,8
Förändring i kortfristiga skulder	10,7	4,3
Summa kassaflöde från verksamheten	71,4	30,6
Kassaflöde från investeringar		
Förändring i finansiella anläggningstillgångar	–	0,1
Förändring i andra anläggningstillgångar	-0,2	–
Summa kassaflöde från investeringar	-0,2	0,1
Kassaflöde från finansiering		
Förändring i långfristiga skulder	62,2	29,1
Köp av egna aktier	-131,9	-62,4
Summa kassaflöde från finansiering	-69,7	-33,3
Förändring av likvida medel	1,5	-2,6
Likvida medel vid årets början	1,1	3,8
Valutakursförändring i likvida medel	–	-0,1
Likvida medel vid årets slut	2,6	1,1

Förändring i moderbolagets egna kapital

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktiekapital ¹	Reservfond	Övriga reserver ²	Balanserad vinst	Årets resultat	
Balans per den 1 januari 2012	3,2	861,3	2 551,8	3 936,1	-182,4	7 170,0
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	-182,4	182,4	–
Summa totalresultat	–	–	–	–	762,2	762,2
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,4	–	–	-62,4
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,4	–	–	-62,4
Balans per den 31 december 2012	3,2	861,3	2 489,4	3 753,7	762,2	7 869,8
Överföring av föregående års resultat	–	–	–	762,2	-762,2	–
Summa totalresultat	–	–	–	–	76,1	76,1
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-131,9	–	–	-131,9
Summa transaktioner med ägare	–	–	-131,9	–	–	-131,9
Balans per den 31 december 2013	3,2	861,3	2 357,5	4 515,9	76,1	7 814,0

¹ Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital per den 31 december 2013 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 2013 ingår 8 340 250 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 – Intäkter per land

MSEK	2013	2012
Norge	0,3	42,2
Indonesien	0,3	0,3
Tunisien	0,1	8,2
Malaysia	0,3	18,5
Frankrike	0,3	–
Nederländerna	0,5	–
Övriga	1,5	1,8
	3,1	71,0

Not 2 – Finansiella intäkter

MSEK	2013	2012
Utdelning	178,2	804,7
Garanti-intäkter	3,1	1,6
Valutakursvinst	–	0,8
Övriga	0,1	–
	181,4	807,1

Not 3 – Finansiella kostnader

MSEK	2013	2012
Räntekostnader koncernbolag	2,3	31,3
Valutakursförluster, netto	0,4	–
	2,7	31,3

Not 4 – Inkomstskatt

MSEK	2013	2012
Vinst före skatt	76,1	762,2
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige 22% (26,3%)	-16,7	-200,5
Skatteeffekt av erhållen utdelning	39,2	211,6
Skatteeffekt av ej avdragsgilla kostnader	-4,5	-8,9
Ökning av ej bokförda skattemässiga underskott	-18,0	-2,3
Skatteeffekt	–	–

Not 5 – Övriga fordringar

MSEK	31 december 2013	31 december 2012
Fordringar på koncernbolag	8,3	17,2
Mervärdesskattefordran	2,9	0,8
Övriga	0,4	–
	11,6	18,0

Not 6 – Avsättningar

Avsättningar per den 31 december 2013 uppgick till 36,6 MSEK (36,4 MSEK) och är främst hänförliga till bolagsskatt.

Not 7 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter

MSEK	31 december 2013	31 december 2012
Sociala avgifter	0,7	0,4
Styrelsearvoden	0,3	0,2
Revision	1,1	1,0
Lundin Foundation	2,2	–
Externa tjänster	14,9	5,8
	19,2	7,4

Not 8 – Finansiella instrument per kategori

Redovisningsprinciperna för finansiella instrument har tillämpats på följande tillgångar:

MSEK	Lånefordringar och övriga fordringar	Finansiella skulder värderade till anskaffningsvärde efter avskrivningar
Tillgångar		
Övriga fordringar på koncernbolag - kortfristiga	8,3	–
Likvida medel	2,6	–
	10,9	–
Skulder		
Skulder till koncernbolag	–	21,6
Leverantörsskulder	–	0,5
	–	22,1

Not 9 – Ställda säkerheter, ansvarsförbindelser och eventualtillgångar

Ställda säkerheter är hänförliga till det redovisade värdet av de aktier som pantsattes i samband med den nya kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV. Se koncernens finansiella rapporter not 25.

