

Hållbar tillväxt genom innovation

Årsredovisning 2014



Översikt

Vår affärsmodell	2
Resultat 2014	4
Förväntningar 2015	5
VD har ordet – C. Ashley Heppenstall	6
Ordföranden har ordet – Ian H. Lundin	8
Hållbar tillväxt	10
Oljemarknaden	12
Aktie och aktieägare	14
Finna och utveckla resurser	16
Reserver, resurser och produktion	18

Verksamheten

Utbyggnad av resurser	24
Norge	26
Sydostasien	34
Kontinentala Europa	38

Risk

Riskhantering	40
---------------	----

Hållbar utveckling

Översikt	44
Våra medarbetare	46
Hälsa och säkerhet	48
Miljö	50
Intressentdialog	52

Bolagsstyrning

Bolagsstyrningsrapport 2014	54
-----------------------------	----

Finansiella rapporter

Innehåll finansiella rapporter	75
Förvaltningsberättelse	76
Koncernens finansiella rapporter	89
Redovisningsprinciper	94
Noter till koncernens finansiella rapporter	100
Moderbolagets årsredovisning	121
Moderbolagets finansiella rapporter	121
Noter till moderbolagets finansiella rapporter	124
Styrelsens försäkran	126
Revisionsberättelse	127

Ytterligare information

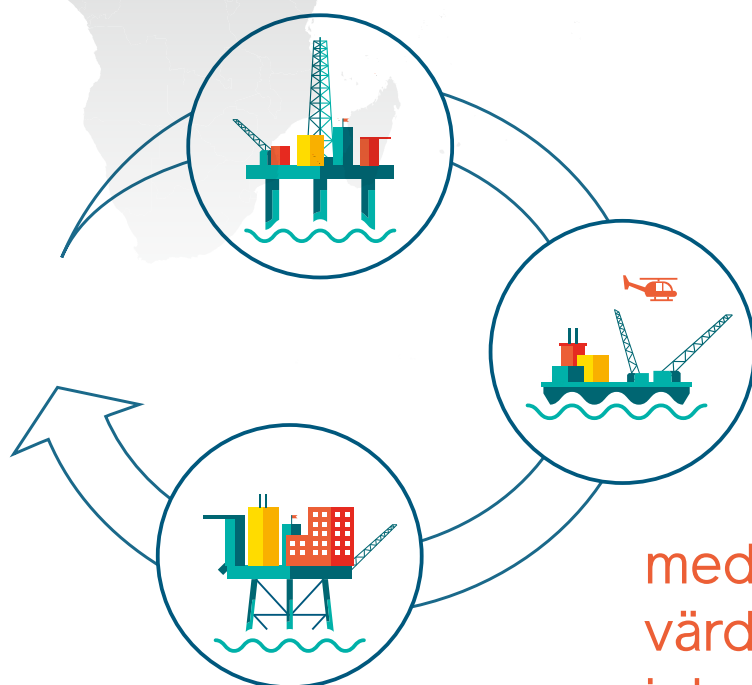
Nyckeltal	128
Definitioner av nyckeltal	129
Finansiell femårsöversikt	130
Olje- och gasreserver	131
Definitioner och förkortningar	132
HSE indikatorer	133
Aktiedata	134
Information till aktieägare	135



Lundin Petroleum har en global portfölj av tillgångar koncentrerade till två kärnområden, Norge och Sydostasien



och är verksamt i alla faser av ett prospekterande och producerande olje- och gasbolags livscykel

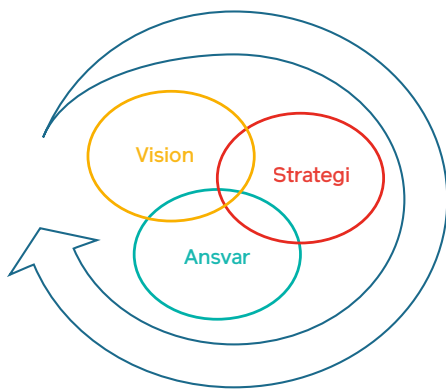
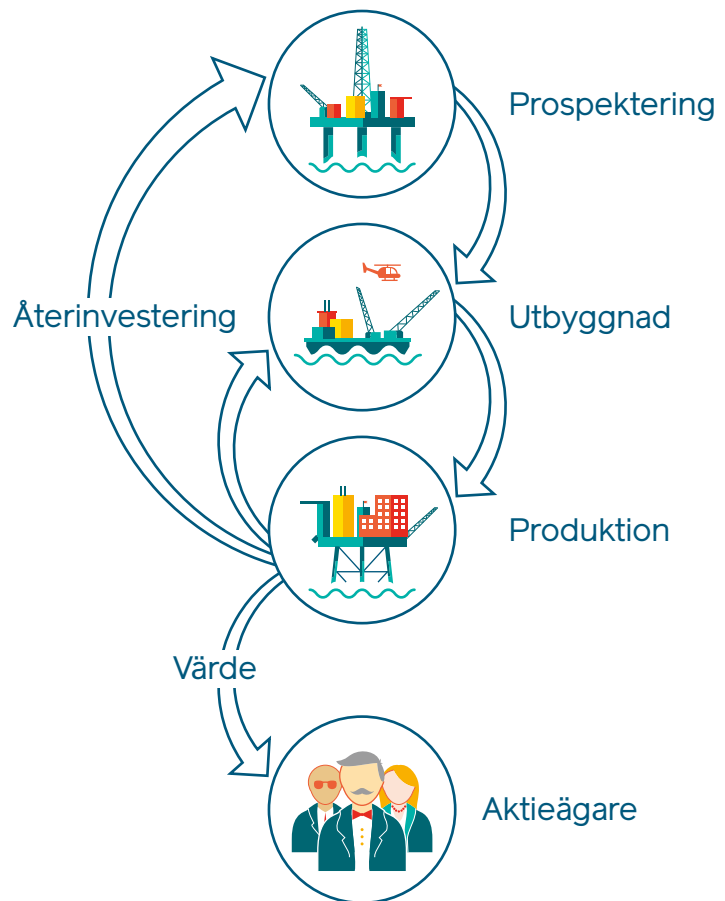


med fokus på att skapa värde för alla våra intressenter

Vår affärsmodell

Lundin Petroleums affärsmodell är att skapa hållbart värde genom hela värdekedjan

Lundin Petroleums 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 prospektering och utbyggnad och, när det är lämpligt, kommer en del att lämnas som utdelning till aktieägare. Lundin Petroleum anser att det är utvecklingen av denna affärsmodell som har 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 Petroleums **strategi**:

- Aktivt investera i prospektering för organisk tillväxt av reservbasen. Lundin Petroleum har ett antal borrhållningar 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 Petroleums **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 finna och producera olja och gas på ett professionellt, effektivt och ansvarsfullt sätt för värdländerna; ägare av naturresurserna.
- att bidra till utveckling och ökad levnadsstandard för lokalbefolkningar.
- att bidra till välfärdsskapande för samhället i stort och begränsa eventuell negativ påverkan på miljön.



Tillväxt genom framgångsrik prospektering

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-seismik, och genom att skapa team av skickliga och erfarna medarbetare från flera olika discipliner som uppmuntras att tänka kreativt och utmana konventionella teorier i sökandet efter nya oljefyndigheter.

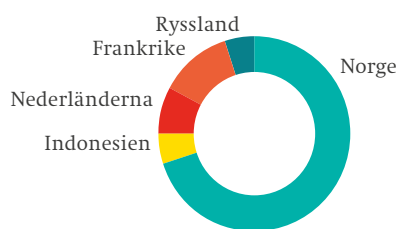
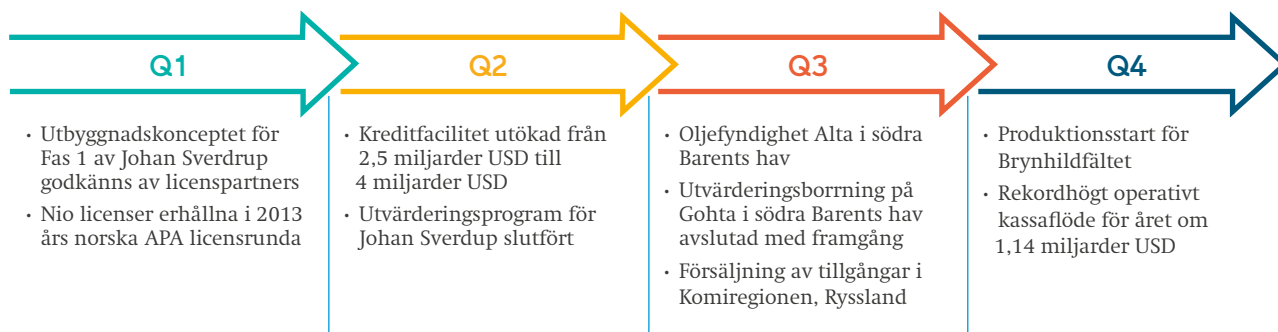
Omvandla fyndigheter till reserver och produktion

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, kunskapen från skickliga medarbetare.

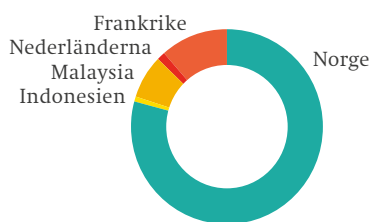
Frigöra värde

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

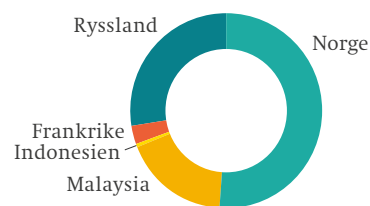
Resultat 2014



Produktion
24 900 boepd



Reserver
187,5 MMboe



Betingade resurser
404,2 MMboe¹

¹ exkluderar Johan Sverdrup

Finansiella höjdpunkter

• Genomsnittligt Brentpris på olja	99 USD/boe
• Utvinningskostnader	10,9 USD/boe
• EBITDA	671,3 MUSD
• Operativt kassaflöde	1 138,5 MUSD
• Resultat	-431,9 MUSD

Hållbarhetsindikatorer

• Dödsfall	0
• Oljeutsläpp	2
• Lost time incidents (LTI)	7
• LTI frekvens	0,25 ¹

¹ per 200 000 timmar

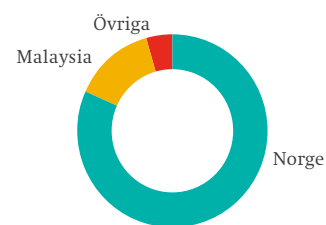
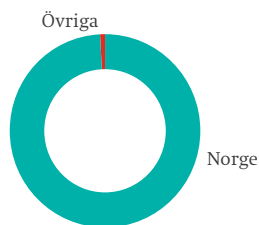
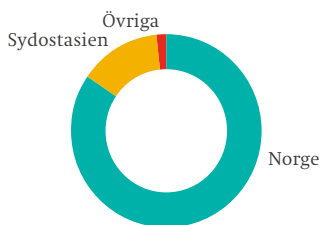
Förväntningar 2015



Prospektering
320 MUSD

Utvärdering
150 MUSD

Utbyggnad
1 280 MUSD



Investeringsbudget
1,75 miljarder USD

Mål 2015

- Inga dödsfall, olyckor eller negativ påverkan på miljön
- Produktionsstart för Bertam, Bøyla och Edvard Grieg
- Produktion som överstiger 75 000 boepd vid slutet av 2015
- Genomföra 14 prospekterings- och utvärderingsbörningar med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser som överstiger 500 MMboe
- Ha en fortsatt positiv inverkan på områden där verksamhet bedrivs



**Stärkta av våra fyndigheter
Gohta och Alta är vi fortsatt
mycket förväntansfulla
inför potentialen i södra
Barents hav**

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Produktion som överstiger 75 000 boepd vid utgången av 2015

I början av 2015 såg vi oljepriset falla ytterligare med spotpriser på runt 50 USD per fat för Brent råolja. Det har blivit mycket tydligt att OPEC, i synnerhet Saudiarabien, driver en linje som syftar till att behålla sina marknadsandelar. De strävar efter, och kommer enligt min uppfattning att lyckas med, att tvinga oljeproducenter med höga utvinningskostnader, i synnerhet nordamerikanska skifferoljeproducenter, att begränsa sin produktionstillväxt. Det råder för närvarande stor osäkerhet om hur lång period av låga oljepriser som kommer att krävas för att skapa balans mellan utbud och efterfrågan, liksom självfallet om vilka oljepriser vi kan förvänta oss under denna period. Personligen tror jag att vi i början av 2015 var nära en bottennivå, men det är fullt möjligt att vi får se oljepriserna sjunka ytterligare.

Våra nuvarande produktions- och utbyggnadstillgångar såväl som Johan Sverdrup, kommer att generera värde för våra aktieägare vid nuvarande oljeprisnivåer men jag är övertygad att det inte finns någon hållbar framtid för majoriteten av vår industri om oljeprisnivåerna blir kvar på dessa nivåer på lång sikt. Jag tror emellertid att en av de positiva effekterna av denna nedåtgående trend kommer att bli ett branschomfattande fokus på kostnadsnivåer och ökad effektivisering och standardisering. Detta kommer enligt min mening dock inte att vara tillräckligt för att vid dagens prisnivåer vidmakthålla en livskraftig bransch. Vad gäller nya utbyggnadsprojekt är Johan Sverdrup antagligen ett av de få som fortfarande kommer att drivas vidare med nuvarande prisnivåer. Då måste man betänka att detta är en av de fem största fyndigheterna någonsin i Norge som med sin blotta storlek och sitt gynnsamma geografiska läge kommer att befinna sig allra längst ner på kostnadskurvan.

Oljepriserna kommer att återhämta sig, precis som de gjort i tidigare cykler. Dagens överutbud på upp till två miljoner fat per dag motsvarar endast omkring två procent av efterfrågan. Detta överutbud kommer successivt att avta och oljepriserna kommer att återhämta sig på medellång till lång sikt.

Lundin Petroleum står väl rustat för att rida ut stormen och kommer att ta sig ur den här cykeln som ett starkare och mycket mer värdefullt bolag. Vi genererar även vid låga oljepriser ett positivt kassaflöde tack vare våra låga verksamhetskostnader och låga kontanta skatter. Vår produktionstillväxt säkerställer att vårt operativa kassaflöde kommer att fortsätta öka trots lägre råvarupriser. Vår

balansräkning är stark. Vi har fortsatt tillgång till oberoende bankfinansiering, mycket tack vare den långa livslängden för reserverna i vår norska tillgångsbas. Vi har godkänt en budget för 2015 som huvudsakligen fokuserar på att färdigställa våra utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia, liksom på utvärderings- och prospekteringsborrningar i våra kärnområden på Utsirahöjden och i södra Barents hav. Vi kommer dock inte att vara passiva utan löpande utvärdera våra utgiftsplaner mot bakgrund av hur marknaderna utvecklas.

Resultat

Vårt mål är att leverera hållbar ekonomisk avkastning till våra aktieägare. Det är självfallet en besvikelse att resultatlös prospektering, nedskrivningar av tillgångar och en icke-kassaflödespåverkande valutakursförlust resulterade i en förlust för 2014. Men jag uppmuntras av att verksamheten trots nedgången i oljeprisnivåerna fortsätter att generera kassaflöde med EBITDA på 670 miljoner USD och ett operativt kassaflöde på 1,14 miljarder USD.

Produktionsstart för två av fyra utbyggnadsprojekt

Vår produktion under 2014 var 24 900 boepd, vilket var i den nedre delen av vårt förväntade produktionsintervall om 24 000 till 29 000 boepd. Detta på grund av förseningar av produktionsstarten på Brynhildfältet.

Det gläder mig att vi nu påbörjat produktion på Brynhild- och Boylafälten, offshore Norge. Med planerad produktionsstart för utbyggnadsprojekten Bertam och Edvard Grieg under andra respektive fjärde kvartalet i år, hamnar vår förväntade produktion för 2015 på mellan 41 000 och 51 000 boepd, med uppemot 75 000 boepd vid årets slut. Det är mycket uppmuntrande att se våra produktionsnivåer börja öka igen och jag är fortsatt övertygad om att vi kommer nå vårt mål att tredubbla produktionen under 2015.

Utbyggnadsprojekten Bertam och Edvard Grieg gör goda framsteg och fortskrider enligt plan. Jag besökte nyligen Sydostasien där Bertam ligger i startgroparna för produktionsstart under andra kvartalet 2015. Renoveringen av Bertam FPSO:n är nu genomförd och fartyget har avgått från Singapore till Bertamfältet för slutgiltig anslutning och installation. Jacket och processdäck har redan installerats och slutförda utbyggnadsborrningar är redo att tas i produktion. Vi ligger också i fas med att färdigställa processdäcken för Edvard Grieg med planerad installation offshore till våren. Anslutning och idrifttagning kommer att slutföras under sommaren inför produktionsstart under fjärde kvartalet 2015. Jag tror att vi i båda projekten lagt den mest riskabla fasen bakom oss, upphandling och montering är i huvudsak slutförda, operativ personal står redo och utbyggnadsborrning pågår.

Utbyggnadsplanen för Johan Sverdrup lämnades in till norska myndigheter den 13 februari 2015. Detta var en viktig milstolpe inte bara för Lundin Petroleum, utan för hela den norska

offshoreindustrin. Vi har ända sedan vi först upptäckte Johan Sverdrupfältet 2010 varit övertygade om att vi funnit något alldeles särskilt. Storleken, det geografiska läget och kvaliteten på denna tillgång är helt unika och kommer att utgöra hörnstenen för vårt bolags tillväxt under många år framöver.

Prospektering

Med rådande oljepriser fokuserar marknaden inte särskilt mycket på prospekteringstillgångar. Många ser dem rentav som en belastning. Vi är dock fortsatt förvissade om högre oljepriser på medellång sikt, och att tillgång till resurser förblir nyckeln till att skapa värde på lång sikt. Vi är övertygade om att det bästa sättet att göra detta är genom en organisk, prospekteringsdriven tillväxtmodell.

Stärkta av våra fyndigheter Gohta och Alta är vi fortsatt mycket förväntansfulla inför potentialen i södra Barents hav. Vi kommer under 2015 att utvärdera Altafyndigheten och genomföra prospekteringsborrningar för att undersöka potentialen i närområdet. Jag tror att vi, i egenskap av den största licensinnehavaren i området, kommer att upptäcka ytterligare oljefyndigheter av betydande storlek, vilket kommer att ha en katalyserande effekt för utbyggnaden av denna region. Vårt perspektiv är långsiktigt, vilket gör att denna region i framtiden kommer att leverera värde för våra aktieägare. Det är därför av avgörande betydelse att vår prospektering i regionen fortsätter oavsett rådande marknadsläge.

Mål för 2015

Våra mål för 2015 är mycket tydliga. Vi kommer att uppfylla vårt löfte om effektivt projektgenomförande genom att ta Bertam och Edvard Griegfälten i produktion, så att vi därmed möter våra produktionsmål vid årsslutet. Utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup kommer att godkännas, vilket säkerställer en fortsatt produktionsstillväxt för bolaget med mer än 150 000 boepd. Potentialen i södra Barents hav kommer under sommaren att prövas genom utvärderings- och prospekteringsborrningar. Vi kommer att bemästra eventuella likviditetsbegränsningar oavsett vilket oljepris marknaden tvingar på oss, med siktet inställt på att säkerställa det långsiktiga värdet av vår verksamhet.

Slutligen, vi kommer fortsätta att göra allt detta på ett sätt som tar hänsyn till både miljön och alla våra intressenters hälsa och säkerhet, samt uppfyller vårt utsatta mål om samhällsansvar.

Med vänlig hälsning,



C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD



Johan Sverdrup kommer att bli det största utbyggnadsprojektet någonsin i norska Nordsjön och kommer att stå för omkring 40 procent av total oljeproduktion från den norska kontinentalsockeln

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Vårt behov av energi

De låga oljepriserna må vara till ekonomiskt gagn för miljoner människor världen över. Men bara på kort sikt. Vi får inte låta denna situation minska vikten av att ta fram tillgänglig och prisvärd energi för kommande generationer. Utan tillräckliga mängder energi skulle världen idag se mycket annorlunda ut.

Fossila bränslens fortsatta betydelse

Man har uppskattat att det krävs omkring tio gånger så mycket mer energi – till största delen i form av fossila bränslen – för att producera, bearbeta, transportera och kyla mat än energinnehållet i själva maten. Enorma mängder olja och andra fossila bränslen krävs också för att bilar ska kunna köra, flygplan ska kunna flyga och lastbilar, tåg och fartyg ska kunna leverera varor på daglig basis. Olja och gas är också bland de viktigaste råvarorna i många vardagsvaror vi tar för givna, från plast till kläder. Även elektronik är beroende av petroleum; för att tillverka ett två grams datorchip krävs ungefär 32 liter vatten och 1,6 kg fossila bränslen.

Energikonsumtion är direkt relaterad till befolkningstillväxt och levnadsstandard. Om jordens befolkning som förväntat växer till tio miljarder i slutet av detta århundrade, och den globala levnadsstandarden ökar till hälften av de utvecklade ländernas levnadsstandard, uppskattas världens energibehov behöva bli fyra gånger större än det är idag.

De goda nyheterna är att vi gör snabba tekniska framsteg inom bränsleeffektivitet och förnyelsebar energi, främst sol- och vindkraft. För överskådlig framtid kommer dock över 75 procent av världens totala energikonsumtion att vara fortsatt beroende av fossila bränslen. Ytterligare fem till tio procent av den totala energikonsumtionen kommer att tillgodoses genom biobränslen, som är de enda tillgängliga bränsleslagen för uppvärmning och matlagning för de miljontals människor som lever i områden utan modern kraftförsörjning. Sol- och vindkraft kommer sannolikt att bli en realitet för dessa människor innan en fullskalig kraftnätsutbyggnad kommer till stånd, men allteftersom deras levnadsstandard förbättras kommer deras hunger efter energi att växa snabbare än världsgenomsnittet.

Nya tekniker för energieffektivitet

Fossila bränslen kommer så småningom att ersättas av andra energislag, om inte annat så av rent ekonomiska skäl. Kärnkraft är ett område där teknik spelar stor roll för att öka säkerheten och sänka produktionskostnaderna. Fusion skulle kunna vara en lösning för att möta framtida energibehov. Det finns också den så kallade "gröna" atomen, torium, som kanske en dag ersätter uran som kärnbränsle,

och som inte är behäftad med uranets långsiktiga avfallshanteringsproblem. Under tiden är det dock viktigt att vi använder våra begränsade reserver av fossila bränslen på ett så effektivt och hållbart sätt som möjligt. På Lundin Petroleum anser vi att bedriva verksamhet på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt helt enkelt är god affärsred som är till gagn för bolaget, våra intressenter och samhället i stort.

Säkra framtidens energitillgång

Den 13 februari 2015 lämnade Lundin Petroleum, tillsammans med sina partners Statoil (operatör), Maersk Oil, Det norske oljeselskap och Petoro, in en utbyggnadsplan för Fas 1 av Johan Sverdrupfältets utbyggnad till det norska olje- och energidepartementet. Johan Sverdrup kommer att bli det största utbyggnadsprojektet någonsin i norska Nordsjön och kommer att stå för omkring 40 procent av total oljeproduktion från den norska kontinentalsockeln. Inlämningen av utbyggnadsplanen var en avgörande milstolpe för Lundin Petroleum och för den norska kontinentalsockelns framtida utveckling.

Jag vill också ta tillfället i akt att tacka Torstein Sannes för hans betydelsefulla bidrag till att ha fört fram den norska verksamheten till dess position idag som den ledande oberoende operatören på norska kontinentalsockeln. Torstein har lett Lundin Norway från starten 2004 och har haft en enastående karriär, från USA till Norge, och har alltid inspirerat och motiverat sina medarbetare att göra sitt allra bästa. Jag är mycket glad att Torstein kommer fortsätta att ha en vägledande roll för Lundin Norway även efter det att VD-posten tas över av Kristin Færøvik i april i år. Vi gläder oss därvid också åt att kunna hälsa Kristin, vår tidigare styrelseledamot, välkommen tillbaka till Lundin Petroleum. Med sitt goda anseende i branschen som en stark ledare för stora projekt har Kristin rätt kompetens för att leda Lundin Norway genom nästa tillväxtfas.

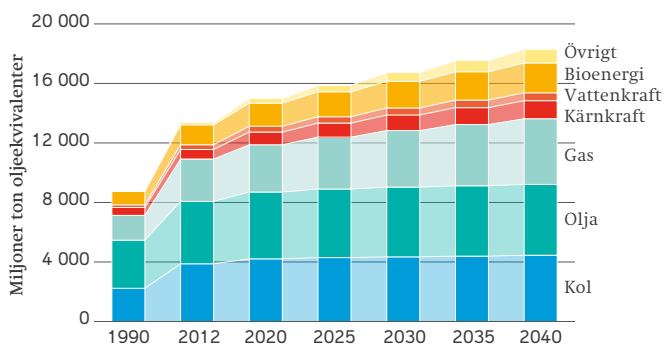
I Malaysia är vår nästa milstolpe produktionsstarten för Bertamfältet, som förväntas ske inom budget och plan.

Avslutningsvis vill jag tacka alla våra medarbetare för deras stora arbetsinsats och engagemang. Lundin Petroleum är nu i en starkare position än någonsin förut med mycket lovande framtidsutsikter.

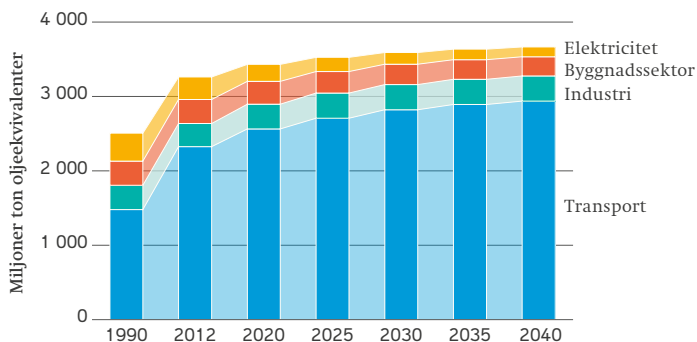


Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Globalt energibehov
per drivmedel



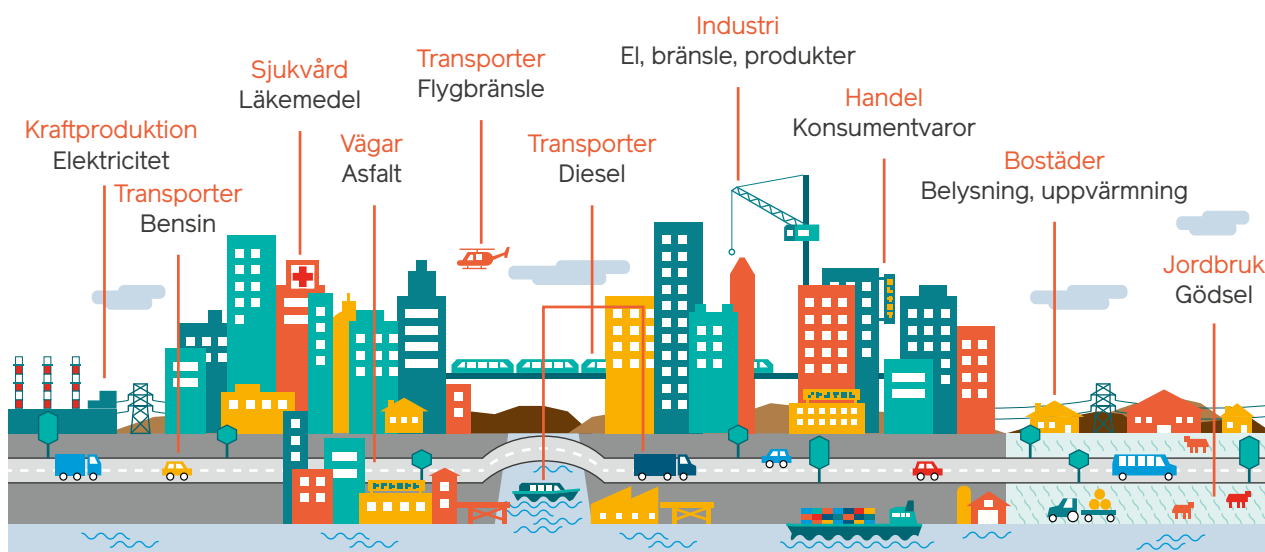
Global efterfrågan på olja
per sektor



Källa: IEA WEO 2014

Hållbar tillväxt

Lundin Petroleums prospektering och produktion skapar mer än bara aktieägarvärde



Olje- och gasprodukter i vårt samhälle

Olje- och gasprodukter är av grundläggande betydelse för det moderna samhället och en självklarhet i många aspekter av vårt dagliga liv. Olja fortsätter att vara förstahandsvalet vad gäller bränsle för kraftproduktion och drivmedel för transporter, liksom en komponent för asfalt, läkemedel, plast och många syntetiska produkter samt konsumentvaror.

Förser världen med en basresurs

Olja är fortfarande den främsta källan till världens energiförbrukning och väntas så förbli i årtionden framöver. Världens årliga oljeförbrukning uppgår för närvarande till cirka 32 miljarder fat. Som jämförelse motsvarar detta en förbrukning på mer än 12 Johan Sverdrupfyndigheter per år.

Dagens oljeutbud kan endast upprätthållas genom antingen ökad produktion från existerande fyndigheter; med hjälp av nya metoder och ny teknologi för utbyggnad av oljereservoarer eller genom att upptäcka nya oljefyndigheter.

Att göra nya fyndigheter är Lundin Petroleums kärnkompetens. De oljefyndigheter som bolaget har gjort i Norge kommer inte bara att förlänga landets oljeproduktion utan också förse världen med olja under de kommande 50 åren.

Samhällsutveckling

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

Investeringar

Lundin Petroleum är verksam i en industri som kräver ett långsiktigt perspektiv. Bolagets verksamhet genererar å ena sidan intäkter när olja produceras. Prospekterings- och utbyggnadsfaserna kräver å andra sidan stora investeringar. Borrning och konstruktion av anläggningar och infrastruktur är särskilt kostnadskrävande. Lundin Petroleums investeringsbudget för 2015 uppgår till 1,75 miljarder USD.

Insatser genom skattebetalningar

Ett av Lundin Petroleums huvudsakliga finansiella bidrag till samhället utgörs av skattebetalningar, i form av bolags- och produktionsskatter på försäljningsintäkter från olje- och gasproduktion. I Norge, till exempel, är petroleumproduktionskatten 78 procent. Lundin Petroleums gigantiska fyndighet Johan Sverdrup förväntas generera över 150 miljarder USD i skatteintäkter under sin livstid.

Utveckla ett hållbart förhållningssätt

Ett hållbart förhållningssätt

Lundin Petroleum följer inte bara gällande lagstiftning, utan är också fast beslutet att bedriva sin verksamhet i enlighet med bästa branschpraxis och de principer för samhällsansvar som ingår i trovärdiga och erkända internationella initiativ. Bolaget har genom relevanta policies, riktlinjer och rutiner integrerat åtaganden och strategier för samhällsansvar i sin verksamhet och strävar efter ständig förbättring inom området.

Till följd av den speciella karaktär som kännetecknar olje- och gasverksamhet, har Lundin Petroleum lagt tydligt fokus på att implementera och utveckla ett robust ramverk för hälsa, säkerhet och miljö (HSE). Våra policies för hälsa, säkerhet och miljö fastställer bolagets engagemang inom dessa områden medan bolagets ledningssystem för HSE säkerställer att dessa policies omsätts väl i praktiken.

För att säkerställa förståelse och efterlevnad bland våra anställda utbildas Lundin Petroleumns medarbetare över hela världen i tillämpningen av bolagets uppförandekod, policies för samhällsansvar och HSE-ledningssystemet (Green Book).

Hållbara investeringar

För att öka omfattningen och effekterna av Lundin Petroleumns hållbara investeringsprojekt ingick bolaget 2013 ett samarbete med Lundin Foundation. Lundin Foundation är en välgörenhetsorganisation som ursprungligen grundades av familjen Lundin.



Mer information om Lundin Foundation finns på sidan 45

Skapar nya arbetstillfällen

Lundin Petroleum skapar arbetstillfällen genom sin verksamhet i olika delar av världen, genom direkt anställning men också indirekt genom det flertal uppdragstagare och leverantörer som bolaget anlitar.

Utbyggnaden av Edvard Griegfältet i Norge och Bertamfältet i Malaysia är exempel på projekt som har genererat flera miljoner arbetstimmar i Norge och Sydostasien.



Oljemarknaden

En översikt

Oljemarknaden – VD har ordet

Vi har under de senaste månaderna sett en utveckling med fallande oljepriser och en industri som till slut har börjat inse att den kostnadsinflation vi upplevt på senare år är ohållbar. Samtidigt kvarstår det osäkra geopolitiska läget i världen där den senaste tidens händelser i Mellanöstern och Ryssland har dominerat nyhetsrubrikerna. Alla dessa problemställningar berör oljeindustrin direkt och påverkar råvarupriserna.

Inom oljeindustrin har man till sist börjat inse att nivån på de senaste årens kostnadsinflation har varit ohållbar; ett helt riktigt konstaterande som ställde krav på agerande. Som en reaktion på detta har investeringarna i vår industri kraftigt minskats under de senaste månaderna, vilket satt press på oljeservice sektorn och lett till väsentligt minskad aktivitet. Projekt skjuts upp, prospekteringsansattningar minskas rejält och många företag drar ner på sina borrhprogram för 2015. Tyvärr tror jag inte att en minskning av arbetsprogram nödvändigtvis är lösningen, utan tvärtom endast kommer att ha en negativ inverkan på utbudet under kommande år. Vår industri borde fokusera mer på ökad standardisering och effektivisering, något som flyg- och fordonsindustrin lyckats väl med. Vi behöver fortsätta att investera, men på ett mer effektivt sätt.

Vi på Lundin Petroleum kommer att fortsätta att investera, framförallt i prospektering, eftersom vi anser att det är det bästa sättet att skapa värde för våra aktieägare.

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD



Oljemarknaden

Oljemarknaden 2014 visade sig vara en av de mest volatila som oljeindustrin upplevt på senare år. Efter tre och ett halvt år av starka oljepriser nåddes till sist kulmen i mitten av juni med priser på över 115 USD per fat. BRIC-ländernas ekonomiska tillväxt och den allt starkare amerikanska ekonomin kunde nu inte längre absorbera det ökade oljeutbudet från producenter utanför OPEC, i synnerhet den amerikanska skifferolja produktionen. Från juni till november föll oljepriserna dramatiskt. OPEC:s beslut i slutet av november att inte minska sina produktionskvoter lade grunden för en kamp om marknadsandelar. Ytterligare prisfall följde och vid slutet av 2014 närmade sig oljepriset 50 USD per fat, en nivå vi inte sett sedan början av 2009.

Olje- och gasindustrin hade dock redan långt innan oljeprisfallet pressats av ohållbara kostnadsnivåer och börjat se över sina investeringsplaner och fokusera på att förbättra sin kapitaleffektivitet.

Föga förvånande så förstärktes branschens reaktion ytterligare när oljepriset föll, vilket resulterade i ännu fler investeringsneddragningar. Budgetnedskärningar på 20 till 35 procent för 2015 jämfört med 2014 var vanligt förekommande. Detta har i sin tur satt press på oljeservice sektorn, med väsentligt minskad aktivitet som följd. Projekt skjuts upp och prospekteringsutgifter har minskats kraftigt, vilket påverkat omfattningen av borrhings- och utbyggnadsaktiviteter under 2015.

Neddragningarna kommer att ha en negativ inverkan på oljeutbudet under flera år framöver. Det är dock mindre säkert hur snabbt oljeutbudet kommer att reagera på denna dynamik, i synnerhet vad gäller amerikansk skifferolja. Antalet amerikanska oljeriggar har minskat med cirka 45 procent jämfört med de höga nivåerna vi såg under 2014. Dessutom kommer den amerikanska skifferolja branschens förmåga att hantera det berg av högräntelån man byggt upp för att finansiera sin tillväxt att vara avgörande vid bedömningen av hur snabbt kapital kan återvända när oljepriserna återhämtar sig. Detta kommer att påverka prisbildningen på kort till mellanlång sikt.

Vi bedömer emellertid att de grundläggande förutsättningarna för starka oljepriser kvarstår på lång sikt. Med en ökande befolkning globalt och växande ekonomier i utvecklingsländerna kommer efterfrågan på olja att fortsätta öka.

På Lundin Petroleum är vi beredda på alla eventualiteter, medvetna om att våra projekt i världsklass, som Johan Sverdrup, kommer att till låg kostnad förse världen med olja under de närmsta 50 åren och därför fortsätta att vara ytterst värdefulla.



Vår strategi vid låga oljepriser

Liksom alla olje- och gasföretag påverkas Lundin Petroleum av råvarupriser och kostnadsläget i industrin. Vi har vidtagit kraftfulla åtgärder för att sänka våra investeringsnivåer när det gäller diskretionära projekt och koncentrerar oss på de projekt vi bedömer skapar allra mest värde för våra aktieägare. Vår investeringsbudget för 2015, på 1,75 miljarder USD, är 14 procent lägre än investeringsbudgeten för 2014 och fokuserar på att genomföra de projekt som skapar störst tillväxt och på våra mest lovande prospekteringsområden.

Lundin Petroleum har dessutom en stark balansräkning med tillgång till likviditet i olika former, vilket gör att vi kan stå emot ett lågt oljepris under långa perioder.

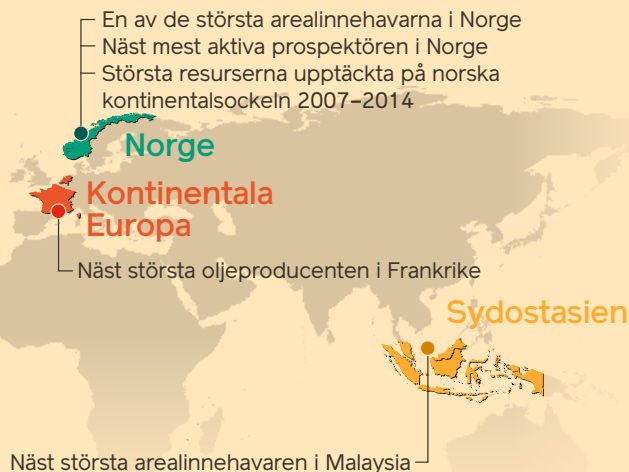
Vår affärsmodell och våra fortsatta framgångar beror dock framförallt på vår förmåga att öka bolagets resursbas. Att driva företag inom olje- och gasindustrin kräver ett långsiktigt perspektiv och vi kommer därför att behålla vårt prospekteringsfokus och fortsätta investera i utbyggnad av bolagets fyndigheter – samtidigt som vi i tider av osäkerhet och lägre oljepriser fortsätter att vara noggranna med att hantera vår balansräkning med försiktighet.

Organisk tillväxt på dagens marknad

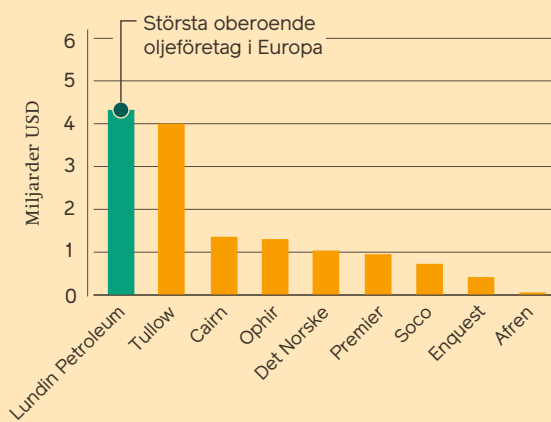
Genom en prospekteringsinriktad organisk tillväxtstrategi, som minimerar kostnaden för att tillföra nya resurser till portföljen, skapar vi långsiktiga värden för våra aktieägare. Vårt fokus på konventionella resurser i Norge, med sin politiska stabilitet och relativt grunda vatten, gör det möjligt för oss att minimera vår kostnad, efter skatt, för att finna nya resurser. Vårt tidigare arbete och resultat visar tydligt på våra framgångar. Lundin Petroleum har under de senaste tio åren varit det mest framgångsrika prospekteringsbolaget i Norge med en genomsnittlig kostnad per fat oljeekvivalenter (finding cost) på 0,59 USD efter skatt och fyndigheter i världsklass som Johan Sverdrup (1,7 till 3,0 miljarder boe) och Edvard Grieg (~200 MMboe).

Med denna kombination av en prospekteringsinriktad strategi, fokus på konventionella resurser i stora kärnområden är vi strategiskt väl positionerade för att minimera den totala kostnaden över hela cykeln för att bygga ut de nya resurser som slutligen skapar värde för våra aktieägare.

Marknadsställning



Jämförelse med andra oljeföretag börsvärde



Källa: Bloomberg, från mitten av mars 2015

Aktie och aktieägare

Lundin Petroleums aktie

Lundin Petroleums aktie är noterad på Large Cap-listan på Nasdaq Stockholm och utgör en del av indexet OMX 30. Trots det lägre oljepriset under 2014 minskade Lundin Petroleumaktien endast med 11 procent, jämfört med S&P Global Oil Index som föll med 18 procent.

Börsvärde

Lundin Petroleums börsvärde per den 31 december 2014 var 34 964 MSEK.

Handel med Lundin Petroleums aktie

Under året omsattes totalt 354 miljoner aktier vid Nasdaq Stockholm till ett värde om cirka 42 miljarder SEK. Ett genomsnitt om 1,4 miljoner Lundin Petroleumaktier omsattes dagligen. Till följd av låg handelsaktivitet avnoterades i november 2014 Lundin Petroleumaktien frivilligt från Torontobörsen, där den har varit noterad sedan 2011.

Aktiekapital och röster

Aktiekapitalet uppgick per den 31 december 2014 till 3 179 106 SEK fördelat på 311 070 330 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.

Årsstämman i Lundin Petroleum som hölls den 15 maj 2014 beslutade att bemyndiga styrelsen att under perioden fram till nästa årsstämma besluta om återköp och försäljning av Lundin Petroleums aktier. Under året återköpte Lundin Petroleum ytterligare 500 000 egna aktier till ett genomsnittligt pris om 124,07 SEK. Enligt beslut vid 2014 års årsstämma genomförde bolaget en minskning av aktiekapitalet med 68 402,50 SEK genom indragning av 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet åtföljdes av en fondemission till samma belopp och därmed påverkade inte indragningen av aktierna bolagets aktiekapital. Inga nya aktier emitterades, vilket resulterade i en mindre förändring av kvotvärdet per aktie. Bolaget innehade per den 31 december 2 000 000 egna aktier.

Det högsta antalet återköpta aktier får inte innebära att innehavet av egna aktier vid något tillfälle överstiger fem procent av samtliga aktier i Lundin Petroleum. Syftet med bemyndigandet är att ge styrelsen ett instrument för att optimera Lundin Petroleums kapitalstruktur och för att säkra Lundin Petroleums exponering avseende dess långfristiga incitamentsprogram.

Årsstämmans bemyndigande

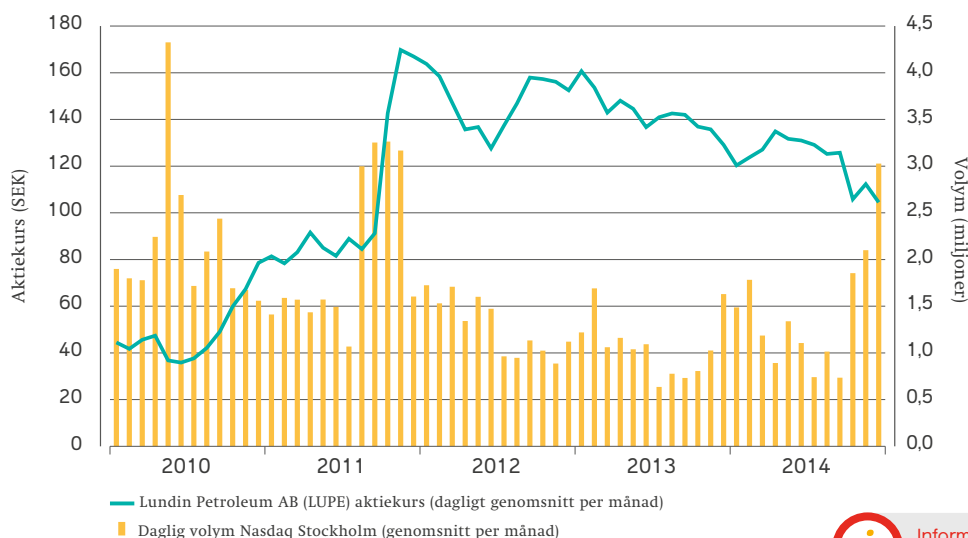
Årsstämman 2014 beslutade att bemyndiga styrelsen att besluta om emission av totalt högst 35 miljoner nya aktier samt att därvid kunna avvika från aktieägarnas företrädesrätt i syfte att möjliggöra för bolaget att anskaffa kapital för finansieringen av verksamheten och för genomförandet av företagsförvärv. 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 kommer 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.

Fem års aktiekurs 2010–2014



Information om aktiens kursutveckling finns på Lundin Petroleums hemsida.

Ägarstruktur

Lundin Petroleum hade 45 668 aktieägare per den 31 december 2014. Svenska privata aktieägares innehav uppgick till 13 procent. Utländska aktieägare innehade 68 procent. De tio största aktieägarna exkluderar förvaltarregistrerade aktieinnehav.

De 10 största aktieägarna per den 31 december 2014	Antal aktier	%
Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. ¹	76 342 895	24,5
Swedbank Robur fonder	13 786 661	4,4
Blackrock	11 640 470	3,7
Landor Participations Inc. ²	11 538 956	3,7
Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. ¹	10 844 643	3,5
Handelsbanken fonder	5 402 255	1,7
Danske Invest Sverige	4 380 449	1,4
Fjärde AP fonden	3 358 713	1,1
Norges Bank	2 972 550	1,0
Andra AP fonden	2 875 013	0,9
Övriga aktieägare	167 927 725	54,0
Summa	311 070 330	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.

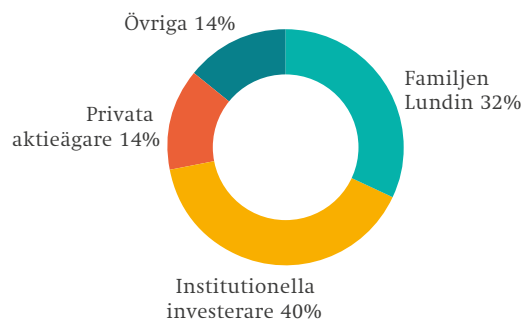
De tio största aktieägarna exkluderar förvaltarregistrerade aktieinnehav. Ovanstående lista inkluderar endast institutionella aktieägare som äger aktier direkt och finns upptagna i aktieboken hos Euroclear Sweden.

Storleksklasser	Antal aktieägare	Andel av antal aktier, %
1 – 500	32 036	1,65
501 – 1 000	6 046	1,64
1 001 – 10 000	6 499	6,25
10 001 – 50 000	731	5,16
50 001 – 100 000	115	2,64
100 001 – 500 000	166	12,1
500 001 –	75	70,56
Summa	45 668	100,00

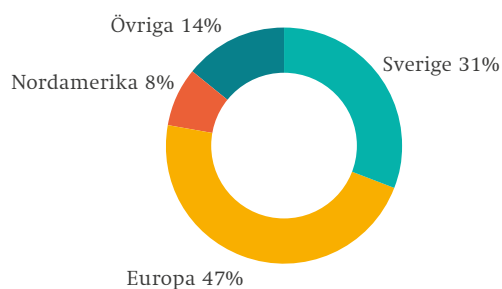
Aktiedata

	31 dec 2014	31 dec 2013
Antal utställda aktier	311 070 330	317 910 580
Antal aktier återköpta av Lundin Petroleum	2 000 000	8 340 250
Antal aktier i cirkulation	309 070 330	309 570 330

Aktieägarstruktur – sektor



Aktieägarstruktur – geografisk



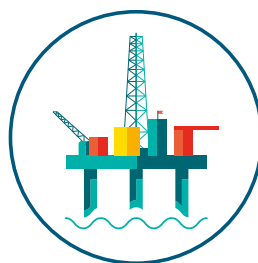
Källa: IPREO, november 2014



Mer aktieägarinformation finns på sidan 134

Finna och utveckla olja- och gasresurser

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två kärnområden, 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, och har resurser att ta dessa prospekteringsframgångar vidare till produktionsfasen.