Not 10 – Ersättningar till revisorer

MSEK	2013	2012
PwC		
Revisionsarvode	1,4	1,4
Revisionsrelaterat	–	–
	1,4	1,4

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

NOTER TILL MODERBOLAGETS FINANSIELLA RAPPORTER

Not 11 – Aktier i dotterbolag

MSEK	Organisations- nummer	Säte	Antal utställda aktier	Ägd andel	Nominellt värde per aktie	Bokfört värde 31 dec 2013	Bokfört värde 31 dec 2012
Direkt ägda							
Lundin Petroleum BV	27254196	Haag, Nederländerna	181	100	EUR 100,00	7 871,8	7 871,8
Lundin Services Ltd	LL09860	Labuan, Malaysia	100	100	USD 0,01	–	–
						7 871,8	7 871,8
Indirekt ägda							
Lundin Norway AS	986 209 409	Lysaker, Norge	4 930 000	100	NOK 100,00		
Lundin Netherlands BV	24106565	Haag, Nederländerna	6 000	100	EUR 450,00		
Lundin Netherlands Facilities BV	27324007	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Holdings SA	442423448	Montmirail, Frankrike	1 853 700	100	EUR 10,00		
- Lundin International SA	572199164	Montmirail, Frankrike	1 721 855	99,86	EUR 15,00		
- Lundin Gascogne SNC	419619077	Montmirail, Frankrike	100	100	EUR 152,45		
Ikdam Production SA	433912920	Montmirail, Frankrike	4 000	100	EUR 10,00		
Lundin Exploration BV	27273727	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin SEA Holding BV	27290568	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Malaysia BV	27306815	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Indonesia Holding BV	27290577	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Baronang BV	27314235	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Cakalang BV	27314288	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Gurita BV	27296469	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Lematang BV	24262562	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Oil & Gas BV	24262561	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin Rangkas BV (likvidation)	27314247	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Sareba BV	24278356	Haag, Nederländerna	40	100	EUR 450,00		
- Lundin South Sokang BV	27324012	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin South East Asia BV (likvidation)	27290262	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Cambodia BV (likvidation)	27292990	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Russia BV	27290574	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Russia Services BV	27292018	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Lundin Russia Ltd.	656565-4	Vancouver, Kanada	55 855 414	100	CAD 1,00		
- Culmore Holding Ltd	162316	Nicosia, Cypern	1 002	100	CYP 1,00		
- Lundin Lagansky BV	27292984	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
- Mintley Caspian Ltd	160901	Nicosia, Cypern	5 000	70	CYP 1,00		
- LLC PetroResurs	1047796031733	Moskva, Ryssland	1	100	RUR 10 000		
- Lundin Komi BV	53732561	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Tunisia BV	27284355	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Marine BV (likvidation)	27275508	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
- Lundin Marine SARL (likvidation)	06B090	Pointe Noire, Kongo	200	100	FCFA 5 000		
Lundin Petroleum SA	660.0.330.999-0	Collonge-Bellerive, Schweiz	1 000	100	CHF 100,00		
Lundin Services BV	27260264	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Ventures XVII BV	53732855	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Ventures XVIII BV	55709532	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Ventures XIX BV	55709362	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		

Lundin Marine BV, Lundin Marine SARL, Lundin South East Asia BV, Lundin Rangkas BV och Lundin Cambodia BV var under likvidation per den 31 december 2013.

Styrelsens försäkran

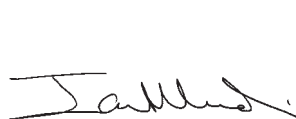
Styrelsen och koncernchef och VD i Lundin Petroleum AB har den 16 april 2014 godkänt årsredovisningen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2013 för utfärdande.