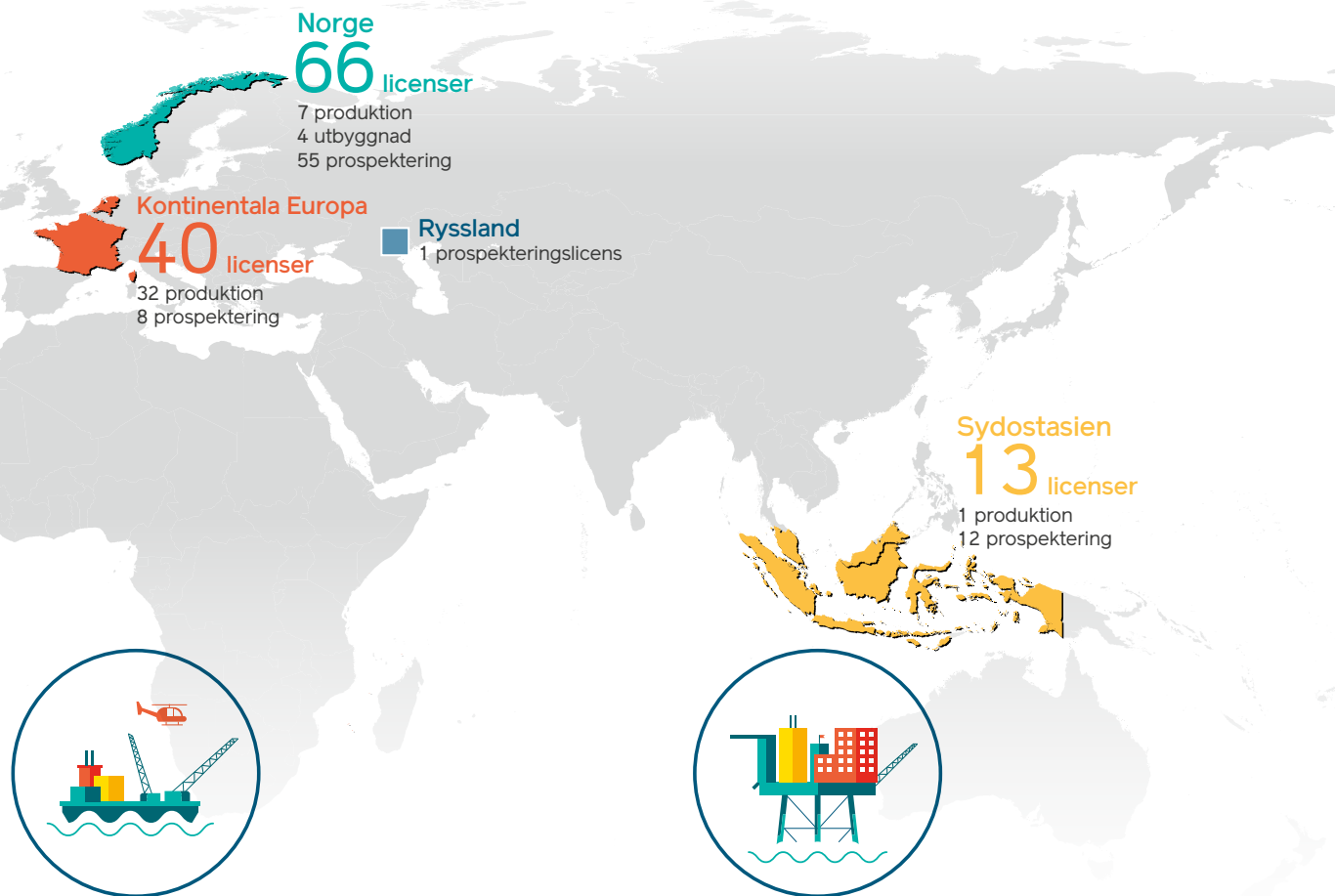
Prospektering

Lundin Petroleum har en bevisad förmåga att hitta nya olje- och gasresurser.

Företagets strategi att skapa prospekteringsområden i specifika länder och sätta samman integrerade team av geologer, geofysiker och tekniska experter för att utveckla nya geologiska modeller har varit mycket framgångsrikt. Teamen uppmantras till att analysera information på ett kreativt sätt och därmed utveckla nyskapande tillvägagångssätt för olje- och gasprospektering. Detta tillvägagångssätt har varit framgångsrikt i att exempelvis ta fram en ny geologisk modell för Utsirahøyden, offshore Norge, som resulterade i upptäckten av Edvard Grieg och den gigantiska fyndigheten Johan Sverdrup. Denna nya geologiska modell har förbisetts av tidigare operatörer som varit verksamma i området sedan 1960-talet.

De tekniska teamen använder den bästa tillgängliga teknologin för att utveckla prospekteringsstrukturer, vilket inkluderar insamling och bearbetning av 3D-seismik. Strukturerna riskbedöms och rankas efter sannolikheten för geologisk framgång och storlekspotential.

De bästa potentiella strukturerna upparbetas för att utgöra del av borrprogrammet. Under 2014 genomförde Lundin Petroleum 16 prospekterings- och utvärderingsborrningar och fann nya resurser i södra Barents hav i och med Altafyndigheten. Bolaget planerar att genomföra 14 prospekterings- och utvärderingsborrningar under 2015.



Utbyggnad

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

I planen anges hur man bäst bygger 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 den bästa tillgängliga teknologin 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 därefter skrivas för borrning, konstruktion och installation av samtliga anläggningar. Under konstruktionsfasen arbetar Lundin Petroleum nära sina partners och uppdragstagare med ett gemensamt mål att leverera komponenterna inom plan och 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 bygger för närvarande produktionsanläggningar för olja och gas i Norge och Malaysia.

Produktion

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

Lundin Petroleum använder intäkterna från produktions-tillgångarna 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. Produktion har nyligen startats från fälten Brynhild och Bøyla, offshore Norge. Med produktion från Edvard Grieg och Bertam, som planeras starta under 2015, förväntas Lundin Petroleums olje- och gasproduktion överstiga 75 000 boepd vid slutet av året.

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 produktionsfasen och kan innefatta förbättrade utvinningsmetoder, som till exempel injicering av vatten för att pressa oljan mot utvalda produktionspunkter.

Bolaget lägger stor vikt vid säkerhet. 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.

Reserver, resurser och produktion

Lundin Petroleum har en betydande portfölj av certifierade reserver samt ett antal funna olje- och gasresurser



Reserver

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

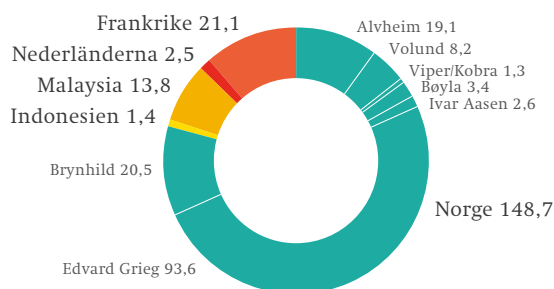
Betingade resurser

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

Reserver vid slutet av 2014 exklusive Johan Sverdrup

187,5 MMboe

Reserver - slutet av 2014
(MMboe)



Reserver - sammanfattning

	MMboe
Reserver vid slutet av 2013	201,5
Produktion under 2014	-9,1
Avyttring av ryska onshore-tillgångar	-5,6
Reserver – tillägg (exklusive avyttringar/förvärv)	8,2
Reserver vid slutet av 2014	187,5

Oljepris (Brent råolja) 70 USD/bbl under 2015, därefter 90 USD/bbl + 2% ökning av oljepris och kostnader

Reserver – en översikt

I slutet av 2014 uppgick Lundin Petroleum's reserver till 187,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe), exklusive Johan Sverdrupfyndigheten. Detta är netto efter borträkning av de ryska onshore-tillgångarna som avyttrades i juli 2014. Från 2002 till 2014 fyrdubblade Lundin Petroleum sin reservbas (se grafen Reserver – Historik).

Ökning av reserver under 2014

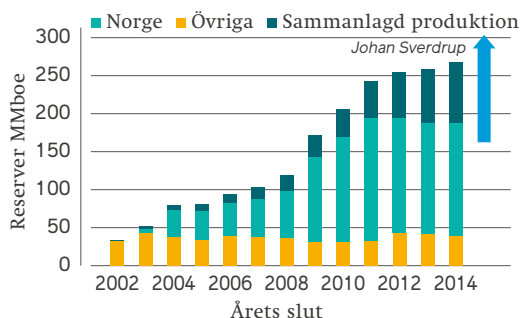
Under 2014 identifierades 8,2 MMboe nya reserver, vilket innebar en femprocentig ökning av reserver jämfört med 2013, exklusive 2014 års produktion om 9,1 MMboe.

Grafen Reserver – Förändringar visar de reserver som tillkommit genom inkluderandet av Viper/Kobra-ansamlingarna inom Alvheimfältet liksom en kompletterande borrhning på Volundfältet, båda belägna offshore Norge. Reserverna har även påverkats positivt av inkluderandet av en samordnad licensandel i Ivar Aasenfältet, som slutligen kommer att produceras via Edvard Griegplattformen. Ökningen av reserver, i jämförelse med den totala produktionen om 9,1 MMboe under 2014, resulterade i en reserversättningsgrad på 90 procent vid slutet av 2014.

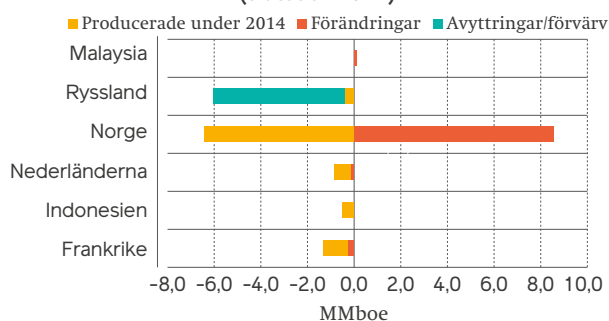
Till övervägande del oljereserver

92 procent av reserverna om 187,5 MMboe är 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).

Reserver – Historik



Reserver – Förändringar
(slutet av 2014)



Definitioner för reserver och resurser finns på sidan 132

Betingade resurser vid slutet av 2014 exklusive Johan Sverdrup

404 MMboe

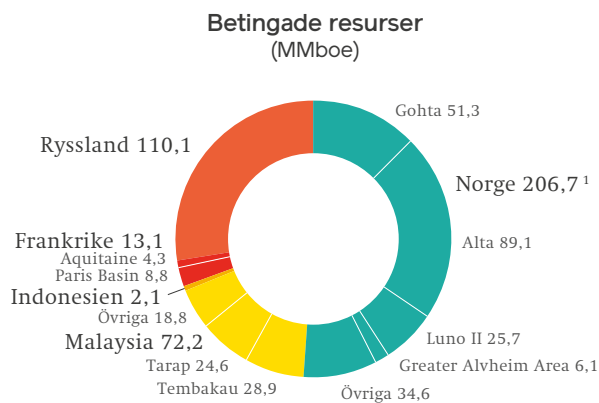
Lundin Petroleum har också ett antal upptäckta olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser. Betingade resurser är kända olje- och gasresurser som ännu inte klassificerats som reserver på grund av ett eller flera uppfyllda villkor. Ett kontinuerligt arbete pågår för att uppfylla dessa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

Nytt kärnområde efter framgångarna på Loppahöjden

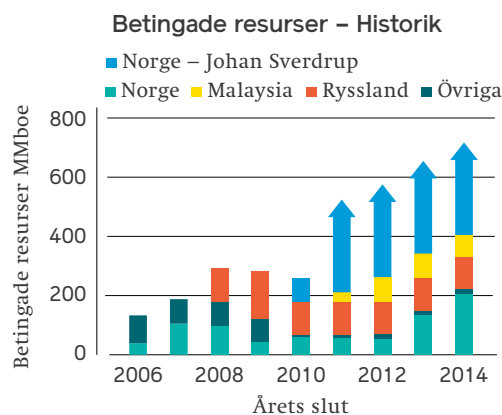
Med Altafyndigheten i södra Barents hav har Lundin Petroleum väsentligen ökat sin bas av betingade resurser i Loppahöjden. Tillsammans med Gohtafyndigheten från 2013, endast belägen 20 km från Alta, uppgår Lundin Petroleums betingade resurser i detta kärnområde till 140 MMboe, netto varav övervägande delen är olja.

Ökning av betingade resurser

Med Altafyndigheten ökade bolaget under året sin betingade resursbas med 18 procent. Andra gjorda förändringar av resursbasens storlek avser omvärderingar efter utvärderingsborrningar på Luno II och Gohta i Norge samt Tembakau i Malaysia. Lundin Petroleum förvärvade också ytterligare 10 procent av licensandelarna i PL359, där Luno II-fältet ingår.



¹ exkluderar Johan Sverdrup



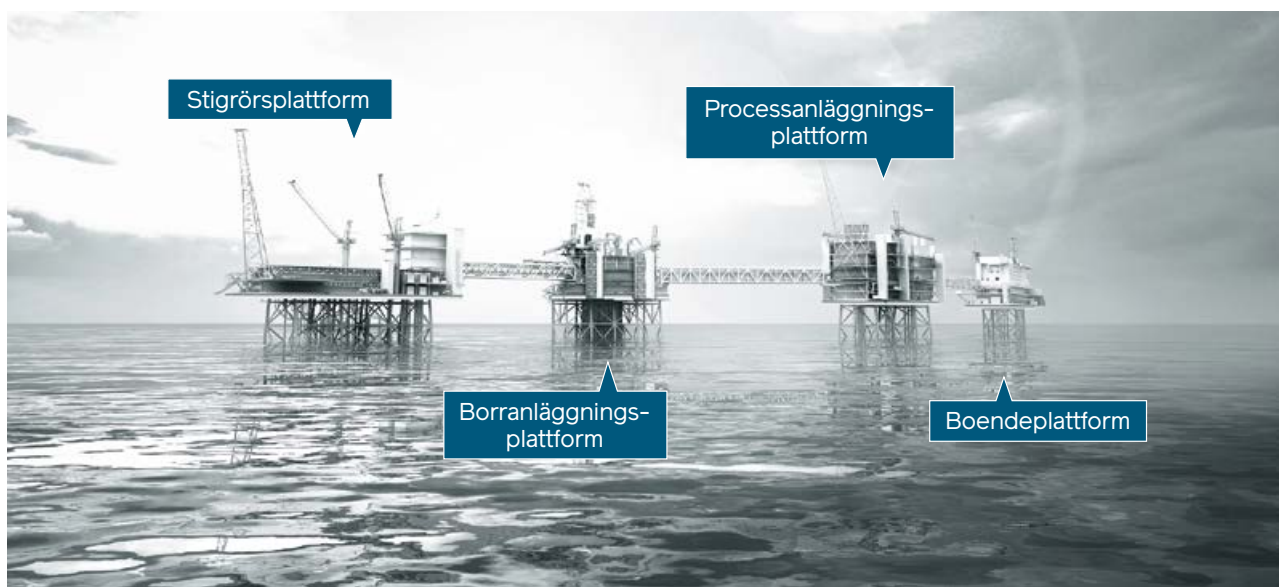
Definitioner för reserver och resurser finns på sidan 132

Johan Sverdrup

Betingade resurser

1,7–3,0 miljarder boe

Omklassificeringen av Johan Sverdrups betingade resurser kommer att nästintill fyrdubbla Lundin Petroleums resurser



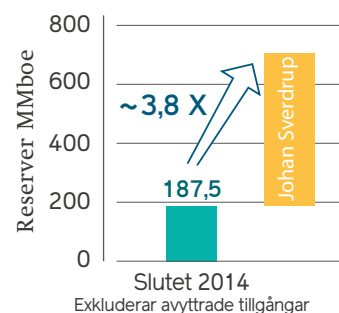
Johan Sverdrup – Fas 1

- PDO inlämnad i februari 2015, godkännande förväntas i juni 2015
- Fyra sammanlänkade plattformar med ståljackets för installation 2018 och 2019
- Elförsörjning från land
- 35 produktions- och injiceringsborrningar, varav 14 före produktionsstart
- Export av olja till Mongstadterminalen och export av gas till Kårstøterminalen
- Produktionsnivå om mellan 315 000 och 380 000 bopd, brutto
- Investeringsbudget om 117 miljarder NOK, brutto
- Produktionsstart för Fas 1 förväntad till sent 2019

Johan Sverdrup – Fas 2 (hela fältet)

- 77 borrningar
- Produktionskapacitet om mellan 550 000 och 650 000 boepd, brutto
- Produktionsstart för Fas 2 förväntad till 2022

Johan Sverdrup Förväntad effekt på resurser¹



Slutet 2014

Exkluderar avyttrade tillgångar

¹ baserat på 22,12% I.a., villkorat av regeringsgodkännande

Johan Sverdrup fakta

TOPP
5

En av de största oljefyndigheterna på den norska kontinentalsockeln någonsin

40%

Fältet kommer att stå för omkring 40 procent av total oljeproduktion från den norska kontinentalsockeln



Fas 1 av utbyggnaden kan ge uppemot 51 000 arbetsår i Norge, varav 2 700 arbetsår i produktionsfasen

Prospekteringsresurser

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 det nödvändigt med såväl prospekteringsarealer i världsklass som högt kvalificerade medarbetare. Lundin Petroleum har koncentrerat sig på två huvudsakliga prospekteringsområden, Norge och Sydostasien.

Lundin Petroleum redovisar endast uppskattade prospekteringsresurser för de potentiella strukturer som skall borraras under det kommande året. Många fler potentiella strukturer med prospekteringsmöjligheter har dock identifierats i den stora portföljen av prospekteringslicenser och är nu under utveckling för borrning under kommande år.

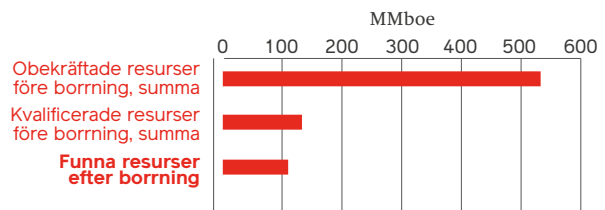
Prospekteringsprogram i Norge

I Norge har Lundin Petroleum vuxit till att bli en av de största arealinnehavarna, som operatör, och har under de senaste tio åren varit den mest framgångsrika prospektören. Vid slutet av 2014 har Lundin Petroleum genomfört totalt 41 prospekteringsborrningar, vilket resulterat i 16 kommersiella fyndigheter till en ackumulerad prospekteringskostnad om 0,59 USD per boe. Lundin Petroleum tilldelades åtta nya licenser i 2014 års APA-licensrunda, vilket ökade bolagets totala licensareal till cirka 23 000 km². Under 2015 planerar Lundin Petroleum att genomföra sju prospekteringsborrningar i Norge, varav två i södra Barents hav.

Prospekteringsprogram i Malaysia

Sedan Sydostasien etablerades som ett kärnområde 2008 har Lundin Petroleum totalt 13 produktionsdelningskontrakt i Malaysia och Indonesien. I Malaysia har Lundin Petroleum vuxit till att bli den näst största arealinnehavaren efter Petronas med en total licensareal om cirka 40 000 km², brutto. Under 2015 planeras två prospekteringsborrningar genomföras i Malaysia.

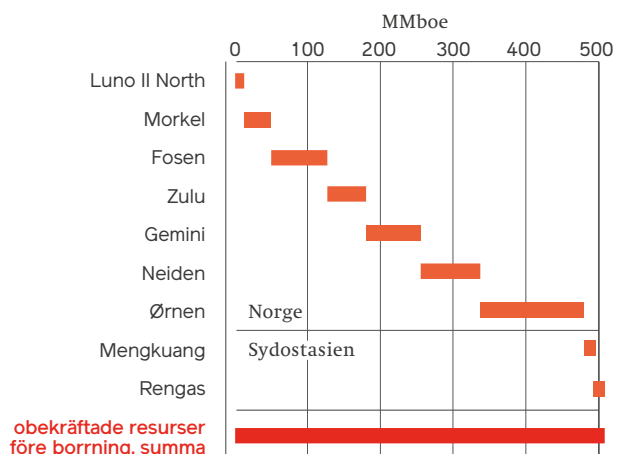
Resultat för prospekteringsborrningar 2014
prospekteringsresurser, netto¹



125–400 MMboe
bruttoresurser upptäckta 2014

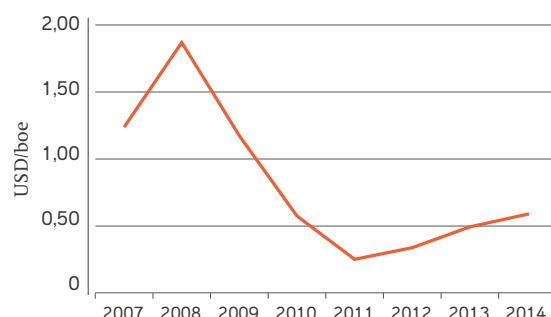
¹ exkluderar Rengas (flyttad till 2015) och Maligan (ej borrad)

Prospekteringsborrningar 2015
obekräftade prospekteringsresurser, netto



över 500 MMboe
nettoresurser i sikte 2015

Norge – ackumulerad prospekterings-
och utvärderingskostnad²



² Kostnader inkluderar sammanlagda kostnader för prospektering och utvärdering från starten fram till den 31 december 2014. Upptäckta resurser inberäknar de 2P reserver för Edvard Grieg, Volund, Gaupe, Bøyla och Brynhild som återstår vid årets slut 2014. Den samlade produktionen för Gaupe och Volund fram till den 31 december 2014 är också inkluderad i reserverna. 2P reserverna för Brynhild har justerats efter ägarandelen om 50 procent vid tidpunkten för upptäckten. De betingade resurserna för Johan Sverdrup har uppskattats av Lundin Petroleum. De betingade resurserna för Gohta, Alta och Luno II är inkluderade i enlighet med certifiering från tredje part.

Produktion

Utfall 2014

24 900 boepd

Förväntningar 2015

41 000–51 000 boepd

Lundin Petroleum's netto-
produktion förväntas överstiga
75 000 boepd vid slutet av 2015

Under 2014 producerade Lundin Petroleum 9,1 MMboe med ett genomsnitt om 24 900 boepd. Bolaget uppskattade i början av 2014 produktionen för hela året till mellan 30 000 och 35 000 boepd. Därmed blev produktionsresultaten för första gången på sex år lägre än det förväntade produktionsintervallet. Detta berodde framförallt på den försenade produktionsstarten för Bryndhildprojektet, offshore Norge och, i lägre grad, på avyttringen av bolagets ryska onshore-tillgångar i mitten av 2014. Om man räknar bort effekten av Bryndhild och Ryssland producerade de resterande tillgångarna inom det förväntade produktionsintervallet. Detta var nettoeffekten av Alvheimfältets starka produktion, i synnerhet från Kneler- och Boaansamlingarna, som vägde upp Volundfältets produktion som var lägre än förväntat eftersom andelen vatten i fältets producerande olja ökade fortare än förväntat. Tendensen till ökande vattenhalt har sedan dess stabiliserats och utvärderingen av reserverna visade i slutet av 2014 att de uppskattade slutliga utvinningsbara volymerna inte påverkats nämnvärt av de sämre resultaten under 2014.

Kraftig produktionsökning under 2015

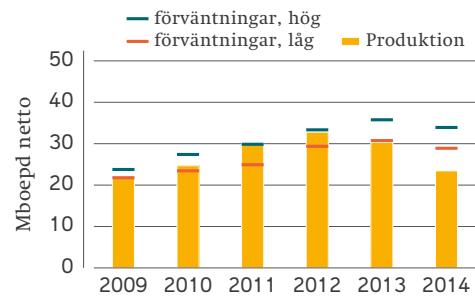
Lundin Petroleums produktion för 2015 förväntas ligga på mellan 41 000 och 51 000 boepd. Ökningen jämfört med 2014 är ett direkt resultat av starten för fyra nya utbyggnadsprojekt, varav två redan tagits i produktion. Produktion från Bryndhildfältet startade sent i december 2014 från två produktionsborrningar, och den återstående produktionsborrningen samt vatteninjektorn kommer att slutföras under 2015.

Produktion från Bøylafältet påbörjades tidigt under 2015 från en produktionsborrning understödd av en vatteninjektor. Den andra och sista produktionsborrningen beräknas tas i produktion i mitten av 2015. Utbyggnaden av Bertamfältet gör goda framsteg med planerad produktionsstart under andra kvartalet 2015. Tillsammans med Edvard Griegfältet, som beräknas tas i produktion under fjärde kvartalet 2015, förväntas dessa projekt öka Lundin Petroleums totala produktion till mer än 75 000 boepd vid slutet av 2015.

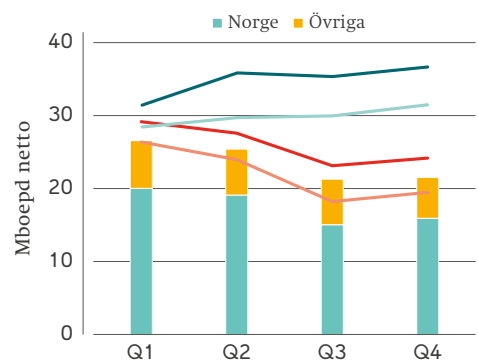
Med blicken framåt

Det gigantiska oljefältet Johan Sverdrup, med planerad produktionsstart sent under 2019, förväntas vid platåproduktion mer än femdubbla 2014 års produktion. Detta inkluderar inte några tillskott från resten av bolagets betydande betingade resursbas, ej heller från de prospekteringsborrningar Lundin Petroleum planerar att genomföra.

Produktion jfr. förväntningar



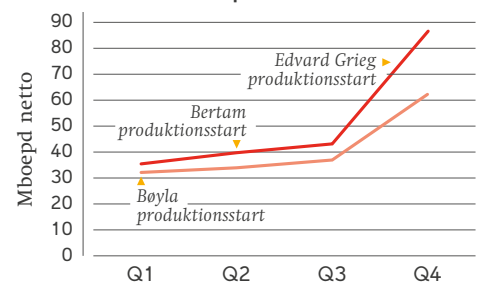
Produktion 2014



— 2014 CMD¹ förväntningar, hög¹ Kapitalmarknadsdag
— 2014 CMD¹ förväntningar, låg
— 2014 justerade förväntningar, hög
— 2014 justerade förväntningar, låg

¹ Exkluderar Bryndhild och Ryssland

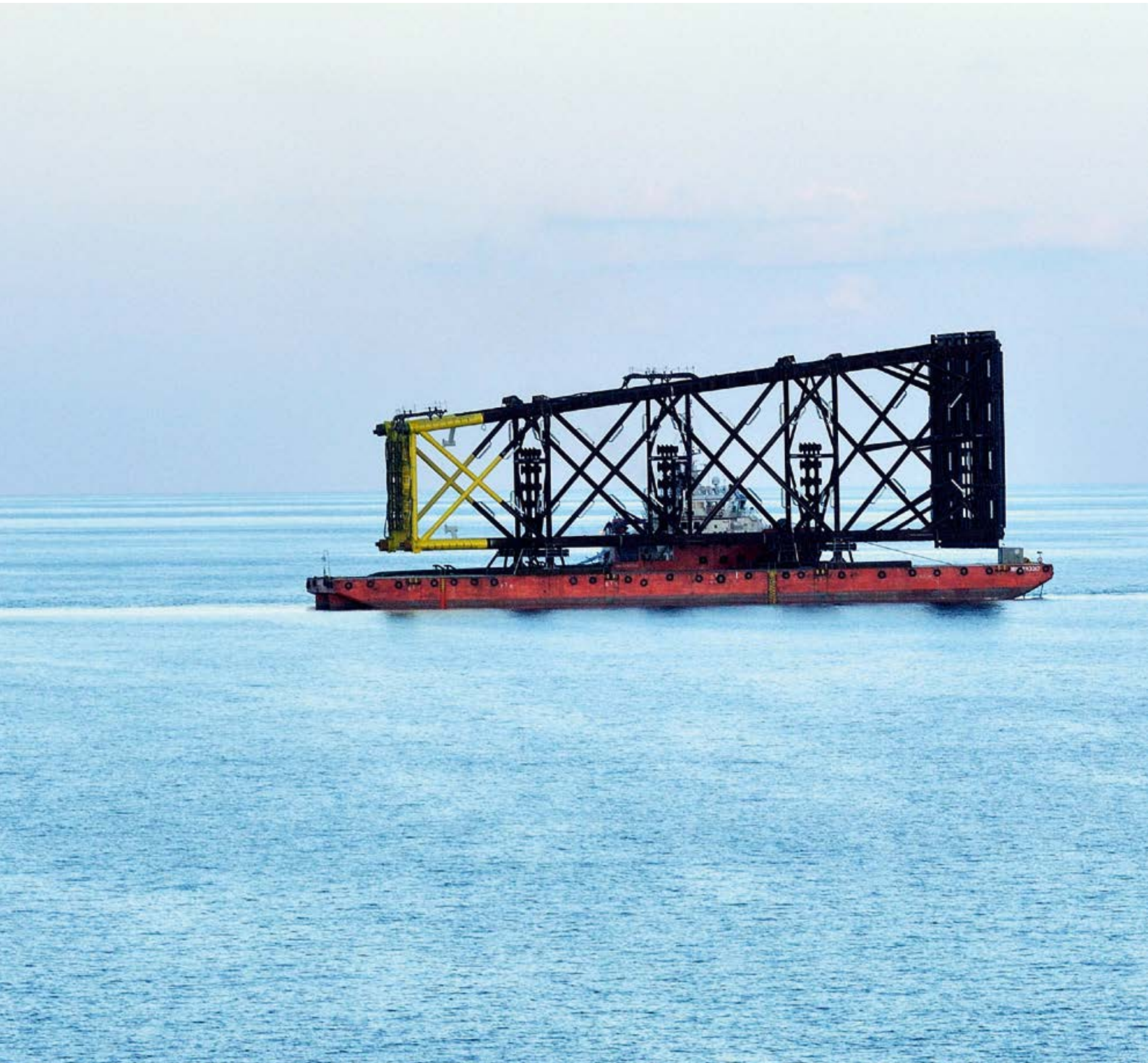
Förväntad produktion 2015



— 2015 CMD¹ förväntningar, hög
— 2015 CMD¹ förväntningar, låg

¹ Kapitalmarknadsdag

Utbyggnad av våra resurser



Lundin Petroleum har under sin snart 15-åriga historia stått emot flera oljepriscykler och har under denna tid fortsatt att investera i sina tillgångar. Till följd av Lundin Petroleums prospekteringsframgångar har utbyggnad av fyra fält påbörjats under de senaste tre åren. Vid slutet av 2015 kommer samtliga fält att ha börjat producera

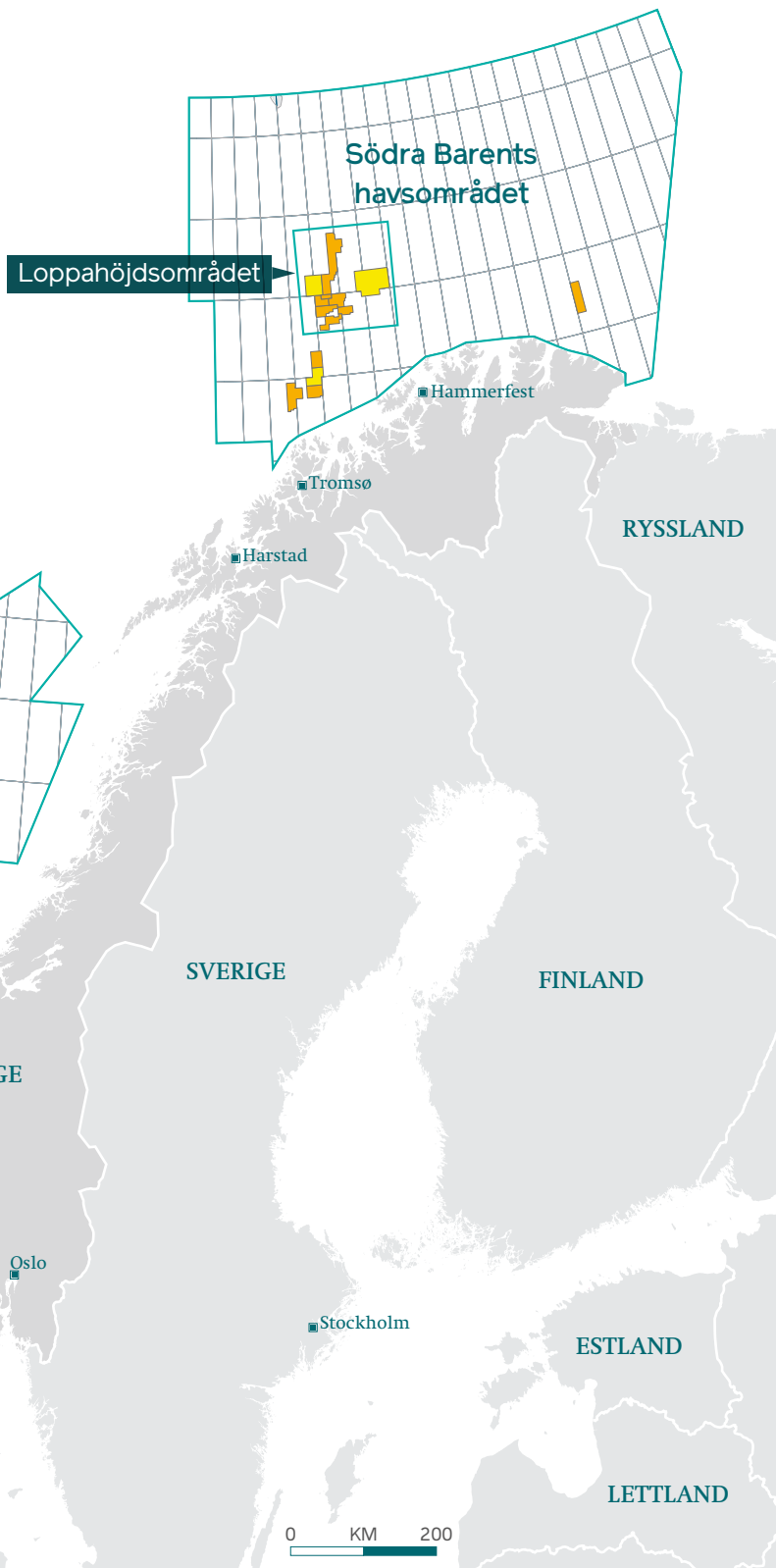


Norge

Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums operativa verksamhet med 71 procent av total produktion för 2014 och 79 procent av de totala reserverna. Över 50 procent av företagets betingade resurser är också koncentrerade till Norge, exklusive den gigantiska Johan Sverdrup-fyndigheten, vilket bekräftar att det är i Norge som Lundin Petroleum kommer att ha sin huvudsakliga produktion under kommande år



Svalbard



Större Alvheimområdet

Utsirahöjdsområdet

Nordsjöområdet

Lundin Petroleums licenser

- Operatör
- Icke-operatör



Utsirahöjdsområdet		
Edvard Griegfältet PL338 (I.a. 50%)	Johan Sverdrupfältet (I.a. 22.12% ¹)	Prospektering på Utsirahøyden
<ul style="list-style-type: none"> Edvard Griegfyndighet 2007 Tellusfyndighet 2011 Edvard Grieg reserver om 93 MMboe, netto Utbyggnadsplan för Edvard Grieg godkänd 2012, utbyggnad pågår 1 utvärderingsborrning på sydöstra delen av fältet 2015 Produktionsstart Q4 2015 	<ul style="list-style-type: none"> Johan Sverdrupfyndighet 2010 i PL501, och 2011 i PL265 22 borrningar + 7 sidospårsborrningar Betingat resursestimat om mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe, brutto Förslag om licensandelar klart i mitten av 2015 Koncept för Fas 1 valt Utbyggnadsplan inlämnad i februari 2015 Produktionsstart för Fas 1 slutet av 2019 Stora kontrakt för Fas 1 tilldelade under 2014/ början på 2015 <p>¹ Villkorat av regeringsgodkännande</p>	<ul style="list-style-type: none"> Luno II fyndighet 2013 i PL359 2 utvärderingsborrningar genomförda på Luno II – betingade resurser om mellan 27 och 71 MMboe, brutto Borrprogram med 4 prospekteringsborrningar under 2015 <ul style="list-style-type: none"> PL674 (I.a. 35%), Zulustrukturen (liten gasfyndighet) PL338C (I.a. 80%)¹, Geminstrukturen (torr) PL359 (I.a. 50%), Luno II North strukturen PL544 (I.a. 40%), Fosenstrukturen <p>¹ Lundin Norway har farmat ut 30 procent av sin 80-procentiga licensandel i PL338C, villkorat av regeringsgodkännande</p>
Större Alvhøimområdet		
Alvhøimfältet (I.a. 15%)	Volundfältet (I.a. 35%)	Bøylafältet (I.a. 15%)
<ul style="list-style-type: none"> Reserver om 19,1 MMboe, netto Slutlig utvinning 319 MMboe, brutto Produktion om 9 670 boepd, netto under 2014 15 produktionsborrningar, 9 multilaterala 3 nya kompletterande borrningar under 2015–2016 Viper/Kobra projekt omklassificerade till reserver (utbyggnad och produktionsstart under 2016) 15-procentig ägarandel i Alvhøim FPSO:n 	<ul style="list-style-type: none"> Reserver om 8,2 MMboe, netto Slutlig utvinning 76 MMboe, brutto Produktion om 7 360 boepd, netto under 2014 	<ul style="list-style-type: none"> Bøylafyndighet 2009 Caterpillarfyndighet 2011 Utbyggnadsplan godkänd 2012 Reserver om 3,4 MMboe, netto Produktionsstart i januari 2015
Loppahøjdsområdet		
Gohta- och Altafyndigheterna PL492 och PL609 (I.a. 40%)	Övriga fyndigheter	Prospektering i södra Barents hav
<ul style="list-style-type: none"> Gohtafyndighet 2013 Utvärderingsborrning på Gohta – betingade resurser om mellan 91 och 184 MMboe, brutto Altafyndighet 2014 Betingade resurser för Alta om mellan 125 och 400 MMboe, brutto 2 utvärderingsborrningar på Alta under 2015 	<ul style="list-style-type: none"> PL438 (I.a. 25%) Skalle gasfyndighet 2011 PL533 (I.a. 20%) Salina gasfyndighet 2012 	<ul style="list-style-type: none"> 2 prospekteringsborrningar planerade i södra Barents hav under 2015 <ul style="list-style-type: none"> PL609 (I.a. 40%) Neidenstrukturen PL708 (I.a. 40%) Ørnenstrukturen (sydöstra Barents hav)
Övriga områden		
Brynhildfältet PL148 (I.a. 90%)		
<ul style="list-style-type: none"> Reserver om 23 MMboe, netto Utbyggnadsplan godkänd 2011 Produktionsstart december 2014 		

Framgångsrik prospekteringsstrategi

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 potentiella kärnområden. Lundin Petroleum är en av de största licensinnehavarna i Norge och den näst mest aktiva prospektören efter Statoil, med nära 70 licenser och en verksamhet som spänner över hela spektret från prospektering och utvärdering till utbyggnad och produktion. Sedan Lundin Petroleum etablerade sig i Norge 2003 har företaget deltagit i 41 prospekteringsborrningar och 29 utvärderingsborrningar, vilka lett till upptäckten av mer än 3 miljarder fat bruttoresurser, eller 800 miljoner fat, netto till Lundin Petroleum. Dessa borrningar har lett till 16 kommersiella eller potentiellt kommersiella fyndigheter, av vilka fyra har tagits i produktion, exklusive det förvärvade Alvheimfältet.

Höjdpunkter under 2014

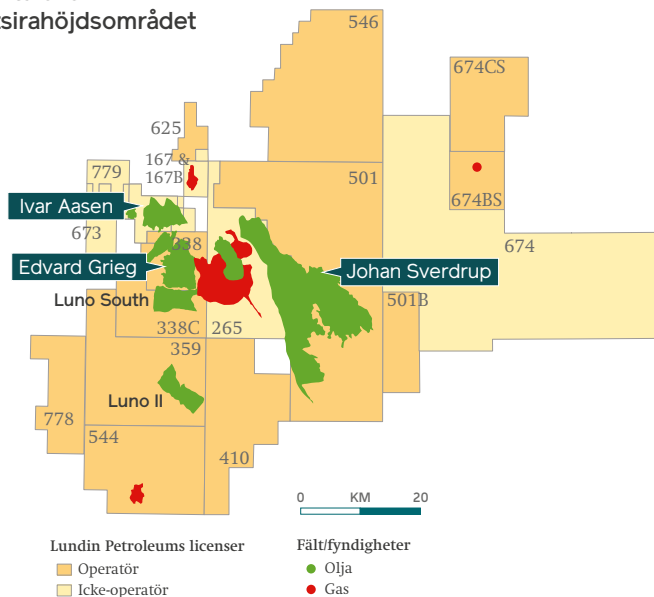
Under 2014 genomförde Lundin Petroleum totalt sex prospekteringsborrningar, vilket ökade bolagets resursbas med 89 MMboe nya resurser till en kostnad per fat oljekvivalenter (finding cost) på 0,8 USD efter skatt, exklusive utvärderingskostnader. Lundin Petroleum ackumulerade finding cost per fat oljekvivalenter från start till årets slut 2014 uppgår till 0,6 USD efter skatt, inklusive alla prospekterings- och utvärderingskostnader, vilket förblir en av de lägsta inom bolagets peer-grupp.

Upptäckten av fyndigheterna Edvard Grieg på Utsirahøyden 2007 och Gohta och Alta på Loppahøyden under 2013 respektive 2014, innebar ett genombrott och etablerade dessa licensområden offshore Norge som Lundin Petroleum kärnområden för prospektering.

Lundin Petroleum genomför för närvarande utbyggnad av två fält, Edvard Grieg och det gigantiska Johan Sverdrup, liksom utvärdering av den kommersiella bärigheten för ett flertal fyndigheter, särskilt Alta, Gohta och Luno II. Under 2015 kommer Lundin Petroleum att fortsätta ta steg mot kommersialisering av bolagets fyndigheter genom tre utvärderingsborrningar, varav två på Altafyndigheten på Loppahøyden och en på Edvard Grieg på Utsirahøyden. Bolaget fortsätter även under 2015 att sträva efter att växa organiskt i Norge genom sju prospekteringsborrningar som kommer att testa obekräftade prospekteringsresurser om över 500 MMboe, netto. Under 2014 var den genomsnittliga produktionen från de norska tillgångarna 17 600 boepd. Produktionen i Norge under 2015 kommer att öka markant tack vare Brynhildfältet (I.a. 90%) som togs i produktion i december 2014, Bøylafältet (I.a. 15%) som togs i produktion i januari 2015 och Edvard Griegfältet, från vilket produktion planeras att starta under det fjärde kvartalet 2015.

Nyckeltal Norge	2014	2013
Reserver (MMboe)	149	147
Betingade resurser (MMboe)	207	134
Genomsnittlig produktion per dag (Mboepd), netto	18	24
Omsättning, netto (MUSD)	619	946
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	94	106
Utvinningskostnader (USD/boe)	7	7
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	154	99

Karta över Utsirahøysområdet



Utsirahøysområdet

Lundin Petroleum har sedan 2007 öppnat upp Utsirahøysområdet i och med fyndigheterna Johan Sverdrup, Edvard Grieg och Luno II, som innebär mer än 2,5 miljarder fat nya resurser. Det var Lundin Petroleums innovativa tankesätt som var nyckeln till att finna de geologiska förutsättningarna i Utsirahøysområdet 2007, då Edvard Grieg upptäcktes. Vid påföljande borrningar runt Utsirahøysområdet upptäcktes Johan Sverdrup år 2010 och Luno II år 2013. Kunskapen om området har lett till att nya strukturer fortsätter att identifieras, såsom de fyra strukturer som ska borras under 2015 med en sammanlagd potential för obekräftade resurser som överstiger 450 MMboe, brutto. Under det första kvartalet 2015 resulterade borrningen av Zulu i en ny gasfyndighet. Två borrningar med sikte på strukturerne Fosen och Luno II North återstår att genomföras i detta område under 2015.

Fyndigheten Luno II, som med framgång upptäcktes under 2013, utvärderades ytterligare under 2014, vilket bekräftade fältets betingade resurser till 51 MMboe, brutto. Ytterligare strukturer har identifierats på samma geologiska trend som Luno II-fyndigheten. Under 2015 kommer en prospekteringsborrning, med sikte på Luno II Northstrukturen att genomföras. Det är helt klart att nya resurser som upptäcks i närheten av Edvard Grieg kan öka det totala värdet för området.

Johan Sverdrup

Lundin Petroleum upptäckte Johan Sverdrupfyndigheten 2010 och har sedan dess genomfört ett omfattande utvärderingsprogram med totalt 22 utvärderingsborrningar som slutfördes under 2014. Den första av de två utvärderingsborrningarna under 2014 påträffade en reservoar vars höga kvalitet är en av de bästa i Nordsjön någonsin. Produktionstestet (drill stem test, DST) för borrningen gav ett flödesresultat om 4 900 bopd, begränsat av borrhiggens utrustning. Den andra utvärderingsborrningen under 2014 genomfördes i PL265 i Geitungområdet i den nordvästra delen av fältet med ett resultat som var lägre än förväntat.

Den 13 februari 2015, efter slutförd förprojektering (front end engineering and design studies, FEED), lämnades utbyggnadsplanen för Fas 1 av Johan Sverdrups utbyggnad in till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen för Fas 1 innefattar installation av fyra fasta plattformar på ståljackets som länkas samman genom brygginstallationer. Fältcentret kommer att bestå av en processanläggningsplattform, en stigrörplattform, en borrarläggningsplattform och en boendeplattform. En för Johan Sverdrup särskilt avsedd 274 km lång oljepipeline till Mongstad och en 164 km lång gaspipeline till Kårstø till befintliga terminaler på den norska västkusten kommer att installeras. Utbyggnadsplanen för Fas 1 anger också alternativa utbyggnadskoncept för fältets följande utbyggnadsfaser, för vilka det kommer att krävas separata utbyggnadsplaner. Ett samordningsavtal (unitisation agreement) för licenserna PL501, PL501B, PL265 och PL502 förväntas bli klart i mitten av 2015. Fältets totala reserver uppskattas till cirka 2,35 miljarder fat boe, med en föreslagen nettoandel om cirka 520 MMboe för Lundin Petroleum, villkorat av samordningsavtalets färdigställande. Investeringen för Fas 1 uppskattas till 117 miljarder NOK och investeringen för hela fältet, inklusive Fas 1, uppskattas till mellan 170 och 220 miljarder NOK. Fältets exceptionellt goda reservoarkvalitet innebär att produktionen snabbt kan trappas upp till en plåtproduktion om mellan 315 000 och 380 000 boepd för Fas 1, med planerad produktionsstart under slutet av 2019, och en full plåtproduktion för hela fältet om mellan 550 000 och 650 000 boepd under Fas 2, med planerad produktionsstart 2022.

Flera stora kontrakt har redan tilldelats norska och internationella uppdragstagare. Under 2014 skrev Statoil under en avsiktsförklaring med Kværner om leverans av jacketar för stigrörs- och borrarläggningsplattformar och i januari 2015 tilldelades Kværner ett kontrakt för leverans av jacketen för stigrörsplattformen. Ett andra kontrakt tilldelades Aker Solutions för projektering och upphandling av processdäcken för stigrörs- och processanläggningsplattformarna för Fas 1, samt för anslutningsarbete och gångbroar mellan fältets alla plattformar.

Aibel har tilldelats ett kontrakt för konstruktionen av plattformsdäcket och ett kontrakt har ingåtts med Allseas för lyftanordningarna för tunga lyft som ska användas i installationen av tre av processdäcken för Fas 1 av Johan Sverdrups utbyggnad.

Edvard Grieg

Edvard Griegfältet (I.a. 50%) upptäcktes av Lundin Petroleum under 2007 och utbyggnadsplanen för fältet godkändes i juni 2012 av det norska Stortinget.

Edvard Griegfältet uppskattas innehålla reserver om 187 MMboe, brutto och produktion förväntas starta under det fjärde kvartalet 2015 med en toppproduktion om cirka 100 000 boepd, brutto. Investeringen för fältets utbyggnad uppskattas till cirka 26 miljarder NOK, brutto, vilket omfattar konstruktionen av en produktions- och processanläggningsplattform, pipelines för olja och gas och 15 borrar. Efter slutförd montering av ståljacketen vid Verdal-varvet på norska västkusten 2014, genomförde Kværner en lyckad installation av jacketen under sommaren samma år. Kværner slutförde monteringen av processdäcket för Edvard Grieg på Stord-varvet på norska västkusten under det första



Edvard Griegplattformen – byggd för minimal miljöpåverkan

Utbyggnaden av Edvard Grieg innefattar byggnation av en plattform för produktion och bearbetning av olja och gas. Detta är Lundin Petroleums första fristående utbyggnadsprojekt som operatör på den norska kontinentalsockeln. Plattformen kommer, som ett led i Lundin Petroleums beslutsamma satsningar inom hälsa, säkerhet och miljö, att konstrueras och byggas för att ha så minimal påverkan på miljön som möjligt.