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef och VD försäkrar att moderbolagets årsredovisning har upprättats i enlighet med god redovisningssed i Sverige och koncernredovisningen har upprättats i enlighet med internationella redovisningsstandarder IFRS sådana de antagits av EU och ger en rättvisande bild av bolagets och koncernens finansiella ställning och resultat och ger en rättvisande översikt över utvecklingen av koncernens och moderbolagets verksamhet, samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm, 16 april 2014

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



Peggy Bruzelius
Styrelseledamot



Cecilia Vieweg
Styrelseledamot

Revisionsberättelse

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

Rapport om årsredovisningen och koncernredovisningen

Vi har utfört en revision av årsredovisningen och koncernredovisningen för Lundin Petroleum AB (publ) för år 2013. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 73–121.

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 International Financial Reporting Standards, 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 2013 och av dess finansiella resultat och kassaflöden för året enligt årsredovisningslagen. Koncernredovisningen har upprättats i enlighet med årsredovisningslagen och ger en i alla väsentliga avseenden rättvisande bild av koncernens finansiella ställning per

den 31 december 2013 och av dess finansiella resultat och kassaflöden för året enligt International Financial Reporting Standards, såsom de antagits av EU, och årsredovisningslagen. Våra uttalanden omfattar inte bolagsstyrningsrapporten på sidorna 46–66. Förvaltningsberättelsen är förenlig med årsredovisningens och koncernredovisningens övriga delar.

Vi tillstyrker därför att årsstämman fastställer resultaträkningen och balansräkningen för moderbolaget och koncernen.

Rapport om andra krav enligt lagar och andra författningar

Utöver vår revision av årsredovisningen och koncernredovisningen har vi även utfört en revision av förslaget till dispositioner beträffande bolagets vinst eller förlust, samt styrelsens och verkställande direktörens förvaltning för Lundin Petroleum AB (publ) för år 2013.

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 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 ersättningskyldig mot bolaget. Vi har även granskat om någon styrelseledamot eller verkställande direktören på annat sätt har handlat i strid med aktiebolagslagen, årsredovisningslagen eller bolagsordningen.

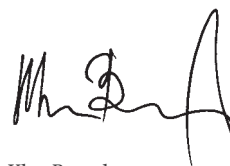
Vi anser att de revisionsbevis vi har inhämtat enligt ovan är tillräckliga och ändamålsenliga som grund för våra uttalanden.

Uttalanden

Vi tillstyrker att årsstämman disponerar vinsten enligt förslaget i förvaltningsberättelsen och beviljar styrelsens ledamöter och verkställande direktören ansvarsfrihet för räkenskapsåret.

Stockholm den 16 april 2014

PricewaterhouseCoopers AB



Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor



Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiell femårsöversikt

Resultaträkning i sammandrag (MUSD)	2013	2012	2011	2010	2009
Kvarvarande verksamhet					
Intäkter ¹	1 195,8	1 375,8	1 251,1	805,3	566,7
Produktionskostnader	-195,8	-203,2	-174,7	-163,8	-150,2
Avskrivningar	-174,2	-191,4	-165,1	-145,3	-118,1
Prospekteringskostnader	-287,8	-168,4	-140,0	-127,5	-134,8
Nedskrivning	-123,4	-237,5	—	—	-644,8
Bruttoresultat	414,6	575,3	771,2	368,7	-481,2
Vinst vid försäljning av tillgångar	—	—	—	66,1	4,6
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-43,6	-31,8	67,0	-41,0	-27,6
Rörelseresultat	371,0	543,5	704,2	393,9	-504,2
Resultat från finansiella investeringar	-83,0	-21,2	25,4	-12,5	29,6
Resultat från andel i intressebolag	—	—	—	—	-25,5
Resultat före skatt	288,0	522,3	729,7	381,3	-500,1
Skatt	-215,1	-418,4	-574,4	-251,9	-45,7
Årets resultat från kvarvarande verksamhet	72,9	103,9	155,2	129,5	-545,8
Avyttrad verksamhet					
Årets resultat från avyttrad verksamhet	—	—	—	369,0	8,7
Årets resultat	72,9	103,9	155,2	498,5	-537,1
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare	77,6	108,2	160,1	511,9	-411,3
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande	-4,7	-4,3	-4,9	-13,4	-125,8
Årets resultat	72,9	103,9	155,2	498,5	-537,1
Balansräkning i sammandrag (MUSD)					
Materiella anläggningstillgångar	3 936,9	2 913,8	2 345,4	2 014,3	2 556,3
Övriga anläggningstillgångar	59,2	44,1	44,0	129,9	119,1
Omsättningstillgångar	378,4	335,8	298,0	284,9	275,3
Summa tillgångar	4 374,5	3 293,7	2 687,4	2 429,1	2 950,7
Eget kapital hänförligt till aktieägare	1 207,0	1 182,4	1 000,9	920,4	1 141,7
Innehav utan bestämmande inflytande	59,8	67,7	69,4	77,4	95,5
Summa eget kapital	1 266,8	1 250,1	1 070,3	997,8	1 237,2
Långfristiga räntebärande skulder	1 351,2	1 204,6	988,0	769,7	897,6
Kortfristiga skulder	1 264,1	406,8	226,3	476,6	558,4
Summa eget kapital och skulder	492,4	432,2	402,8	185,0	257,5
Eget kapital hänförligt till aktieägare	4 374,5	3 293,7	2 687,4	2 429,1	2 950,7