Ett antal innovativa tekniska lösningar har valts utifrån deras potential att minska utsläpp i luft och hav, till exempel teknik med låga NO_x-utsläpp, värmeåtervinning, återvinning av facklad gas och gasinjicering. Att all elektricitet levereras via kabel från fastlandet är ett exempel på en åtgärd som kommer att kraftigt minska utsläppen från denna offshoreanläggning. Återföring av producerat vatten till reservoaren, efter att oljehalten i vattnet reducerats i ett redundant rengöringssystem, är ett annat exempel på hur utsläpp till havs kan minskas. Både bostadsutrymmen och helikopterdeck kommer dessutom att byggas helt i aluminium, ett material som har valts på grund av sin låga vikt, lätta underhåll och miljövänliga, återvinningsbara egenskaper.

Ett nytt radarsystem för detektion av oljeutsläpp (Oil Spill Detection, OSD) kommer också att installeras på plattformen. Radarsystemet kommer att kunna upptäcka också mycket små oljeutsläpp, liksom andra typer av ansamlingar till havs, och därmed ge tydlig och effektiv information som ger möjlighet till snabbt agerande. Det kommer också att vara det första operativa systemet som har kapacitet att upptäcka oljeutsläpp till havs under en mängd olika väderförutsättningar, från stiltje till grov sjö.



kvartalet 2015. Processdäcket beräknas installeras offshore under det andra kvartalet 2015 och förväntas tas i drift strax därefter. Under sommaren 2014 påbörjade jack-up-riggen Rowan Viking utbyggnadsborrningarna och riggen kommer att fortsätta med 2015 års borrprogram, med ett kort uppehåll för installation av processdäcket under det andra kvartalet 2015. Installationen av den 94 km långa gaspipelin till gassystemet Sage Beryl slutfördes under tredje kvartalet 2014. Under 2014 installerades dessutom Y-kopplingen till oljepipelinen Grane. Installationen av pipelinen för olja vid Edvard Grieg påbörjades under första kvartalet 2015. En utvärderingsborrning genomfördes i den sydöstra delen av Edvard Griegfältet under 2014 och ytterligare en utvärderingsborrning, med potential att öka resurserna med uppemot 50 MMboe, planeras i den sydöstra delen under 2015.

Ivar Aasen

Under 2014 samordnades Ivar Aasenfältet (I.a. 1,385%), som är beläget omedelbart norr om Edvard Griegfältet, mellan de tre licenserna PL001b/PL242, PL338BS (I.a. 50%) och PL457. PL338BS är en stratigrafisk avknoppning av PL338 (I.a. 50%) som tilldelats en samordnad licensandel om 2,77 procent i Ivar Aasens utbyggnad, vilket ger Lundin Petroleum en ägarandel i Ivar Aasen om 1,385 procent, netto. Den samordnade licensandelen är ej villkorad av några nya beslut.

Fältet uppskattas innehålla reserver om 188 MMboe, brutto, exklusive Hanz-ansamlingen norr om fältet. Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacket med processdäck bestående av bostadsutrymmen och borranläggningar, med olje-, gas- och vattenavskiljning för vidare transport till Edvard Griegplattformen där slutlig behandling och pipelineexport sker. Produktionsstart för Ivar Aasenfältet beräknas ske under fjärde kvartalet 2016.

Södra Barents havsområdet

Lundin Petroleum är en av de största arealinnehavarna i södra Barents hav, varav större delen ligger i det prospekteringsrika området Loppahöjden och på samma geologiska trend som Statoils Johan Castbergfyndighet i väst och Lundin Petroleums egna Gohta- och Altafyndigheter som ligger i södra delen av Loppahöjden. Lundin Petroleum var tidigt ute i södra Barents hav och började bygga upp ett arealinnehav så långt tillbaka som 2007. Sedan dess har bolaget gjort sju borrningar, som alla har påträffat kolväten, samt gjort två oljefyndigheter och två gasfyndigheter. Totalt har Lundin Petroleum varit operatör för, eller deltagit i, prospekteringsborrningar som funnit över 400 MMboe betingade resurser, med nettoresurser till Lundin Petroleum om mer än 150 MMboe.

Efter prospekteringsframgångarna i södra Barents hav under 2013, med upptäckten av Gohtafyndigheten i PL492 (I.a. 40%), gjorde Lundin Petroleum ännu fler landvinningar under 2014 med upptäckten av Altafyndigheten i PL609 (I.a. 40%), belägen endast 20 km nordost om Gohta. Altafyndigheten uppskattas innehålla betingade resurser om mellan 125 och 400 MMboe, brutto, varav största delen är olja. Tillsammans representerar bara Alta- och Gohtafyndigheterna en total ökning av resurserna om mellan 216 och 584 MMboe. Längre nordväst om Alta- och Gohtafyndigheterna ligger Johan Castbergfyndigheten, som upptäckts av Statoil, med uppskattade betingade resurser om 550 MMboe. Gohta, Alta och Johan Castberg kan tillsammans innehålla över 1 miljard boe och utgör därför en bra bas för att studera potentiella utbyggnads-koncept, och för att förbättra den ekonomiska bärigheten för hela området. Lundin Petroleum kommer under 2015 att genomföra två utvärderingsborrningar på Altafyndigheten, samt en prospekteringsborrning på Neidenstrukturen (200 MMboe) i PL609, som ligger på samma geologiska trend som Alta, cirka 50 km längre norrut och runt 20 km öster om Johan Castberg. Ytterligare strukturer har identifierats i området baserat på 3D-seismik.

Under 2014 slutförde Lundin Petroleum utvärderingen av Gohtafyndigheten med framgång och analyserar för närvarande ytterligare utvärderingsborrningar på denna 50 km² stora struktur.

Lundin Petroleum tilldelades fyra nya licenser i 2013 års APA licensrunda och ytterligare en licens i januari 2015, i 2014 års APA licensrunda. Lundin Petroleum planerar också att ansöka om licenser i den kommande 23:e licensrundan som för första gången erbjuder areal i sydöstra Barents hav.

Större Alvheimområdet

Alvheim

Produktionen från Alvheimfältet (I.a. 15%) under 2014 var 9 600 boepd, netto, vilket är en minskning med nio procent jämfört med 2013. Produktionen från fältet har generellt sett överträffat förväntningarna och 2014 års produktion är inget undantag med fortsatt mycket goda resultat under året. Utöver reservoars fortsatt mycket goda kapacitet stärktes produktionsresultatet av att två borrningar, efter utfört underhållsarbete, åter kunde sättas i produktion i april 2014. Alvheims partners har åtagit sig att genomföra ytterligare fem kompletterande borrningar under 2015 och 2016. Den första av dessa borrningar påbörjades under fjärde kvartalet 2014 och förväntas tas i produktion under andra kvartalet 2015. Ytterligare två borrningar planeras att genomföras senare under 2015 med produktionsstart i slutet av 2015 eller början av 2016. Två borrningar med Viper/Kobra-ansamlingarna som målsättning kommer att genomföras under 2016 med beräknad produktionsstart i slutet av 2016. Den fortsatt mycket goda reservoarkvaliteten från befintliga borrningar och de möjligheter till kompletterande borrningar som identifierats har lett till ytterligare en uppgradering av fältets reserver, med en ökning av de slutliga utvinningsbara reserverna från 306 MMboe, brutto i slutet av 2013 till 319 MMboe, brutto i slutet av 2014. När utbyggnadsplanen för Alvheim lämnades in uppskattades fältets slutliga utvinningsbara reserver till 184 MMboe. Fältets betingade resurser enligt bästa estimat uppgick i slutet av 2014 till 32,9 MMboe, brutto. Dessutom finns möjlighet till kompletterande borrningar och ytterligare framtida produktionsborrningar. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet under 2014 förblev låga, cirka 5 USD per fat.

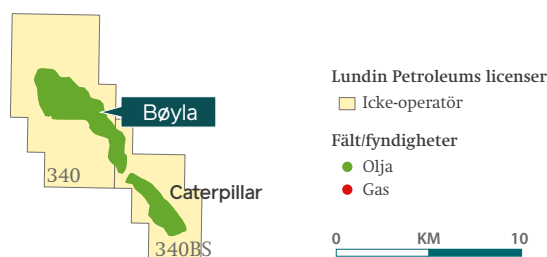
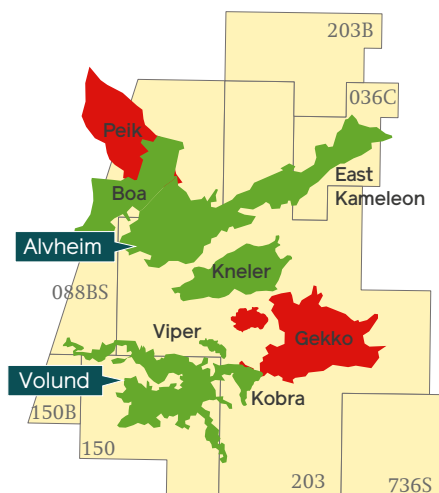
Volund

Den genomsnittliga produktionen från Volundfältet (I.a. 35%) under 2014 var 7 400 boepd, netto. Produktionen under 2014 påverkades av en högre än förväntad andel vatten i fältets producerade olja, vilket i sin tur ledde till lägre oljeproduktion på grund av försämrat vätskegenomflöde. Ytterligare en borrning på Volund togs i produktion tidigt under 2013. Sedan fältet togs i produktion 2010 har reservoarprestandan överträffat förväntningarna, vilket har lett till att de slutliga utvinningsbara reserverna ökat från 50 MMboe, brutto, när utbyggnadsplanen lämnades in, till 81 MMboe, brutto, vid slutet av 2014. Under 2015 kommer viss utrustning med långa leveranstider att beställas för ytterligare en kompletterande borrning som planeras genomföras efter 2016. De betingade resurserna från den kompletterande borrningen redovisades som reserver vid slutet av 2014. Utvinningskostnaderna för Volundfältet under 2014 förblev lägre än 4 USD per fat.

Bøyla

Produktion från Bøylafältet startade i januari 2015. Fältet har byggts ut som en 28 km lång återkoppling längs havsbotten till FPSO:n Alvheim med två produktionsborrningar och en

Större Alvheimområdet



vatteninjiceringsborrning, varav en produktionsborrning och en vatteninjiceringsborrning har slutförts och satts i produktion. Produktion från den andra produktionsborrningen kommer att påbörjas senare under 2015.

Bøylafältet innehåller reserver om 23 MMboe, brutto och uppskattas nå en toppproduktion om 20 000 boepd, brutto.

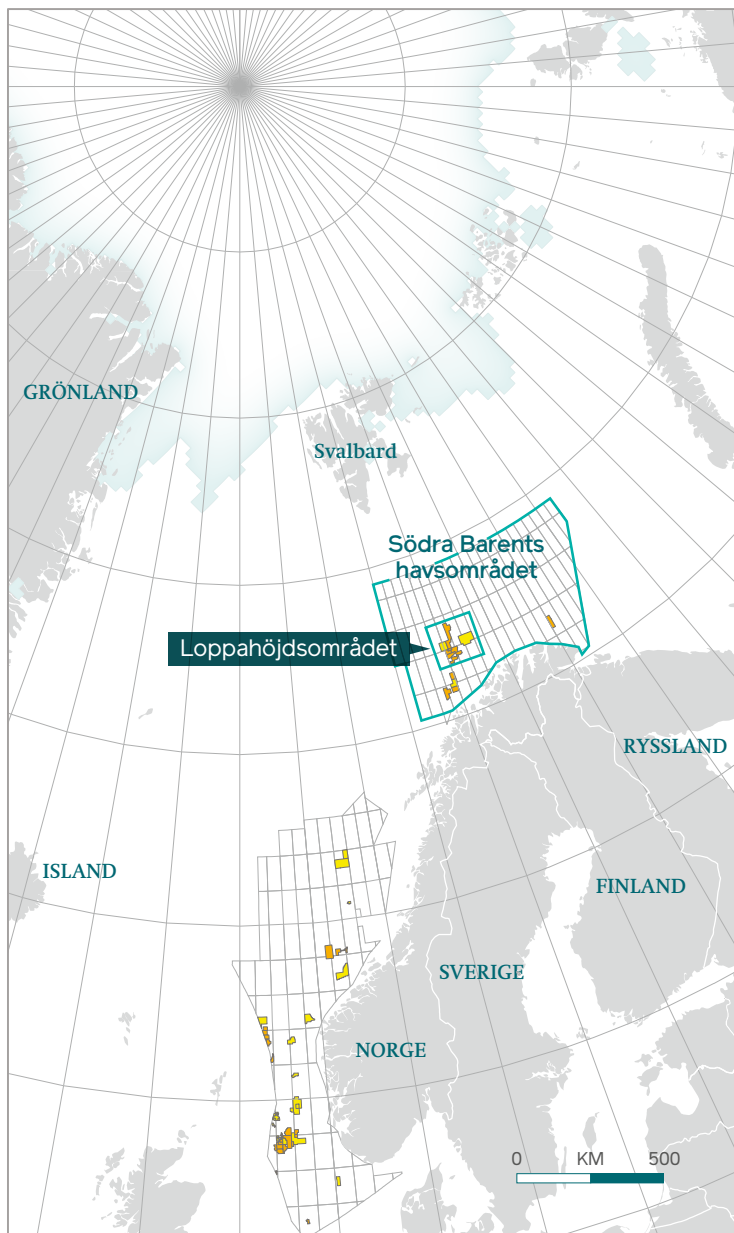
Övriga områden

Brynhild

Produktion från Brynhildfältet (I.a. 90%) startade i december 2014. Brynhildfältet, som byggts ut som en återkoppling på havsbotten till Piercefältet i Storbritannien, uppskattas innehålla reserver om 23,1 MMboe, brutto, och förväntas nå en platåproduktion om 12 000 boepd, brutto. Allt installationsarbete på havsbotten samt den första av fyra utbyggnadsborrningar slutfördes under 2013. Under 2014 slutfördes den andra utbyggnadsborrningen, modifiering av processdäcket samt arbete i syfte att förlänga livslängden för FPSO:n Haewene Brim. De tredje och fjärde utbyggnadsborrningarna förväntas slutföras under 2015. Investeringen för utbyggnaden av Brynhild uppskattas till cirka 8,3 miljarder NOK, brutto.

Loppahøyden

Alta- och Gohtafyndigheterna i södra Barents havsområdet



Lundin Petroleums licenser

■ Operatör ■ Icke-operatör

Verksamhet i södra Barents hav

Lundin Petroleums verksamhet i södra Barents hav, liksom all vår verksamhet, utgår från en gedigen grund byggd av goda resultat och ett kunskapsbaserat tillvägagångssätt. Verksamheten utförs i enlighet med stränga krav som skyddar våra medarbetares hälsa och säkerhet samt miljön.

Barents hav ligger utanför Norges norra kust. Tvärt emot 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 de potentiella upptäckta resurserna i norska Barents hav till 7,6 miljarder boe. Med knappt över 100 genomförda prospekteringsborrningar är Barents hav underprospekterat i jämförelse med Nordsjön och Norska havet.

Tidigare prospektering

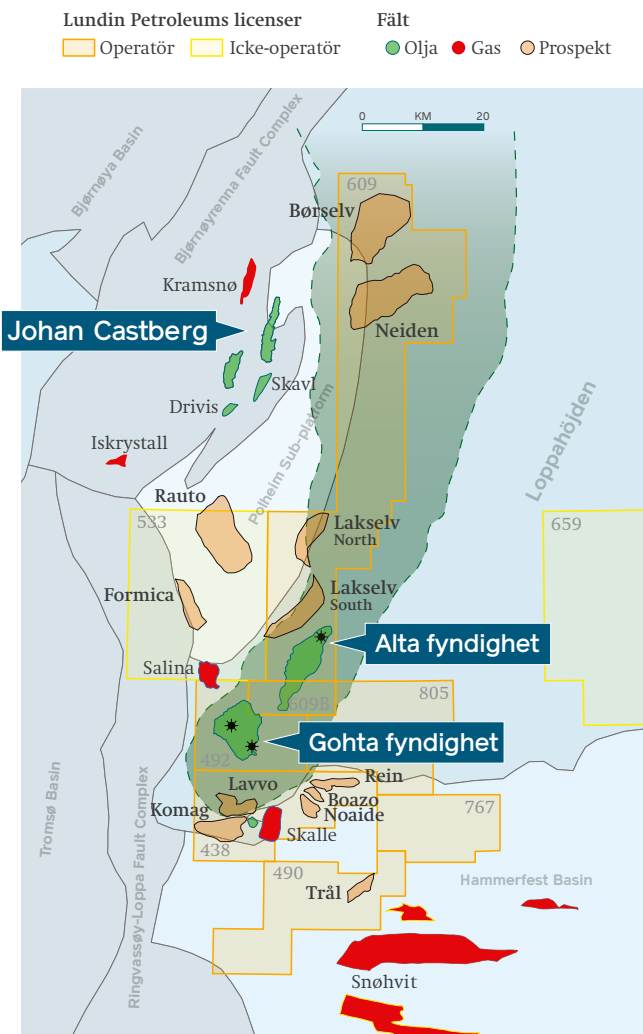
Den första prospekteringsvågen i Barents hav kom efter att norska oljedirektoratet genomfört en strategisk kartläggning av kolvätepotentialen på den norska sockeln. Denna kartläggning resulterade i att man under perioden 1979–1982 gradvis öppnade upp för prospektering i Norska havet och Barents hav. Båda områdena ansågs innehålla en mångfald av olika geologiska förutsättningar och petroleumssystem. 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 södra 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.

Nuvarande prospektering

Den fjärde prospekteringsvågen startade 2004 när södra Barents hav inkluderades i APA licensrundorna och nya branschaktörer etablerade sig i Norge. Resultatet är hittills några mycket lovande fyndigheter, som Johan Castberg, Wisting, Gohta och det nyligen upptäckta Altafältet. Dessa



genombrott har möjliggjorts tack vare en kombination av ny 3D-seismisk data och kreativt nytänkande hos geovetenskapliga experter för att öppna upp nya koncept för geologiska förutsättningar.

Lundin Petroleum har under många år varit aktivt i södra Barents hav med licensansökningar och tilldelningar ända sedan 2006 års APA licensrunda. Inom Lundin Petroleum anses södra 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 Utsirahöjden har Lundin Petroleum etablerat ett kärnområde kring södra delen av Loppahöjden. Koncentrationen till området kring Loppahöjden 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, Wisting, Gohta och Alta har bekräftat denna uppfattning och som ett resultat öppnas nu ett antal nya möjligheter upp. 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. Under 2013 borrade Lundin Petroleum Gohtafyndigheten i PL492 som redan under 2014 utvärderades genom ytterligare en borrhning. Fyndighets- och utvärderingsborringarna bekräftade förekomsten av olja och gas 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. Efter Lundin Petroleums Gohtafyndighet under 2013 gjordes ännu en betydande oljefyndighet år 2014 med Alta i PL609, som är belägen strax nordöst om Gohtafältet. Altafyndigheten påträffade en oljekolonn samt en gaskolonn om 46 respektive 11 meter, brutto och uppnådde ett flödestestresultat om 3 300 bopd. Dessa nyligen upptäckta fyndigheter har lett till en ny våg av intresse för prospektering i Barents havsområdet. Gohta- och Altafyndigheterna öppnar upp för nya möjliga geologiska förutsättningar på Loppahöjden med berggrund från sen permperiod som exponerats för vittringsprocesser för cirka 250 miljoner år sedan. Dessa förutsättningar finns sannolikt längs krönet på Loppahöjden och Lundin Petroleum kommer under 2015 att genomföra ännu en borrhning med Neidenstrukturen i PL609 som målsättning. Samma förutsättningar kan också finnas på andra platser i södra 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 tligt inneslutna kolväten och sandsten som utsatts för diagenes. Det är möjligt att denna typ av geologiska förutsättningar sträcker sig längs den västra randen av Loppahöjden och norrut in i Hoop Fault Complexområdet.

PL492 tilldelades Lundin Petroleum 2008. Den huvudsakliga strukturen i licensen var en stor fyrvägstillslutning från permperioden. En prospekteringsborring nedåt flanken genomfördes av Shell 1986. Borrhningen 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 prospekteringsborringen 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. Kartläggningen av Altastrukturen gjordes i samma geologiska förlängning som Gohtastrukturen. Borrhning av Altastrukturen genomfördes under 2014 och resulterade i en fyndighet som uppskattas innehålla utvinningsbara resurser om mellan 125 och 400 MMboe, varav 74 procent är olja. Flertalet strukturer har kartlagts längre norrut i PL609 i samma geologiska förlängning och den första utav dessa strukturer, Neiden, kommer att borraras under 2015. Två utvärderingsborringar kommer att genomföras på Altafyndigheten under 2015.

Efter en mångårig tvist kom norska och ryska myndigheter under 2010 överens om gränsdragningen mellan Norge och Ryssland. Den norska regeringen har tillkännagivit att arealen i sydöstra Barents hav kommer att göras tillgänglig för prospektering i den kommande 23:e licensrundan, med förväntade licenstilldelningar under 2015. Under 2014 samlade en grupp bolag, inklusive Lundin Petroleum, in avancerad 3D-seismisk data i området som är utlyst i den 23:e licensrundan.

Sydostasien

Lundin Petroleums första utbyggnadsprojekt, som operatör, i kärnområdet Sydostasien på väg att slutföras



Malaysia

	Malaysiska halvöområdet		Sabahområdet
Nyckeltal Malaysia	2014	2013	
Reserver (MMboe)	14	14	<ul style="list-style-type: none"> • SB303 (I.a. 75%) • 4 existerande gasfyndigheter i blocket – potentiell klusterutbyggnad
Betingade resurser (MMboe)	72	82	<ul style="list-style-type: none"> • PM307 (I.a. 75%) Bertamfältet • – Reserver om 14 MMboe, netto • – Utbyggnadsplan godkänd 2013 • – Slutförd installation av anläggningar, borrning pågår • – Förväntad produktionsstart Q2 2015 • PM307 (I.a. 75%) Tembakau gasfyndighet 2012, utvärderad 2014 • PM307 (I.a. 75%) 2 prospekteringsborrningar under 2015 på Rengas- och Mengkuangstrukturerna

Indonesien

	Indonesien prospektering och produktion	
Nyckeltal Indonesien	2014	2013
Reserver (MMboe)	1	2
Betingade resurser (MMboe)	2	3
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	1	2
Omsättning, netto (MUSD)	22	17
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	48	33
Utvinningkostnader (USD/boe)	11	9
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	33	24



Höjdpunkter

Lundin Petroleum tillämpar en organisk tillväxtstrategi i Sydostasien och har på senare år haft framgångar i Malaysia med 12 prospekterings- och utvärderingsbörningar som resulterat i flera gasfyndigheter och en kommersiell oljefyndighet. Lundin Petroleum innehar sju produktionsdelningskontrakt i Malaysia och sex i Indonesien. Under 2014 utvärderades gasfyndigheten Tembakau och dess kommersiella bärighet analyseras för närvarande. Oljefältet Bertam, offshore Malaysiska halvön, är under utbyggnad med planerad produktionsstart under andra kvartalet 2015.

Malaysia

Lundin Petroleum innehar licensarealer i två kärnområden offshore Malaysia, med fem produktionsdelningskontrakt offshore Malaysiska halvön och två i Sabahområdet offshore östra Malaysia. Bolaget har producerande oljefält och betingade gasresurser i båda dessa områden, samt oljereserver offshore Malaysiska halvön.

Malaysiska halvöområdet

Under 2014 har Lundin Petroleum i huvudsak avslutat utbyggnadsfasen av oljefältet Bertam i PM307 (I.a. 75%). Utvärderingen av Bertamfältet slutfördes med framgång 2012 och fältets utbyggnadsplan lämnades in och godkändes under 2013. Utbyggnaden av Bertamfältet består av en plattform och 14 utbyggnadsbörningar som producerar till en fast förankrad FPSO. Plattformen installerades med framgång under 2014. Utbyggnadsbörningar påbörjades i september 2014 och förväntas pågå till sent 2015. Uppgraderingar i syfte att förlänga livslängden på FPSO:n Bertam, som till 100 procent ägs av Lundin Petroleum, påbörjades sent 2013 på Keppelvarvet i Singapore. Renoveringsarbetet slutfördes med framgång tidigt 2015 och fartyget förankrades och anslöts till plattformen under första kvartalet 2015. Bertam planeras att tas i produktion under andra kvartalet 2015 med en plåtproduktion, brutto, om 15 000 boepd. Fältet uppskattas innehålla bruttoreserver om 18,4 MMboe.

Under 2014 utvärderade Lundin Petroleum gasfyndigheten Tembakau i PM307 (I.a. 75%). Produktionstest av två intervall visade på ett kombinerat flöde om 31,7 miljoner kubikfot gas per dag (MMcfd). Fyndigheten uppskattas innehålla betingade resurser, brutto, om 231 miljarder kubikfot gas (bcf). Den kommersiella bärigheten för Tembakaufyndigheten kommer att kräva högre gaspriser än de som för tillfället råder offshore Malaysiska halvön, på grund av gasprisets beroende av oljepriset.

Lundin Petroleum förvärvade under 2014 licensandelar om 50% i block PM328 och har påtagit sig operatörskap för projektet. Block PM328 är beläget nordost om PM307 och sträcker sig över 5 600 km². Nuvarande produktionsdelningskontrakt löper på tre år och Lundin Petroleum har förbundit sig att samla in 600 km² 3D-seismik under de första 18 månaderna.

Två prospekteringsbörningar planeras i PM307 under 2015, med sikte på oljestrukturerna Rengas och Mengkuang.

Sabahområdet

Lundin Petroleum har upptäckt tre gasfyndigheter i block SB303 (I.a. 75%) offshore Sabah: Tarap, Cempulut och Berangan, vars kommersiella bärighet kommer att kräva högre gaspriser. Tillsammans uppskattas dessa fyndigheter innehålla betingade resurser, brutto, om 347 bcf, brutto

Under 2014 genomförde Lundin Petroleum en prospekteringsbörning av Kitabustrukturen i block SB307/SB308 (I.a. 42,5%) offshore Sabah. Borrningen, som gjordes fyra km norr om det producerande oljefältet South Furious 30, påträffade inga kolväten. Utifrån 3D-seismik har Lundin Petroleum kartlagt ytterligare ett antal strukturer i SB307/SB308 och analyserar för närvarande materialet för att välja ut de mest lovande prospekteringsmöjligheterna samt identifiera borrhåbara strukturer.

Indonesien

Lundin Petroleum innehar sex produktionsdelningskontrakt, och undersöker tillsammans med andra intressenter ett specifikt område, i Indonesien. Totalt innehar Lundin Petroleum en bruttoareal om cirka 23 000 km² i Indonesien samt en licensandel utan operatörskap i ett producerande gasfält, onshore Sumatra.

Lematang (södra Sumatra)

Lundin Petroleum har en licensandel om 25,88 procent, utan operatörskap, i det producerande gasfältet Singa, onshore Sumatra. Fältet producerade under 2014 under förväntan beroende på vissa problem med anläggningen samt ett produktionsstopp som gjordes för att kunna styra om gaspipelinan, i syfte att öka gasexporten. I januari 2014 ingicks ett nytt gasförsäljningsavtal som innebar en ökning av gasförsäljningspriset till 7,97 USD per miljoner British Thermal Units (MMbtu). Gaspriset ökar med tre procent per år. Singafältet har gasreserver, netto, om 1,4 MMboe baserat på ett produktionsdelningskontrakt som löper ut 2017. Den uppskattade produktionen efter 2017 har klassificerats som betingade resurser och uppskattats till 2,1 MMboe, netto.

Natunahavsområdet

Lundin Petroleum innehar fyra produktionsdelningskontrakt i Natunahavsområdet, med en 90-procentig licensandel i Cakalang-, Baronang- och Guritakontrakten och en 60-procentig licensandel samt operatörskap i South Sokangkontraktet. Lundin Petroleum genomförde under 2014 tre prospekterings-borrningar i Natunahavet. Två borrningar gjordes av Balqis- och Bonistrukturerna i Baronang, och en borrning gjordes av Gobistrukturen i Gurita. Ingen av borrningarna påträffade några kolväten och pluggades därför igen och övergavs som torra. Produktionsdelningskontrakten för Baronang och Cakalang håller på att återlämnas.

Utvecklingsområdet Papua

Lundin Petroleum innehar ett produktionsdelningskontrakt för blocket Cendrawasih VII (I.a. 100%) offshore Papua. Under 2014 ingicks ett gemensamt studieavtal för det angränsande blocket Cendrawasih VIII (I.a. 100%). Lundin Petroleum genomför för närvarande tekniska studier av dessa två block och ytterligare insamling av seismisk data planeras under 2015.



Goda HSE-resultat under reoveringen av FPSO:n Bertam

För att framgångsrikt kunna implementera stora projekt, som Bertam i Malaysia, krävdes under 2014 kraftfull HSE-ledning. Under de 17 månader då mellan 100 och 1200 personer dagligen arbetade med reoveringen av FPSO:n Bertam vid Keppelvarvet i Singapore inrapporterades endast en incident men inga incidenter med förlorad arbetstid som följd inträffade. Detta exceptionella resultat berodde på ett starkt HSE-ledarskap, inklusive rekrytering av ny personal för att stärka befintliga HSE-team, val av uppdragstagare med goda HSE-referenser och uppföljning på plats av en för HSE-frågor särskilt ansvarig person under hela arbetets gång.

Det utmärkta resultatet visar också på vikten av att tydligt kommunicera företagets åtagande och förväntningar gällande HSE till samtliga uppdragstagare, liksom värdet av en ständigt pågående, nära och konstruktiv uppföljning av arbetet.

Produktionsstart i Malaysia

Lundin Petroleums fast-track utbyggnad av Bertamfältet i Malaysia slutfördes inom plan och budget



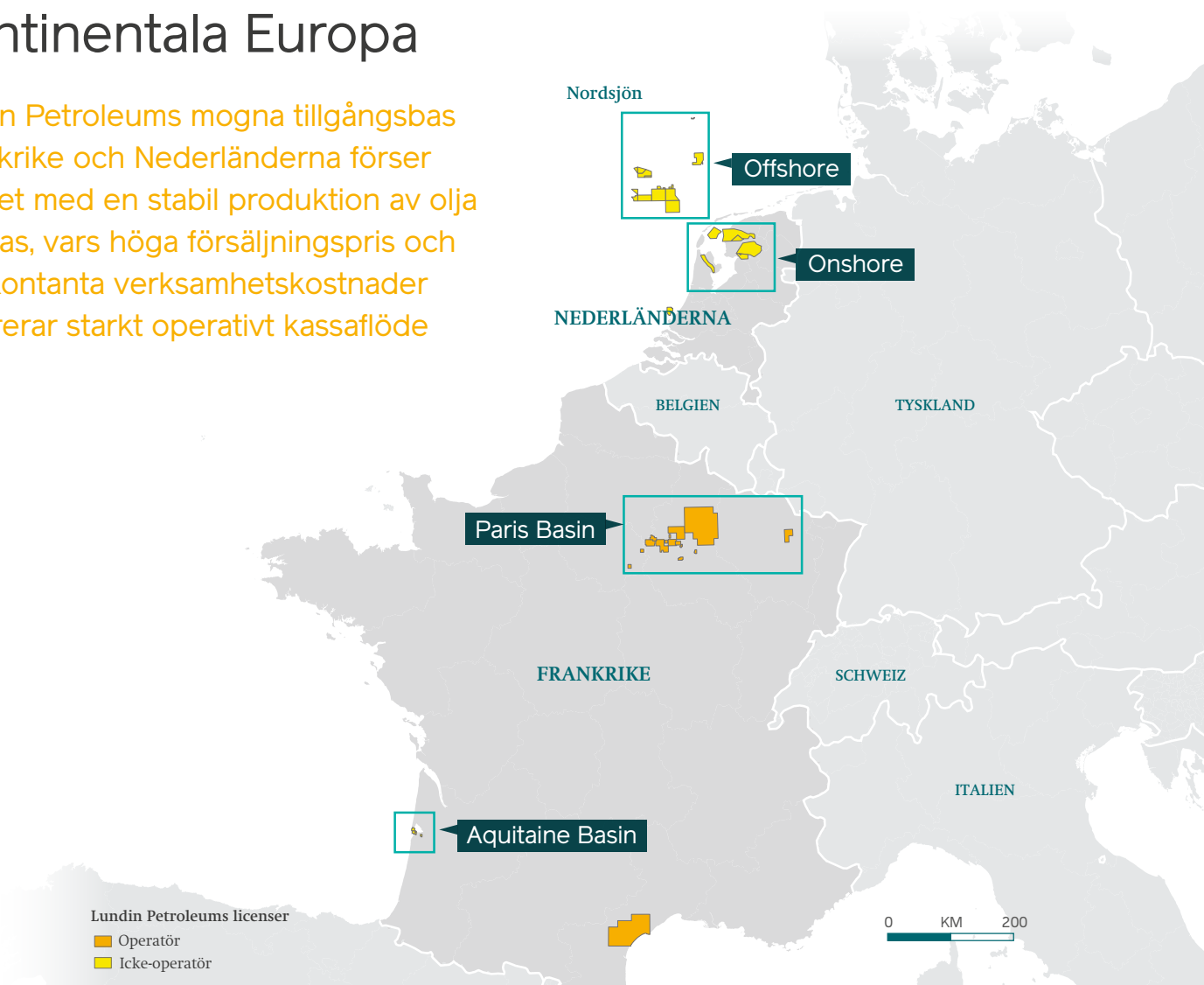
Fast-track utbyggnad

I maj 2011 farmade Lundin Petroleum in i PM307 som operatör. På bara några veckor samlades omfattande 3D-seismik in för ett 2 100 km² stort område och inom sex månader från infarmningen var Bertamfältet med framgång utvärderat. I början av 2012 konstaterades fältet vara kommersiellt utvinningsbart och vid årets slut hade studier för val av utbyggnadskoncept slutförts. Genom att placera och använda FPSO:n Ikdam (namnändrad till FPSO:n Bertam) som värदानläggning blev det möjligt att snabba upp tidsplanen. Utbyggnadsplanen godkändes under tredje kvartalet 2013, varefter arbete med plattformen liksom uppgraderings- och livstidsförlängningsarbete för FPSO:n kunde påbörjas under fjärde kvartalet samma år. Med projektavslut mindre än 18 månader efter godkänd utbyggnadsplan statuerar Bertamprojektet exempel för snabbt projektgenomförande. Inget av detta hade varit möjligt utan Petronas och vår partner Petronas Carigalis stöd och vägledning, samt det effektiva sätt på vilket våra största uppdragstagare TH Heavy Engineering (THHE) och Keppel Shipyard genomfört projektet.



Kontinentala Europa

Lundin Petroleums mogna tillgångsbas i Frankrike och Nederländerna förser bolaget med en stabil produktion av olja och gas, vars höga försäljningspris och låga kontanta verksamhetskostnader genererar starkt operativt kassaflöde



Frankrike och Nederländerna

Lundin Petroleum fortsätter att förlänga livslängden på bolagets mogna tillgångsbas i Frankrike och Nederländerna som förser bolaget med en stabil produktion av olja och gas.

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 33 MMboe och ackumulerad nettoproduktion från förvärvsdatum till slutet av 2014 uppgick till 25,6 MMboe. Resterande nettoreserver vid

slutet av 2014 var 23,6 MMboe, vilket visar att en betydande del av den producerade volymen ersatts med ytterligare reserver genom att proaktivt genomföra kompletterande borrhningar och ta fram en strategi för förvaltning av reservoarer. De franska tillgångarna innehåller också betingade resurser om 13,1 MMboe netto till Lundin Petroleum. Under 2014 slutfördes återutbyggnaden av Grandville (i.a. 100%) i Paris Basin med intensifierad produktion från de nya borrhningarna som förväntat. Sent under 2014 påbörjade Lundin Petroleum återutbyggnaden av Vert la Gravellefältet, som också är beläget i Paris Basin.

Gasproduktionen i Nederländerna under 2014 var stabil och i enlighet med förväntningarna. Under 2015 planeras tre utbyggnadsborrhningar och två prospekteringsborrhningar.



Frankrike

Paris Basin

Nyckeltal Frankrike	2014	2013
Reserver (MMboe)	21	23
Betingade resurser (MMboe)	13	13
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	3	3
Omsättning, netto (MUSD)	98	112
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	94	107
Utvinningkostnader (USD/boe)	26	28
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	51	55

- God produktion från Grandvilles återbyggnad komparerade för naturlig minskning
- Återbyggnad av Vert La Gravelle påbörjades under 2014

Nederländerna

Offshore/Onshore

Nyckeltal Nederländerna	2014	2013
Reserver (MMboe)	3	3
Genomsnittlig nettoproduktion per dag (Mboepd)	2	2
Omsättning, netto (MUSD)	37	50
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	51	64
Utvinningkostnader (USD/boe)	20	16
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	26	18

- Prospekteringsborrning Langezwaag-2 i Gorredijklicensen (I.a. 7,75%) slutfördes med framgång under 2014 och produktion startade i början av 2015
- Utbyggnadsborrning K5-A5 slutfördes med framgång (I.a. 2,03%)
- 3 utbyggnadsborrningar planeras under 2015
- 2 prospekteringsborrningar planeras under 2015

Riskhantering på alla nivåer i verksamheten



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 och kontrollmekanismer. Bolaget säkerställer därmed att alla risker identifieras, till fullo förstås, kontrolleras och kommuniceras med god framförhållning.

Lundin Petroleums styrelse har det övergripande ansvaret för att etablera ett effektivt system för internkontroll. Revisionskommittén bistår styrelsen med översyn och ansvar avseende ledningssystem, implementering, förfarande och övervakar även effektiviteten i den finansiella rapporteringen, internkontrollen och rapporteringen av finansiella risker. 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.

Samtliga anställda i koncernen har ett ansvar för att följa policies och procedurer inom deras områden för kontroll och riskhantering och denna skyldighet upprätthålls genom strukturer, myndigheter och ansvarsområden.

Förmågan att hantera, minska eller överföra 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 bolagsledningen kvartalsvis också bolagets samtliga affärsrisker – inklusive risker knutna till genomförandet av projekt, liksom operativa och finansiella risker samt risker vad gäller HSE – 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 Petroleum affärsmodell definierar på ett tydligt sätt bolagets vision och strategi. Lundin Petroleum strävar efter att skapa aktieägarvärde i alla stadier av verksamhetscykeln: genom att proaktivt investera i prospektering, organiskt utöka reservbasen, frigöra värden i den befintliga tillgångsbasen och förvärva eller avyttra reserver och genom en opportunistisk affärsmodell. 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 förstästs 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 och risker. Kommunikationsplaner och intressentdialog är utformade för att upprätthålla goda och effektiva relationer. (Se även Hållbar utveckling på sidorna 44 – 53).</p> <p>Bolaget strävar efter att prospektera och producera olja och gas på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter, inklusive aktieägare, anställda, samarbetspartners, myndigheter i värd- och hemländer och lokala samhällen.</p>
Finansiell risk¹	
<p>Upptäckning av kostnader och bristande tillsyn av investeringar Lämpliga policier 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 Petroleum policy att begränsa sina kunder 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>

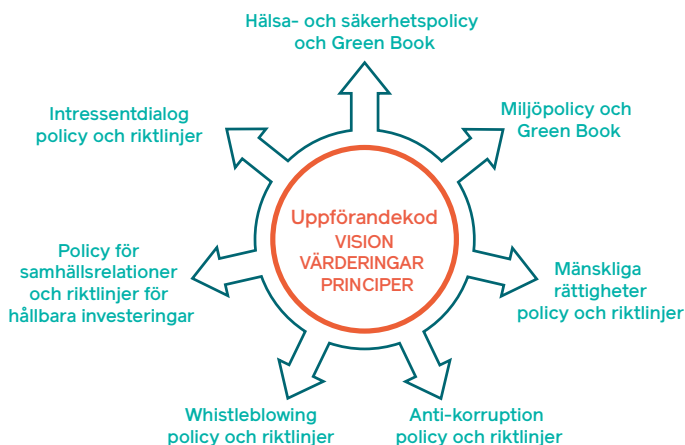
¹ För mer detaljerad information om finansiella risker se även not 12 i noterna till de finansiella rapporterna, sidorna 111 – 113. Mer information om internkontroll återfinns i Bolagsstyrningsrapporten, sidorna 72 – 73.

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
<p>Operativ risk</p> <p>För att säkerställa att aktieägarvärdet maximeras är det viktigt att utbyggnadsprojekt eller prospekteringsborrningar uppnår uppsatta mål inom budget och tidsplan. Avvikelse kan förekomma till följd av felaktiga prognoser, förseningar orsakade av väder eller andra externa faktorer.</p>	<p>Samtliga utbyggnadsprojekt måste gå igenom Lundin Petroleum värdeprocess, i vilken det ställs krav på att alla väsentliga 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, miljö (HSE) och klimatpåverkan</p> <p>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 frågor rörande HSE och klimatpåverkan i hela koncernen. Kunskap och kompetens för att möta nya utmaningar utvecklas internt för att säkerställa att proaktiv riskhantering, HSE-politici och ledningssystem för HSE och samhällsansvar som uppfyller lagstadgade krav är integrerade delar av verksamheten. (Se även Hållbar utveckling på sidorna 44 – 53.)</p>
<p>Allvarlig incident i verksamheten</p> <p>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 försäkringsskydd.</p>
<p>Ökade produktionskostnader</p> <p>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</p> <p>Prospektering och utbyggnad av olja och gas är beroende av tillgången på borrnings- 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 robusta. Risken minskas genom regelbundna kontakter med uppdragstagare och leverantörer samt att utrustningsbehovet beaktas redan i licensansökningsprocessen.</p>
<p>Uppskattningar av reserver och resurser</p> <p>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 18 – 23.)</p>
<p>Oförmåga att ersätta och utöka reserver</p> <p>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 borrhål, i kombination med en väldefinierad strategi för att rekrytera och behålla kompetent personal minskar risken. (Se även Reserver, resurser och produktion på sidorna 18 – 23.)</p>
<p>Ineffektiva system för att förhindra bedrägeri, mutor och korruption</p> <p>Korruption kan förekomma i alla verksamhetsländer. Incidenter som innebär bristande efterlevnad av lagar mot bedrägeri, mutor och korruption skulle kunna skada Lundin Petroleum, dess anseende och aktieägarvärde.</p>	<p>Risken minskas av en konsekvent tillämpning av Lundin Petroleum uppförandekod, tillsammans med policies och rutiner för anti-korruption och bedrägeribekämpning, som tydligt definierar befogenhetsgränser, samt av det interna kontrollsystemet. Lundin Petroleum är medlem av FN:s Global Compact för att ytterligare befästa bolagets åtagande att tillämpa etiska affärsmetoder (Se även Hållbar utveckling på sidorna 44 – 53.)</p>

Beskrivning av risk	Åtgärd – Riskhantering
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 investeringsnivån från partners, finansiella investerare och osäkerhet på marknaden.</p>	<p>Lundin Petroleums policy är att ha ett flexibelt förhållningssätt till oljeprissäkring, baserat på en bedömning av säkringskontraktens fördelar under särskilda omständigheter.</p>
<p>Valutakursförändringar Råoljepriser fastställs i regel i US dollar, medan kostnader kan uppstå i en mängd olika valutor. Valutakursförändringar kan därför leda till valutaexponering.</p>	<p>Lundin Petroleums policy beträffande valutakurssäkringar är att, i fall valutaexponering skulle uppstå, överväga att för kända kostnader i icke-US dollarvalutor i förväg lägga fast valutakursen gentemot US dollar så att framtida kostnadsnivåer kan förutsägas i US dollar med rimlig säkerhet. De funktionella valutorna i Lundin Petroleums dotterbolag ses över årligen.</p>
<p>Ränterisk Osäkerhet vad gäller framtida räntenivåer kan ha påverkan på bolagets resultat. Koncernens ränterisk är hänförlig till den långfristiga upplåningen.</p>	<p>Lundin Petroleum bedömer fortlöpande fördelarna med räntesäkring av upplåningen.</p>

Agerar ansvarsfullt

Ansvarsfullt agerande är centralt i vår verksamhet och skapar värde för alla våra intressenter



Ansvarsfullt agerande

På Lundin Petroleum är vi fast beslutna att säkerställa att vår verksamhet världen över bedrivs på ett ansvarsfullt sätt som är till socialt, miljömässigt och ekonomiskt gagn för alla våra intressenter.

Våra medarbetares säkerhet, liksom skydd av miljön, är grundläggande för alla Lundin Petroleums strategiska ställningstaganden och operativa aktiviteter. Vårt åtagande att agera ansvarsfullt är stadfäst i Lundin Petroleums uppförandekod och i särskilt framtagna policies, riktlinjer och ledningssystem. Dessa dokument definierar de krav som ställs på alla verksamhetsländer att integrera bolagets principer, system och rutiner för samhällsansvar (Corporate Responsibility, CR) i all verksamhet i syfte att främja hälsa och säkerhet för alla intressenter, samt skydda miljön. Alla på Lundin Petroleum förväntas bidra till att ständigt förbättra det sätt som verksamheten bedrivs på.

Som ett led i vårt kontinuerliga förbättringsarbete införde Lundin Petroleum 2013 en särskild översyns rutin för bolagets ledningssystem för CR, i syfte att säkerställa efterlevnaden av bolagets uppförandekod liksom av våra riktlinjer och rutiner för anti-korruption, mänskliga rättigheter, arbetsvillkor, miljö och intressentdialog.

Under 2014 genomfördes sådan översyn av ledningssystemet för CR i Frankrike, Indonesien, Malaysia och Norge. Dessa processinriktade översyner kommer att genomföras årligen med dotterbolags- och avdelningschefer. Översynerna har blivit ett värdefullt verktyg för att bedöma hur pass väl CR-principer integrerats i koncernens verksamheter. De skapar också möjligheter att diskutera samhällsansvarsfrågor på olika nivåer i organisationen och att reflektera över relevanta frågeställningar givet bolagets olika operativa sammanhang och kontraktbunda åtaganden, liksom möjligheter till utbyte av best practice inom hela koncernen.

Resultat 2014

- **Hälsa, säkerhet och miljö (HSE):**
Uppnådde bästa nyckeltal (KPI) någonsin
- **Carbon Disclosure Project (CDP):**
Högst rankad bland nordiska olje- och gasbolag
- **Bevarande av biologisk mångfald:**
Antog uttalande om biologisk mångfald, som bekräftar bolagets åtagande att skydda miljön
- **Ledning och uppföljning av uppdragstagare:**
Inga incidenter med förlorad arbetstid som följd inträffade under renoveringen av FPSO:n Bertam, tack vare stark HSE-kultur och uppföljning på plats
- **Intressentdialog:**
Samråd med bolagets intressenter avseende södra Barents hav

Mål för 2015

- **HSE-resultat:**
Vidmakthålla goda resultat och förstärka positiva trender
- **Corporate Responsibility:**
Införa nya implementerings- och utbildningsverktyg
- **Ledning och uppföljning av uppdragstagare:**
Aktivt samverka med uppdragstagare i syfte att förbättra deras prestationsförmåga
- **Intressentdialog:**
Förbättra bolagets kommunikation i samhällsansvarsfrågor
- **Hållbarhetsrapportering:**
Introducera Global Reporting Initiative G4



Hållbara investeringar genom partnerskap med Lundin Foundation

Lundin Foundation är en internationellt erkänd organisation inom filantropiska investeringar som stöder marknadsekonomiska lösningar för hållbar och inkluderande tillväxt. Lundin Foundation stöds för närvarande av ett antal börsnoterade råvarubolag som har förbundit sig till samhällsansvar på högsta nivå.

Lundin Foundation tillhandahåller riskkapital, teknisk assistans och strategiska bidrag till framstående samhällseliga företag och organisationer över hela världen, i syfte att bidra till varaktiga förbättringar inom social och ekonomisk utveckling.

Under 2013 ingick Lundin Petroleum ett samförståndsavtal (Memorandum of Understanding) med Lundin Foundation om att till stiftelsen donera 0,1 procent av bolagets rörelseintäkter från föregående år. Bolaget har hittills bidragit med över 2,7 miljoner USD. Minst 70 procent av dessa medel kommer att gå till stöd för projekt i specifika områden där Lundin Petroleum har prospekterings-, utbyggnads- eller produktionstillgångar.



Mer information om
Lundin Foundation finns
på www.lundinfoundation.org

Partnerskapet har under de första två åren fokuserat på Sydostasien och tre tematiska områden med tydligt definierade behov; hållbart fiske, tillgång till energi och bevarande av biologisk mångfald.