¹ Jämförelsetalen har räknats om för omklassificeringen av förändringen i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter från och med 1 januari 2013.

Nyckeltal

Finansiella nyckeltal har beräknats på kvarvarande verksamhet.

Finansiell data (MUSD)	2013	2012	2011	2010	2009
Intäkter ¹	1 195,8	1 375,8	1 251,1	805,3	566,7
EBITDA	960,9	1 144,1	1 012,1	603,5	392,3
Årets resultat	72,9	103,9	155,2	129,5	-545,8
Operativt kassaflöde	975,6	831,4	676,2	573,4	384,5

Nyckeltal, aktie (USD)

Aktieägarnas egna kapital per aktie	3,90	3,81	3,22	2,96	3,64
Operativt kassaflöde per aktie	3,15	2,68	2,17	1,84	1,23
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,95	2,64	2,88	1,79	1,56
Resultat per aktie	0,25	0,35	0,51	0,46	-1,34
Resultat per aktie efter full utspädning	0,25	0,35	0,51	0,46	-1,34
EBITDA per aktie	3,10	3,68	3,25	1,93	1,25
Utdelning per aktie	–	–	–	2,30	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 570 330	310 542 295	311 027 942	311 027 942	313 420 280
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	310 017 074	310 735 227	311 027 942	312 096 990	313 420 280

Börskurs

Börskurs (SEK)	125,40	149,50	169,20	83,65	56,60
Börskurs (CAD)	19,73	22,87	24,54	N/A ²	N/A ²

Nyckeltal (%)

Räntabilitet på eget kapital	6	9	15	12	-38
Räntabilitet på sysselsatt kapital	16	35	53	24	-28
Nettoskuldssättningsgrad	98	28	13	45	41
Soliditet	29	38	40	41	42
Andel riskbärande kapital	53	66	69	67	66
Räntetäckningsgrad	51	75	59	19	-37
Operativt kassaflöde/räntekostnader	144	119	55	27	26
Direktavkastning	–	–	–	18	–

¹ Jämförelsetalen har räknats om för omklassificeringen av förändringen i under- och överuttag från produktionskostnader till intäkter från och med 1 januari 2013.

² Aktien är noterad på Toronto Stock Exchange från och med den 24 mars 2011.

Definitioner av nyckeltal

EBITDA: (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisation): Rörelseresultat före avskrivningar av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

Operativt kassaflöde: Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

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

Operativt kassaflöde per aktie: Operativt kassaflöde dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Kassaflöde från verksamheten per aktie: Kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie efter full utspädning: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning.

EBITDA per aktie: EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden: Antal aktier vid periodens början med förändringar i antalet aktier vägt över tiden för den del av perioden de är utestående.

Räntabilitet på eget kapital: Resultat efter skatt dividerat med genomsnittligt eget kapital.

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

Nettoskuldssättningsgrad: Banklån minus likvida medel dividerat med eget kapital hänförligt till aktieägare.

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

Operativt kassaflöde/räntekostnader: Rörelsens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med periodens räntekostnad.

Direktavkastning: Utdelning per aktie dividerat med börskursen vid periodens utgång.