Satsar på våra medarbetare

Våra medarbetare är Lundin Petroleums främsta resurs för att skapa nya möjligheter

En attraktiv arbetsplats

Lundin Petroleum värdesätter mångfald och rekryterar medarbetare med olika bakgrund och ett brett spektrum av erfarenheter. Vid slutet av 2014 hade Lundin Petroleum totalt 593 medarbetare direkt anställda inom koncernen, spridda över sju länder, tillsammans med ytterligare 235 uppdragstagare. Flest medarbetare fanns i Norge med 320 anställda, följt av Malaysia med 98 anställda. Personalstyrkan ökade med 32 procent jämfört med 2013, beroende på ökad aktivitet inom framförallt våra tillväxtprojekt i Norge och Malaysia.

Lundin Petroleum anlitar ett stort antal uppdragstagare längs hela spannet av sin verksamhet, från prospektering och utbyggnad till produktion. Lundin Petroleum tar sitt ansvar gentemot uppdragstagare på stort allvar och tillämpar samma höga yrkesetiska standarder som för sina egna anställda. Detta återspeglas i att Lundin Petroleum samlar in och följer upp nyckeltal för HSE-resultat (KPI-indikatorer) inte bara för sina anställda utan också för de uppdragstagare som bolaget har operativ kontroll över.

Lundin Petroleum har under de senaste tretton åren framgångsrikt lyckats attrahera och behålla de främsta förmågorna i branschen. Detta tack vare vårt goda rykte som en arbetsgivare vars anställda världen över får stort ansvar och ges goda möjligheter att utvecklas. Lundin Petroleum är känt för sin öppna och inkluderande attityd gentemot sina medarbetare och för att ha korta och direkta kommunikationsvägar samt snabba beslutsprocesser så att nya kreativa idéer och förslag snabbt kan förverkligas, vilket skapar värde för våra intressenter. Genom att främja en innovativ och högpresterande företagskultur som uppmuntrar och belönar kreativitet har Lundin Petroleum lyckats befästa sin position som en av de mest attraktiva arbetsgivarna i branschen.

Allteftersom verksamheten fortsätter att växa är vi på Lundin Petroleum övertygade om att det är denna dynamiska arbetsmiljö som gör det möjligt för bolaget att fortsätta attrahera och behålla medarbetare i världsklass, nu och i framtiden. För att vidmakthålla och utveckla denna miljö investerar Lundin Petroleum fortlöpande i sina medarbetare genom utbildning och kompetensutveckling samt genom att erbjuda möjligheter att verka inom hela spannet av professionella discipliner. Detta säkerställer att bolagets medarbetare har de färdigheter, kunskaper och den motivation som krävs för att lyckas väl i sitt arbete. Lundin Petroleums starka engagemang för att satsa på sina medarbetare syns tydligt i de goda resultat bolaget har levererat, samt framgår av den höga motivationen hos dess medarbetare och den låga personalomsättningen på bolagets arbetsplatser runtom i världen.

Lundin Petroleum rankad som en av de mest attraktiva arbetsgivarna i Norge

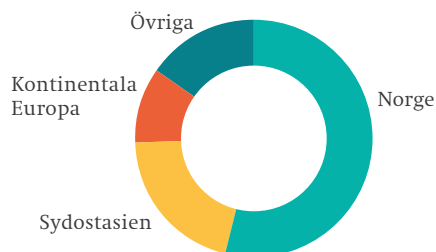
Under 2014 rankades Lundin Norway som en av landets tio mest attraktiva arbetsgivare för ingenjörer, enligt en enkät som frågat över 8 000 personer vilket företag de helst skulle arbeta för.

Lundin Norways ställning som attraktiv arbetsgivare har även bekräftats i rekryteringsprocesser, tidigt under 2014 mottogs till exempel totalt 2 500 ansökningar för 12 utlysta tjänster.

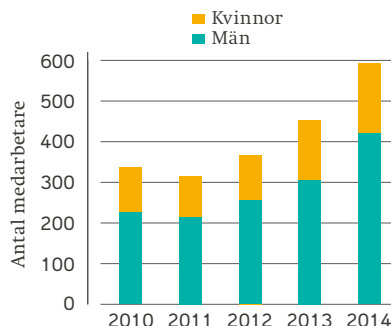
“Det gläder oss att många utanför företaget har uppmärksammat alla de spännande projekt vi har på gång just nu. Det är roligt att se att ett företag i vår storlek kan konkurrera i en liga där de flesta av våra konkurrenter är betydligt större.”

Jørn Kokvold
Personalchef i Norge

Antal anställda per land 2014



Fördelning kvinnor/män



Främja mångfald

Lundin Petroleum sätter högt värde på mångfald och strävar efter att erbjuda en inkluderande arbetsmiljö i alla sina verksamhetsländer. Bolaget rekryterar kvalificerade individer oavsett kön, ras, etnicitet, religion eller funktionshinder.

Lundin Petroleum strävar alltid efter att anställa lokalt, för att dels kunna dra nytta av lokal kunskap och erfarenhet och dels kunna bidra till kapacitetsuppbyggnaden i värdlandet. Under 2014 var andelen lokalt anställda i de länder där Lundin Petroleum har verksamhet 86 procent.

Lundin Petroleum belönar sina medarbetare i förhållande till prestation och resultat utifrån individuellt uppsatta mål. Detta för att uppmuntra starkt engagemang och extraordinära prestationer, och därigenom främja värdeskapande i alla delar av koncernen.

Investera för framtiden

Lundin Petroleum investerar i sin framtida personalstyrka genom att utveckla och ta vara på talanger.

Samtidigt som vi satsar på våra nuvarande medarbetare arbetar Lundin Petroleum också aktivt för att säkra tillgång till morgondagens mest talangfulla individer. I samtliga verksamhetsländer erbjuds traineeplatser inom petroleumteknik, geologi och Corporate Responsibility.

I Indonesien har Lundin Petroleum ett fortsatt långvarigt partnerskap med Bandung Institute of Technology. Under 2014 delades tre stipendier ut till studenter från olika akademiska fakulteter: geologi, petroleumteknik och miljövetenskap.

Främjar friskvård och socialt engagemang

På Lundin Petroleum satsar vi på våra medarbetare och prioriterar deras välbefinnande högt. För en fortsatt givande arbetsmiljö strävar vi efter att skapa balans mellan arbete och fritid samt en hälsosam livsstil för våra medarbetare.

Under 2014 erbjöd Lundin Petroleum sina medarbetare flera olika sportaktiviteter och program, med varierande innehåll inom de olika verksamhetsländerna.

Lundin Petroleum sponsrade Nathalie Pingret, Operations Assistant på Lundin France, i hennes deltagande i loppet Mont Blanc Ultra Trail. Nathalie lyckades springa 168 km på 45 timmar. Intäkterna från loppet gick till att stödja A Chacun son Everest, som är en välgörenhetsorganisation för att samla in pengar till barn med cancer och leukemi.

Verkar för HSE excellens

Säker och ansvarsfull verksamhet

Lundin Petroleum är, som alla olje- och gasbolag, exponerat för säkerhetsrisker. Olyckor kan potentiellt inträffa var och när som helst och det är Lundin Petroleums ansvar att identifiera och minska alla sådana tänkbara risker och se till att anställda och uppdragstagare har en säker arbetsmiljö. Bolaget har därför infört specifika policier, processer, handlingsplaner och arbetsplatsrutiner för att säkerställa att detta ansvar efterlevs och att risker minimeras.

Förebyggande åtgärder

Syftet med Lundin Petroleums ledningssystem för HSE (Green Book) är att förebygga olyckor och incidenter som kan påverka människor, miljön eller bolagets 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. Genom att utföra undersökningar direkt efter en inträffad incident kan vi både fastställa bakomliggande orsaker och vidta korrigerande åtgärder för att förhindra sådana incidenter från att hända igen. Utbyte av erfarenheter, lärdomar och best practice inom koncernen är också viktiga verktyg för HSE och sker fortlöpande informellt, liksom också formellt genom kvartalsvisa möten för koncernens HSE-nätverk och vid ledningsbesök på fältet.

Stark säkerhetskultur

Policies utgör ett bra ramverk, men de är inte tillräckliga för att garantera en säker verksamhet. En stark säkerhetskultur skapas när medarbetare känner sig engagerade och delaktiga i att skapa en säker verksamhet, med tillräckliga befogenheter för att kunna ta personligt ansvar och utföra sitt arbete på ett säkert sätt. Det är också nödvändigt att konstant vara vaksam och att identifiera och öppet rapportera risker. Lundin Petroleum har stort förtroende för sina medarbetares goda omdöme. Utöver policier, rutiner och personlig skyddsutrustning ser bolaget till att medarbetare har tillgång till de resurser, utbildningar, råd och vägledning som krävs för att de ska kunna utföra sina arbeten på säkrast möjliga sätt. Eftersom säkerhet är ett delat ansvar, förväntar sig bolaget samma starka engagemang också från uppdragstagare, leverantörer och partners. Detta för att säkerställa högsta säkerhetsstandard inom alla bolagets verksamheter. Under 2015 planerar Lundin Petroleum att ytterligare förstärka styrningen av bolagets uppdragstagare genom att i leverantörsförsäkran och avtalsklausuler, utöver uppförandekoden och HSE-kraven för uppdragstagare, även inkludera ytterligare samhällsansvarsfrågor som anti-korruption och mänskliga rättigheter.



Systematisk rapportering

Alla incidenter som inträffar på Lundin Petroleums operativa enheter rapporteras till och delas med olika nivåer i bolaget, i syfte att öka medvetenheten och förebygga incidenter i framtiden. "Nära tillbud med hög potential" hanteras med samma noggrannhet som allvariga incidenter eftersom de anses ha kunnat orsaka skada om omständigheterna varit annorlunda. Sedan bolaget grundades har det inte förekommit någon arbetsrelaterad dödsolycka i verksamheten. Under 2014 var nyckeltalet för "Incidenter med förlorad arbetstid som följd" (Lost Time Incidents, LTI) 0,25 per 200 000 timmar, vilket är det bästa resultatet hittills. Majoriteten av incidenter var av lindrig natur, från ett brutet finger till en stukad fotled, och inträffade under vanligt rutinarbete.



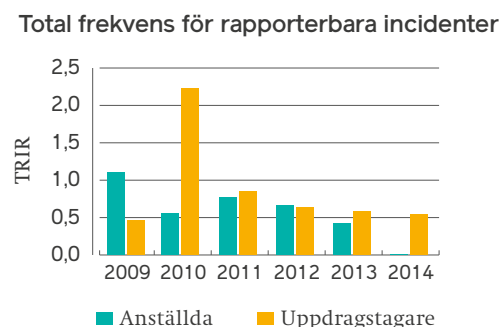
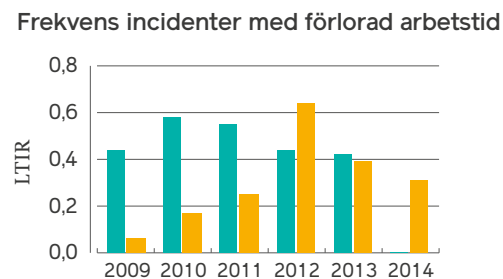
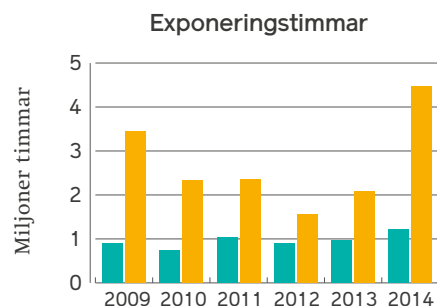
Skydd av hälsa, säkerhet och miljö är en självklarhet i vår bransch

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Beredskap vid nödsituationer

Tester av bolagets beredskap vid nödsituationer genomförs fortlöpande tillsammans med uppdragstagare. Detta görs genom regelbundna nödsituationsövningar på varje operativ enhet, och minst en övning per enhet och år genomförs med bolagsledningens team för krishantering. Under året gjordes löpande HSE-revisioner och granskningar av HSE-ledningssystemet, såväl internt som av tredje part, för att identifiera potentiella säkerhetsproblem och säkerställa att god HSE-ledning fanns på plats.

Bolaget har också system och rutiner på plats för att förhindra och, om nödvändigt, hantera oljeutsläpp, alltifrån att ta fram beredskapsplaner utifrån miljöpåverkansstudier till utbildning av personal i att förebygga och bekämpa utsläpp. Som en försiktighetsåtgärd, för att säkerställa snabba och effektiva insatser i händelse av ett utsläpp, har bolaget även ett avtal som omfattar hela koncernen med en organisation för bekämpning och sanering av oljeutsläpp. Trots alla vidtagna insatser rapporterade bolaget under 2014 sex kemikalieutsläpp och två oljeutsläpp. Förutom oljeutsläppet i Frankrike, krävde inga av de andra utsläppen någon mobilisering av saneringsinsatser för olja eller kemikalier, eller andra åtgärder för att avhjälpa situationen, eftersom oljan omedelbart efter incidenten späddes ut till ofarliga koncentrationer och inte hade någon mätbar inverkan på miljön. Vid utsläppet i Frankrike avlägsnades jord där utsläppet skett, men det hade ingen bestående inverkan på miljön.



Information om HSE-indikatorer finns på sidan 133

Respekt för natur och miljö

Värnar om miljön i verksamhetens alla stadier

För oss som verkar inom olje- och gasindustrin är det nödvändigt att se till att minimera den inverkan vår verksamhet har på den omgivande naturen och miljön. Alla verksamhetsområden, från fält onshore Frankrike till offshoreverksamhet på den norska kontinentalsockeln, har sina egna naturliga förutsättningar och känsligheter. Respekt och engagemang för bevarandet av vårt gemensamma naturarv är av yttersta vikt. Lundin Petroleum skyddar miljön på alla platser där verksamhet bedrivs genom att utföra omfattande miljöpåverkans- och baslinjestudier både före och under all prospekterings- och produktionsverksamhet. Dessa krav är formulerade i bolagets HSE-ledningssystem (Green Book) och gäller för samtliga länder inom koncernen som utför dessa miljöstudier utöver gällande nationella och lokala lagar och förordningar.

Livscykeln för en fyndighet, från licensansökan till återställning, har vanligtvis sex viktiga steg, vid vilka bolaget nogt måste analysera all potentiell miljöpåverkan.

Licensansökan 1

För planerade eller nyligen förvärvade licenser samlar vi in data som analyseras med syfte att ge en uppfattning om de särskilda miljömässiga förutsättningarna för områdena där verksamhet skall bedrivas. Därutöver genomförs också miljömässiga baslinjestudier i syfte att identifiera om det finns några miljöaspekter som kan påverkas av verksamheten. Detta för att ge oss möjlighet att vid behov vidta lämpliga åtgärder för att minimera verksamhetens inverkan.

Insamling av seismisk data 2

I de nya områden där det är nödvändigt att samla in seismisk data, samråder vi innan insamlingen påbörjas med lokala intressenter såsom myndighetstjänstemän och markägare samt berörda lokalsamhällen och fiskeföretag. Dessa samråd utgår från utfallet av miljöpåverkansstudierna och syftar till att nå en överenskommelse om när och hur insamlingen av seismisk data kan ske. När så krävs inleder bolaget dialog med fiskeindustrin för att undvika insamling av seismisk data under särskilt känsliga perioder, och där det anses lämpligt upprättas en plan för kompensering.

Prospekterings- och utvärderingsborrning 3

Innan prospekterings- eller utvärderingsborrning påbörjas görs omfattande miljöpåverkans- och baslinjestudier av den planerade verksamheten varpå ett miljötillstånd inhämtas från värdlandets myndigheter. Studierna omfattning beror normalt på tillgången på redan befintlig kunskap och kan innefatta genomgång av aktuell litteratur, besiktning på plats och provtagning från vatten och sediment. Beroende på utfallet av dessa studier vidtas eventuella åtgärder för att



minimera verksamhetens miljöpåverkan, till exempel att göra en riktad, avvikande borrning, ändra mönstret för riggens förtöjningsankare eller att transportera borrhavfall till land.

Utöver studier vidtas även andra miljöskyddsåtgärder under borrningar, såsom riskbedömningar, beredskapsplaner för nödsituationer och oljeutsläpp samt utbyte av kemikalier mot miljövänligare alternativ när det är möjligt.

Utbyggnad av fält 4

Så snart utbyggnadsbeslut fattats, genomförs fullskaliga miljöpåverkansbedömningar och miljöledningsplaner fastställs i syfte att minimera verksamhetens miljöpåverkan. Ett exempel på detta är att bolagets anläggningar konstrueras för att minimera utsläpp i luft och hav, samt miljöpåverkan på land. Bland andra tekniska lösningar märks teknik för låga NO_x-utsläpp, värmeåtervinning, återföring av använt vatten i reservoaren, återvinning av facklad gas, gasinjicering eller, som i Norge, elförsörjning från land för anläggningar offshore. Dessa exempel har alla applicerats vid design och konstruktion av Edvard Griegplattformen i Norge.

Produktion 5

När produktionsfasen inleds finns såväl bolagets HSE-ledningssystem och HSE-plan som detaljerade uppföljningsprogram på plats för att mäta utsläppsnivåerna i luften och, för verksamhet offshore, i havet. Denna uppföljning gör att bolaget kan identifiera områden och mål för förbättringar, såsom energioptimering och effektivt användande av kemikalier.

Projektavslut och återställning 6

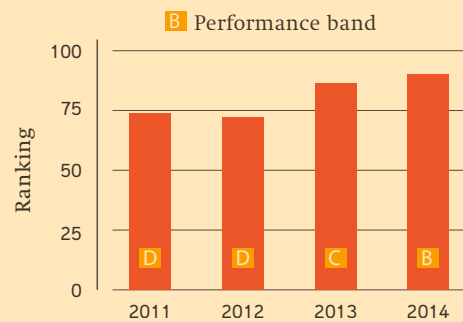
Vid projektavslut sker återlämning i enlighet med best practice och tillämpliga förordningar om fältåterställning och återvinning av material. För anläggningar onshore avlägsnas alla bygnadsstrukturer och träd planteras. Vid överenskommelse med markägaren kan dock bygnadsstrukturer byggas om och lämnas kvar för att till exempel användas till lagring av jordbruksutrustning.



Klimatförändringar

Lundin Petroleum ser klimatförändringar som en viktig fråga för olje- och gasindustrin och har sedan 2007 åtagit sig att integrera energieffektivitet och minskning av växthusgasutsläpp i sin strategiska planering. Under åren har system och rutiner utvecklats för att integrera klimathänsyn i den dagliga verksamheten och i valet av installationslösningar, produkter och utrustning. Till följd av detta arbete betygsattes Lundin Petroleums rapportering till Carbon Disclosure Project (CDP) till 90B under 2014, vilket är det högsta betyg som tilldelats ett nordiskt olje- och gasbolag.

Lundin Petroleums CDP-ranking 2011–2014



Biologisk mångfald

Bevarandet av biologisk mångfald är en hörnsten i Lundin Petroleums miljöpolicy och i dess Green Book. De potentiella effekterna av olje- och gasverksamheten utvärderas fortlöpande genom baslinje- och miljöpåverkanstudier. Under 2014 beslutade bolaget att ytterligare betona sitt åtagande att bevara biologisk mångfald där bolaget är verksamt genom att konsultera två viktiga organisationer inom området: International Union for Conservation of Nature (IUCN) och Fauna and Flora International (FFI), samt genom att anta ett av styrelsen godkänt uttalande om biologisk mångfald. Utöver att i verksamhetsplanerna införa hänsyn till biologisk mångfald finansierar Lundin Petroleum även olika projekt som främjar biologisk mångfald. Till exempel bidrog bolaget under många år till uppfödning av stör i fiskodlingar i Kaspiska havet. Under 2014 finansierade bolaget transporten av sibiriska tranor (en utrotningshotad art) från uppfödningplatsen i Sibirien till Astrakhan-reservatet, som är en naturlig bas för deras säsongsmässiga migration.

Internationell best practice

FN:s Global Compact

FN:s Global Compact är ett initiativ som syftar till att uppmuntra företag och andra samhällsaktörer att införa praxis om hållbart och socialt ansvarstagande; detta genom att stödja och rapportera om implementeringen av de tio principerna gällande mänskliga rättigheter, arbetsvillkor, miljö och anti-korruption. Lundin Petroleum anslöt sig till FN:s Global Compact år 2010 och har sedan dess fortsatt att integrera principerna i verksamheten. Under 2014 lämnade Lundin Petroleum in sin fjärde rapport om hur arbetet fortskridit, gav ett ekonomiskt bidrag till FN Global Compact Foundation, samt blev medlem av UN Global Compact Nordic Network och deltog i dess möten, som hålls vartannat år, för att utbyta best practice med andra företag som åtagit sig att implementera principerna.

Miljö

Lundin Petroleum främjar fortlöpande miljöskydd och miljömedvetenhet i all sin verksamhet. De lokala verksamheterna utvärderar potentiella effekter av sina aktiviteter genom baslinje- och miljöpåverkansstudier samt genom att ta fram beredskapsplaner. De stöder också eller deltar i initiativ som främjar gott ledarskap i miljöfrågor. Lundin Petroleum har dessutom valt att lyfta fram två frågor med särskild relevans för ett olje- och gasbolag: klimatförändringar och biologisk mångfald. Bolaget har i såväl handling som i formella uttalanden åtagit sig att ta en tydlig ledarroll i dessa frågor. Lundin Petroleum har under 2014, för sjätte året i rad, redovisat sin strategi rörande växthusgasutsläpp och klimatförändringar till Carbon Disclosure Project (CDP), som rankade bolaget som nummer ett bland nordiska olje- och gasbolag. För att ytterligare betona sitt åtagande att bevara biologisk mångfald inom sina verksamhetsområden antog Lundin Petroleum även ett uttalande om biologisk mångfald, som granskats av två erkända organisationer inom området, International Union for Conservation of Nature (IUCN) och Fauna and Flora International (FFI).

Mänskliga rättigheter

Styrelsen i Lundin Petroleum har stärkt bolagets engagemang för mänskliga rättigheter genom att formellt uttrycka sitt stöd för FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter; detta som en utveckling av det arbete som påbörjades med den policy för mänskliga rättigheter som bolaget antog 2012. Sedan dess har bolaget fokuserat på att ytterligare förankra policyn om mänskliga rättigheter genom att anta särskilda riktlinjer för mänskliga rättigheter. Medarbetarna i Frankrike, Indonesien, Malaysia, Norge och Schweiz utbildas fortlöpande om bolagets policy och riktlinjer för mänskliga rättigheter. Under 2014 deltog Lundin Petroleum i FN:s tredje årliga Forum on Business and Human Rights i Genève 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.

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 eller religion 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.

Anti-korruption

År 2011 antog Lundin Petroleum sin anti-korruptionspolicy med tillhörande riktlinjer och följer sedan dess trendutvecklingen inom området genom Transparency Internationals korruptions-index, mediabevakning, rapporter från icke-statliga organisationer (NGO:s) och förändringar i lagstiftning och brottsbekämpning. Lundin Petroleum bevakar eventuella risker för korruption inom koncernen genom sina CR- och finansiella rapporter, granskningar och revisioner. Inga fall av korruption inträffade inom koncernen under 2014. Dessutom främjar Lundin Petroleum aktivt anti-korruption inom koncernen och i det offentliga, på konferenser, med affärspartners samt i samverkan med andra branschaktörer i den globala kampen mot korruption. 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. Under 2014 stöttade bolaget aktivt EITI-processen i Indonesien, ett av två länder inom koncernen som uppfyller EITI:s krav, genom möten med Indonesiens EITI-sekretariat och en ansvarig kommissionär för anti-korruption. Lundin Petroleum anslöt sig också till FN Global Compacts "Call to Action", ett anti-korruptionsinitiativ där företag uppmanar regeringar och myndigheter att mer aktivt främja insatser mot korruption.

Whistleblowing

För första gången sedan Lundin Petroleum år 2008 antog sin policy och rutin för whistleblowing, har en uppdragstagare använt sig av möjligheten att framföra en klagan. En ingående och fullständig utredning genomfördes med slutsatsen att bolaget fullföljt sina rutiner enligt vederbörligt förfarande. Ett avslutande möte hölls med uppdragstagaren som ansåg att ärendet hanterats på ett rättvist och professionellt sätt.

För dialog med våra intressenter

Det är viktigt för Lundin Petroleum att öppet kommunicera med de människor och organisationer som kan påverkas av eller påverka bolagets verksamhet. Lundin Petroleum's fokus förblir de fem huvudsakliga intressentgrupper som identifieras i bolagets uppförandekod: aktieägare, medarbetare, värdländer, lokalsamhällen och samhället i stort. 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 offentligt tillgängliga finansiella rapporter, pressmeddelanden, externa presentationer och bolagets webbplats. Bolaget kommunicerar också med aktieägarna individuellt eller i gruppmöten och på årsstämman.