Olje- och gasreserver

Bevisade och sannolika oljereserver	Summa Mbbl	Norge Mbbl	Frankrike Mbbl	Nederländerna Mbbl	Malaysia Mbbl	Tunisien Mbbl	Ryssland Mbbl
1 januari 2012	183 008	141 880	24 758	77	–	250	16 043
Förändringar under året							
– förvärv	4 073	4 073	–	–	–	–	–
– försäljningar	–	–	–	–	–	–	–
– förändringar	-5 756	2 460	143	18	–	-209	-8 168
– utvidgningar och fyndigheter	12 713	–	–	–	12 713	–	–
– produktion	-10 568	-8 501	-1 040	-2	–	-41	-984
31 december 2012¹	183 470	139 912	23 861	93	12 713	–	6 891

2013

Bevisade och sannolika oljereserver	Summa Mbbl	Norge Mbbl	Frankrike Mbbl	Nederländerna Mbbl	Malaysia Mbbl	Tunisien Mbbl	Ryssland Mbbl
1 januari 2012	183 008	141 880	24 758	77	–	250	16 043
Förändringar under året							
– förvärv	–	–	–	–	–	–	–
– försäljningar	–	–	–	–	–	–	–
– förändringar	4 777	4 164	-317	-17	943	–	4
– utvidgningar och fyndigheter	–	–	–	–	–	–	–
– produktion	-9 420	-7 530	-1 055	–	–	–	-835
31 december 2013¹	178 827	136 546	22 489	76	13 656	–	6 060

Bevisade och sannolika gasreserver	Summa MMscf ²	Norge MMscf	Nederländerna MMscf	Indonesien MMscf
1 januari 2012	166 229	121 629	21 148	23 452
Förändringar under året				
– förvärv	893	–	893	–
– försäljningar	–	–	–	–
– förändringar	-43 807	-42 317	3 782	-5 272
– utvidgningar och fyndigheter	–	–	–	–
– produktion	-14 893	-8 522	-4 156	-2 215
31 december 2012	108 422	70 790	21 667	15 965

2013

Bevisade och sannolika gasreserver	Summa MMscf ²	Norge MMscf	Nederländerna MMscf	Indonesien MMscf
1 januari 2012	166 229	121 629	21 148	23 452
Förändringar under året				
– förvärv	–	–	–	–
– försäljningar	–	–	–	–
– förändringar	-1 851	-3 186	2 364	-1 029
– utvidgningar och fyndigheter	–	–	–	–
– produktion	-15 130	-7 353	-4 369	-3 408
31 december 2013	91 441	60 251	19 662	11 528

¹ Oljereserverna inkluderar 4 018 Mbbl av NGL's hänförliga till Norge.

² 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 2013 är 34 Mbbl (36 Mbbl) hänförliga till innehavare utan bestämmande inflytande i andra dotterbolag i koncernen.

Reserverna per den 31 december 2013 har reviderats av den oberoende kvalificerade revisorn av olje- och gasreserver, ERC-Equipoise Ltd. (ERCE).

Information till aktieägare

Lundin Petroleum kommer att publicera följande rapporter:

- 7 maj 2014 Rapport för de första tre månaderna (januari – mars 2014)
- 6 augusti 2014 Rapport för de första sex månaderna (januari – juni 2014)
- 5 november 2014 Rapport för de första nio månaderna (januari – september 2014)
- 4 februari 2015 Bokslutsrapport 2014

Rapporterna finns tillgängliga på www.lundin-petroleum.com direkt efter offentliggörandet och utges på svenska och engelska.

Årsstämma

Årsstämman hålls senast sex månader från räkenskapsårets utgång. Samtliga aktieägare som är registrerade i aktieboken och som anmält deltagande i tid har rätt att delta i stämman och rösta för deras totala innehav av aktier. Aktieägare kan också närvara genom ombud och aktieägaren skall i så fall utfärda en skriftlig och daterad fullmakt. Fullmaktformulär finns på www.lundin-petroleum.com.

Årsstämma i Lundin Petroleum hålls torsdagen den 15 maj 2014 kl. 13.00 i Vinterträdgården, Grand Hôtel, Södra Blasieholmshamnen 8 i Stockholm.

Deltagande

För att få rätt att delta vid årsstämman måste aktieägare:

- vara införd i den av Euroclear Sweden AB förda aktieboken fredagen den 9 maj 2014 och
- anmäla sitt deltagande till Lundin Petroleum senast fredagen den 9 maj 2014.

Anmälan om deltagande

- per post till adress: Lundin Petroleum AB, c/o Computershare AB, Box 610, SE-182 16 Danderyd, Sverige
- per telefon: +46 8 518 01 554
- via e-mail: info@computershare.se
- via hemsidan www.lundin-petroleum.com

Vid anmälan skall uppges namn, personnummer/organisationsnummer samt registrerat aktieinnehav, adress och telefonnummer dagtid.

Aktieägare som låtit förvaltarregistrera sina aktier måste genom förvaltarens försorg tillfälligt låta inregistrera aktierna i eget namn för att få rätt att delta i årsstämman och utöva sin rösträtt. Sådan registrering måste vara verkställd fredagen den 9 maj 2014.

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 resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "anteciperar", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förtutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitans på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimater, 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 resursestimat per den 31 december 2013 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 häri redovisade reservestimater "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver, resurser och produktion i bolagets årsredovisning.

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. Om inte annat anges avser alla uppskattningar av prospekteringsbara resurser häri en P50 uppskattning av prospekteringsbara resurser. Kvalificerade prospekteringsbara resurser som rapporteras är delvis kvalificerade. De har kvalificerats avseende osäkerheten för upptäckt, men inte avseende osäkerheten för utbyggnad.

BOEs

BOEs kan vara missledande, särskilt om det används isolerat. Konverteringsförhållandet för en BOE om 6Mcf:1Bbl är baserat på en konverteringsmetod för energilikhärdighet som är främst tillämplig vid brännaren och representerar inte ett likvärdigt värde vid borrhuvudet.

Designated Foreign Issuer

Bolaget är en rapporterende emittent i vissa kanadensiska jurisdiktioner. Bolaget är dock en "designated foreign issuer" enligt definitionen i National Instrument 71-102 Continuous Disclosure and Other Exemptions Relating to Foreign Issuers och är föremål för utländska regulatoriska krav, inklusive NASDAQ OMX Stockholms krav. Bolaget är därmed undantaget från vissa krav som annars gäller för rapporterende emittenter i Kanada.

Oljerelaterade Förkortningar

bbl	Fat (barrel). 1 fat = 159 liter
bcf	Miljarder kubik fot. 1 kubikfot = 0,028 m ³
Bn	Miljarder
boe	Fat oljeekvivalenter
boepd	Fat oljeekvivalenter per dag
bopd	Fat olja per dag
Bn boe	Miljarder fat oljeekvivalenter
Mbbl	Tusen fat
Mbo	Tusen fat olja
Mboe	Tusen fat oljeekvivalenter
Mboepd	Tusen fat oljeekvivalenter per dag
MMbo	Miljoner fat olja
MMboe	Miljoner fat oljeekvivalenter
MMbpd	Miljoner fat per dag
MMbopd	Miljoner fat olja per dag
Mcf	Tusen kubikfot
Mcfpd	Tusen kubikfot per dag
MMscf	Miljoner standard kubikfot
MMscfd	Miljoner standard kubikfot per dag
MMstb	Miljoner stock tank barrels
MMbtu	Miljoner British thermal units

Valutaförkortningar

CHF	Schweiziska francs
CAD	Kanadensiska dollar
EUR	Euro
GBP	Brittiska pund
NOK	Norska kronor
RUR	Ryska rubler
SEK	Svenska kronor
USD	US dollar
TCHF	Tusen CHF
TSEK	Tusen SEK
TUSD	Tusen USD
MSEK	Miljoner SEK
MUSD	Miljoner USD

För ytterligare definitioner av olje- och gastermer och mått, se www.lundin-petroleum.com

Lundin Petroleum

Hänvisningar 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.

Huvudkontor
Lundin Petroleum AB (publ)
Hovslagargatan 5
SE-111 48 Stockholm, Sverige

T +46-8-440 54 50

F +46-8-440 54 59

E info@lundin.ch

W lundin-petroleum.com