Medarbetare

Intressentdialog med medarbetare pågår varje dag i hela koncernen. Ledande befattningshavare gör även regelbundna besök på lokala kontor och håller individuella möten för att diskutera koncernens strategi och följa upp utvecklingen inom alla områden som påverkar bolaget. I frågor som rör bolagets samhällsansvar genomförs dessutom personalutbildningar och utvärderingar eller revisioner av ledningssystem. Under 2015 planerar Lundin Petroleum att introducera ett nytt utbildningsverktyg för webbaserat lärande om samhällsansvarsfrågor.

Värdländers myndigheter

Kontakt med värdländers myndigheter på både nationell och lokal nivå tas redan innan en licens förvärvas och fortsätter sedan under hela licensperioden.

Lokalsamhällen

Dialog med lokalsamhällen i verksamhetsländerna inleds innan verksamheten påbörjas och fortsätter genom alla etapper i det operativa arbetet, genom såväl informella diskussioner som formella möten med lokala myndigheter.

Intressentdialog per grupp



Internationella initiativ

Lundin Petroleum för också en dialog med ett antal organisationer i olika forum, såsom ideella NGO:s, internationella initiativ och branschorganisationer. Under 2014 anslöt sig Lundin Petroleum formellt till FN:s Global Compact Nordic Network och deltog i flera evenemang för främjandet av ansvarsfullt företagande arrangerade av organisationer som EITI, FN:s Forum for 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. Dessa forum erbjuder viktiga möjligheter att möta experter inom relevanta CR-områden för att föra dialog och utbyta best practice.

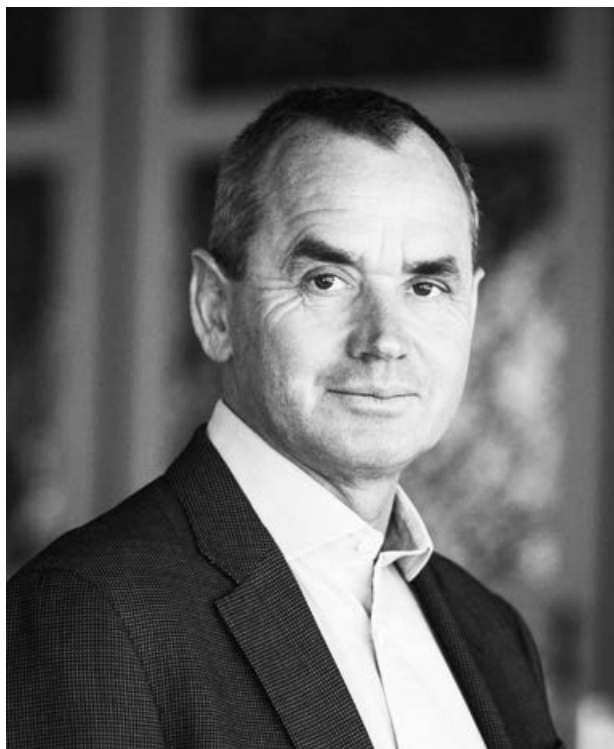
Bolagsstyrning

Vi på Lundin Petroleum är övertygade om att goda bolagsstyrningsrutiner är nyckeln till framgångsrikt företagande och vi är fast beslutna att tillämpa ett gediget ramverk för bolagsstyrning som på bästa sätt svarar mot bolagets nuvarande verksamhet, vision och strategi

Principer för god bolagsstyrning, transparens och hållbarhet är nära sammanlänkade och inom Lundin Petroleum djupt rotade. Jag anser att vi på många sätt varit föregångare inom detta område, med en verksamhet styrd av robusta policier och en uppförandekod, långt innan det fanns formella regler och rapporteringskrav. Genom åren har vi också gradvis ökat vårt engagemang och nyligen, som deltagare i FN:s Global Compact, anslöt vi oss till antikorrupsionsinitiativet "Call to Action" som uppmanar regeringar att främja åtgärder mot korruption och införa policier för att skapa system för god bolagsstyrning. Vi har även anslutit oss till Nordic Network, ett forum för diskussioner om implementeringen av Global Compact.

Vad gäller den operativa verksamheten var 2014 ett intensivt år för Lundin Petroleum, med ett omfattande prospekteringsprogram, fyra utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia, samt förberedelser för godkännande av utbyggnadsplanen för den gigantiska Johan Sverdrup-fyndigheten i Norge. Ett viktigt fokus för styrelsen har därför varit att säkerställa att det finns adekvata och lämpliga kontrollmekanismer på plats för att följa verksamheten och säkra att bolaget har tillgång till tillräcklig likviditet för att kunna genomföra projekten. Det kraftiga prisfallet på olja sätter ytterligare fokus på vikten av effektiva bolagsstyrningsrutiner och jag är mycket nöjd att Lundin Petroleum, trots en utmanande marknad, har en fortsatt stabil finansiell ställning med finansiell kapacitet att möta sina åtaganden.

Vi har under året även haft omfattande och ingående samråd med våra intressenter, huvudsakligen via ersättningskommittén och bolagsledningen, gällande det nya långfristiga incitamentsprogrammet LTIP 2014. Ett flertal möten hölls med



institutionella investerare, och deras synpunkter och förslag ingick i beslutsunderlaget för styrelsens slutgiltiga förslag till årsstämman 2014. Jag anser att denna process har varit till gagn för alla parter och vi kommer, som en del av vår bolagsstyrning, då det är lämpligt, fortsätta föra en dialog med våra intressenter.

Under 2015 kommer vi att se förändringar både vad gäller nuvarande och tidigare styrelseledamöter i Lundin Petroleum. Grace Reksten Skaugen, inom näringslivet väl ansedd och med omfattande internationell erfarenhet från ett stort antal branscher, kommer givet årsstämmans godkännande att utses till ny styrelseledamot. Asbjørn Larsen kommer samtidigt att avgå efter sju år i styrelsen. Jag vill tacka Asbjørn för hans engagemang och värdefulla insatser under dessa år i styrelsen, både som ledamot och CR/HSE-representant, och samtidigt varmt välkomna Grace, som utan tvekan kommer att utgöra ett utomordentligt värdefullt tillskott till styrelsen.

Avslutningsvis vill jag tacka samtliga styrelseledamöter för värdefulla insatser under året, bolagsledningen för dess engagemang och professionella stöd till styrelsen, och våra högt kvalificerade medarbetare för deras professionalitet, starka uppslutning kring Lundin Petroleums företagskultur och engagemang för ett ansvarsfullt, transparent och hållbart arbetssätt. Sist men inte minst vill jag tacka alla våra aktieägare för ert fortsatta förtroende och stöd.

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Höjdpunkter 2014

Mike Nicholson utsedd till Chief Financial Officer per den 1 januari 2014.

Implementering av ett nytt långsiktigt prestationsbaserat incitamentsprogram LTIP 2014 för bolagsledning och andra nyckelpersoner.

Anslutning till FN Global Compacts antikorrupsionsinitiativ "Call to Action"

Implementering av policies för aktieinnehav för styrelseledamöter, bolagsledning och andra nyckelanställda, det senare som en del av LTIP 2014.

Vägledande principer för bolagsstyrning

Lundin Petroleum är ett oberoende svenskt olje- och gas-prospekterings- och produktionsbolag med fokus på två kärnområden: Norge och Sydostasien. Bolaget har därutöver tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Lundin Petroleum har en effektiv koncernstruktur med runt 30 bolag i åtta jurisdiktioner. Moderbolag i koncernen är det svenska aktiebolaget Lundin Petroleum AB (publ). Lundin Petroleum har cirka 600 inom olje-och gasindustriområdet högt kvalificerade medarbetare från 31 olika nationaliteter.

Lundin Petroleum fokuserar på att genom prospektering skapa långsiktigt värde för aktieägare och övriga intressenter. 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 de 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 Stockholm lyder Lundin Petroleum under aktiebolagslagen och årsredovisningslagen, liksom NASDAQ Stockholms regelverk för emittenter, som finns tillgängligt på www.nasdaqomxnordic.com. Lundin Petroleum var också fram till den 14 november 2014 noterat på Torontobörsen och lydte fram till 20 februari 2015 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 2014 samtliga regler i bolagsstyrningskoden utom i ett avseende, gällande sammansättningen av valberedningen, vilket framgår av tabellen på sidan 58. 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 Lundin Petroleums webbplats.

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. Lundin Petroleum rapporterar under 2014 en avvikelse från bolagsstyrningskoden, avseende valberedningens sammansättning, vilket framgår av tabellen på sidan 58.

Huvudsakliga externa regler och förordningar för bolagsstyrning hos Lundin Petroleum

- Aktiebolagslagen
- Årsredovisningslagen
- NASDAQ Stockholms regelverk för emittenter
- 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 Lundin Petroleums webbplats.

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 bolagets webbplats, medan andra endast finns tillgängliga internt.

Därutöver har Lundin Petroleum ett särskilt HSE-ledningssystem (Green Book), uppbyggt efter ISO 14001-standarden, 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 Lundin Petroleums webbplats.

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

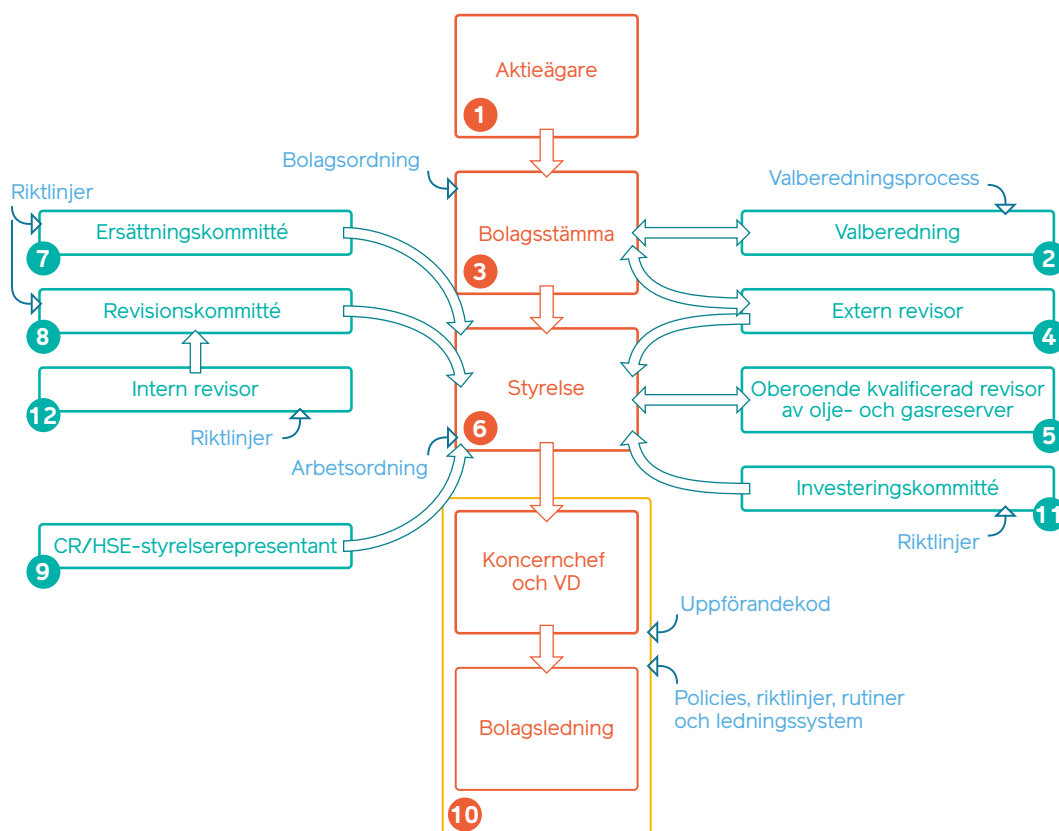
Som beskrivs i bolagsordningen är syftet med Lundin Petroleums verksamhet att prospektera efter, bygga ut och producera olja och gas samt att utveckla andra energiresurser. Bolaget har som mål att skapa värde för sina aktieägare genom prospektering och organisk tillväxt, samtidigt som verksamheten bedrivs 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.

Aktiekapital och aktieägare ¹

Lundin Petroleums aktier är noterade på Large Cap-listan på NASDAQ Stockholm. Vid 2014 års årsstämma godkände bolagets aktieägare en minskning av aktiekapitalet med 68 402,50 SEK genom indragning av 6 840 250 egna aktier utan återbetalning till aktieägarna. Det totala antalet aktier minskades från 317 910 580 till 311 070 330 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK per aktie (avrundat). Aktieägarna godkände vid samma tillfälle en ökning av bolagets aktiekapital genom fondemission med ett belopp om 68 402,50 SEK för att återställa bolagets aktiekapital. Inga nya aktier emitterades i samband med denna ökning av bolagets aktiekapital. Bolaget innehar efter minskningen 2 000 000 egna aktier, motsvarande 0,6 procent av aktiekapitalet. Alla aktier har lika rösträtt och ger lika rätt till andel i bolagets tillgångar och resultat.

Lundin Petroleum hade i slutet av 2014 totalt 45 668 aktieägare registrerade vid Euroclear Sweden, vilket innebär en ökning med 520 aktieägare jämfört med 2013, dvs. en ökning med cirka 1,2 procent. De större ägarna i bolaget, som per den 31 december 2014 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

Lundin Petroleum – bolagsstyrningsstruktur



innehade 28 procent av aktierna. Därutöver innehade Landor Participations Inc., ett investmentbolag – helägt av en trust vars stiftare (settler) är Ian H. Lundin – 3,7 procent av aktierna.

Styrelsen bemyndigades av 2013 års årsstämma att godkänna återköp och försäljning av 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 500 000 egna aktier i mars 2014 till ett genomsnittligt anskaffningsvärde om 124,07 SEK. Styrelsen bemyndigades också av 2014 års årsstämma, som hölls i maj, att godkänna ytterligare återköp och försäljning av egna aktier, men inga ytterligare aktier köptes eller såldes av bolaget. Det genomsnittliga anskaffningsvärdet för de kvarvarande 2 000 000 aktier som bolaget innehar är 65,16 SEK. Ytterligare information om Lundin Petroleums aktier och aktieägare under 2014, liksom bolagets utdelningspolicy, finns på sidorna 14 – 15.

Valberedning 2

Valberedningen utses i enlighet med den valberedningsprocess som antogs av 2014 års årsstämma och som skall gälla för alla kommande årsstämmor till dess att en förändring föreslås av valberedningen och godkänns av årsstämman. Enligt denna process skall styrelsens ordförande inbjuda fyra av bolagets större aktieägare baserat på aktieinnehav per den 1 augusti 2014, att bilda en valberedning. Ledamöterna av valberedningen är dock, oavsett hur de utsetts, skyldiga att tillvarata alla aktieägares intressen.

I valberedningens uppgifter ingår att ge rekommendationer till årsstämman avseende val av årsstämman ordförande, styrelseordförande och övriga styrelseledamöter, ersättning till styrelseordföranden och övriga styrelseledamöter, inklusive ersättning för kommittéarbete, samt val av och ersättning till revisor. Bolagets intressenter kan också skicka valberedningen förslag via epost till nomcom@lundin.ch.

Lundin Petroleum AB (publ) (organisationsnummer 556610-8055) har sitt huvudkontor på Hovslagargatan 5, Stockholm, Sverige och styrelsens säte är Stockholm, Sverige.

Bolagets webbplats är www.lundin-petroleum.com.

Valberedning inför 2015 års årsstämma						
Ledamot	Utsedd av	Mötesnärvaro	Aktier representerade per den 1 augusti 2014	Aktier representerade per den 31 december 2014	Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Oberoende av bolagets större ägare
Åsa Nisell	Swedbank Robur fonder	3/3	3,6 procent	4,4 procent	Ja	Ja
Arne Lööv	Fjärde AP-fonden	3/3	1,1 procent	1,1 procent	Ja	Ja
Pehr-Olof Malmström	Danske Capital AB	2/3	1,5 procent	1,4 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	31,7 procent	31,7 procent	Ja	Nej ¹
Magnus Unger	Icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum samt valberedningens ordförande	3/3	–	–	Ja	Ja
				Totalt 37,9 procent	Totalt 38,6 procent	
Valberedningen har under mandatperioden sammanfattningsvis:				Kompletterande förutsättningar		
<ul style="list-style-type: none"> – Behandlat en rapport avseende styrelsens arbete samt resultaten av utvärderingen av styrelsens arbete. – Utvärderat styrelseledamöternas oberoende i enlighet med reglerna i bolagsstyrningskoden – Behandlat styrelsens storlek och sammansättning, inklusive könsfördelning, ålder, nationalitet, utbildning och yrkesbakgrund, samt de föreslagna styrelseledamöternas individuella och kollektiva kvalifikationer och erfarenhet med hänsyn till bolagets rådande position och förväntade utveckling. – Behandlat frågan om successionsplanering inom styrelsen och till årsstämman 2015 föreslagit Grace Reksten Skaugen till ny styrelseledamot, i kombination med omval av sittande styrelseledamöter och styrelseordförande, undantaget Asbjørn Larsen, som avböjt omval. – Behandlat förslag på ny styrelseledamot som valberedningen tagit emot. – Behandlat rekommendationen från bolagets revisionskommitté angående val av revisor vid årsstämman 2015. – Behandlat frågor rörande styrelsens och revisorns ersättning och förslag till årsstämman 2015. – Behandlat förslag angående utseende av en extern oberoende ordförande för 2015 års årsstämma. – Behandlat valberedningsprocessen och fastslagit att inga förändringar skulle föreslås – Ledamöter av valberedningen, som inte är styrelseledamöter, sammanträdde med två sittande styrelseledamöter, Peggy Bruzelius och Asbjørn Larsen, för att diskutera styrelsens arbete och arbetssätt, liksom med den föreslagna nya styrelseledamoten Grace Reksten Skaugen. 				<ul style="list-style-type: none"> – Valberedningen uppfyller de kriterier för oberoende som fastlagts i bolagsstyrningskoden och ingen från bolagsledningen är ledamot i valberedningen. – Magnus Unger valdes återigen enhälligt till ordförande, ett uppdrag han 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 år berättigat av både bolaget och valberedningen, med tanke på Magnus Ungers erfarenhet och stöd från bolagets större aktieägare. 		

¹ För mer information, se tabell på sidorna 70–71.

Årsstämman 2015

2015 års årsstämma kommer att hållas den 7 maj 2015 kl. 13.00 i Vinterträdgården på Grand Hôtel, Södra Blasieholmshamnen 8, i Stockholm. Aktieägare som önskar delta måste vara införda i den av Euroclear Sweden förda aktieboken senast den 30 april 2015 och måste anmäla sitt deltagande till bolaget senast den 30 april 2015. Ytterligare information om registrering för årsstämman, liksom om röstning genom ombud, återfinns i kallelsen till årsstämman som finns tillgänglig på Lundin Petroleums webbplats.

Valberedning inför 2015 års årsstämma

I enlighet med bolagets valberedningsprocess består valberedningen inför 2015 års årsstämma av ledamöter som utsetts av fyra av bolagets större aktieägare per den 1 augusti 2014. Namnen på ledamöterna i valberedningen tillkännagavs och publicerades på bolagets webbplats den 30 oktober 2014, dvs. inom tidsramen sex månader före årsstämman, såsom föreskrivs i 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. I syfte att göra valberedningens ledamöter förtroga med bolaget och förbereda dem för sina uppgifter och sitt ansvar, kommenterade styrelsens ordförande, och tillika ledamot av valberedningen, Ian H. Lundin, vid det första mötet bolagets affärsverksamhet och framtidsutsikter, liksom olje- och gasindustrin i allmänhet. Vid efterföljande möten uppdaterade styrelseordföranden vidare valberedningen avseende bolagets verksamhet och den allmänna ekonomiska miljö som bolaget verkar i.

Valberedningens fullständiga rapport, inklusive dess slutgiltiga förslag till årsstämman 2015, 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, ersättningar till styrelse, ledning och revisor, inklusive godkännande av bolagets ersättningspolicy, beviljande av ansvarsfrihet för styrelsen och VD samt godkännande av räkenskaperna 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 2014

Årsstämman 2014 hölls den 15 maj 2014 på Grand Hôtel i Stockholm. 568 aktieägare, som representerade 48,3 procent av aktiekapitalet, närvarade personligen eller genom ombud vid årsstämman. Närvarande var också styrelsens

ordförande, samtliga styrelseledamöter, VD, bolagets revisor och majoriteten av ledamöterna i valberedningen för 2014 års årsstämma. Ledamöter i valberedningen för 2014 års årsstämma var Åsa Nisell (Swedbank Robur fonder), Arne Lööv (Fjärde AP-fonden), André Vatsgar (Danske Capital AB), 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.

2014 års årsstämma beslutade att:

- Välja advokat Klaes Edhall till årsstämmans ordförande.
- Omvälja Peggy Bruzelius, C. Ashley Heppenstall, Asbjørn Larsen, Ian H. Lundin, Lukas H. Lundin, William A. Rand, Magnus Unger och Cecilia Vieweg till styrelseledamöter.
- Omvälja Ian H. Lundin till styrelseordförande.
- Bevilja styrelsen och VD ansvarsfrihet för förvaltningen av bolagets angelägenheter under 2013.
- Fastställa bolagets och koncernens resultat- och balansräkningar samt att ingen utdelning utbetalas för räkenskapsåret 2013.
- Omvälja det registrerade revisionsbolaget PricewaterhouseCoopers AB, med auktoriserade revisorn Klas Brand som huvudansvarig revisor, till bolagets revisor fram till årsstämman 2015.
- Godkänna arvode till styrelseledamöter och revisor.
- Godkänna bolagets ersättningspolicy för bolagsledningen.
- Godkänna LTIP 2014 för ledande befattningshavare och ett antal nyckelpersoner.
- Godkänna en minskning av bolagets aktiekapital med 68 402,50 SEK genom en indragning av 6 840 250 egna aktier, utan återbetalning till aktieägarna, resulterande i en minskning av bolagets aktier från 317 910 580 till 311 070 330 aktier.
- Godkänna en ökning av bolagets aktiekapital genom fondemission med ett belopp om 68 402,50 SEK för att därigenom, utan att emittera några nya aktier, återställa bolagets aktiekapital efter den föregående minskningen.
- Bemyndiga styrelsen att besluta om nyemission av aktier och/eller konvertibla skuldebrev motsvarande sammanlagt högst 34 miljoner nya aktier, med eller utan tillämpning av aktieägarnas företrädesrätt.
- Bemyndiga styrelsen att besluta om återköp och försäljning av bolagets egna aktier på NASDAQ 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 kommande årsstämmor.

Ett elektroniskt röstsysteem med röstdosor användes vid omröstning och protokollet från årsstämman 2014, tillsammans med allt till stämman hörande skriftligt material på svenska och engelska, samt verkställande direktörens anförande på årsstämman, finns tillgängliga på bolagets webbplats.

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. Revisorn granskar även bolagets delårsrapport per den 30 juni samt avger ett utlåtande om bolagets efterlevnad av den av årsstämman fastslagna ersättningspolicyn. 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. Revision av koncernenheter utanför Sverige sker i enlighet med lokala regler och förordningar.

Vid årsstämman 2014 valdes revisionsbolaget PricewaterhouseCoopers AB till bolagets revisor för en period om ett år fram till årsstämman 2015. Huvudansvarig revisor är den auktoriserade revisorn Klas Brand.

Revisorsarvodena beskrivs i noterna till de finansiella rapporterna, se not 34 på sidan 119 och not 7 på sidan 124. 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 och kräver godkännande av bolagets investeringskommitté.

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 sammanträder med bolagets ledning minst en gång om året för att diskutera reservsrapporteringen och revisionsprocessen, och tillhandahåller även en årlig rapport om reservsdata. Nuvarande revisor är ERC-Equipoise Ltd. För ytterligare information om bolagets reserver och resurser, se avsnittet Reserver, resurser och produktion på sidorna 18–23.

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. För att åstadkomma detta, bör styrelsen alltid ha en lämplig sammansättning, med tanke på verksamhetens nuvarande och förväntade utveckling, och styrelseledamöter med skiftande bakgrund som såväl individuellt som kollektivt besitter nödvändig expertis och erfarenhet. En jämn könsfördelning bör eftersträvas.

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

Styrelsens sammansättning

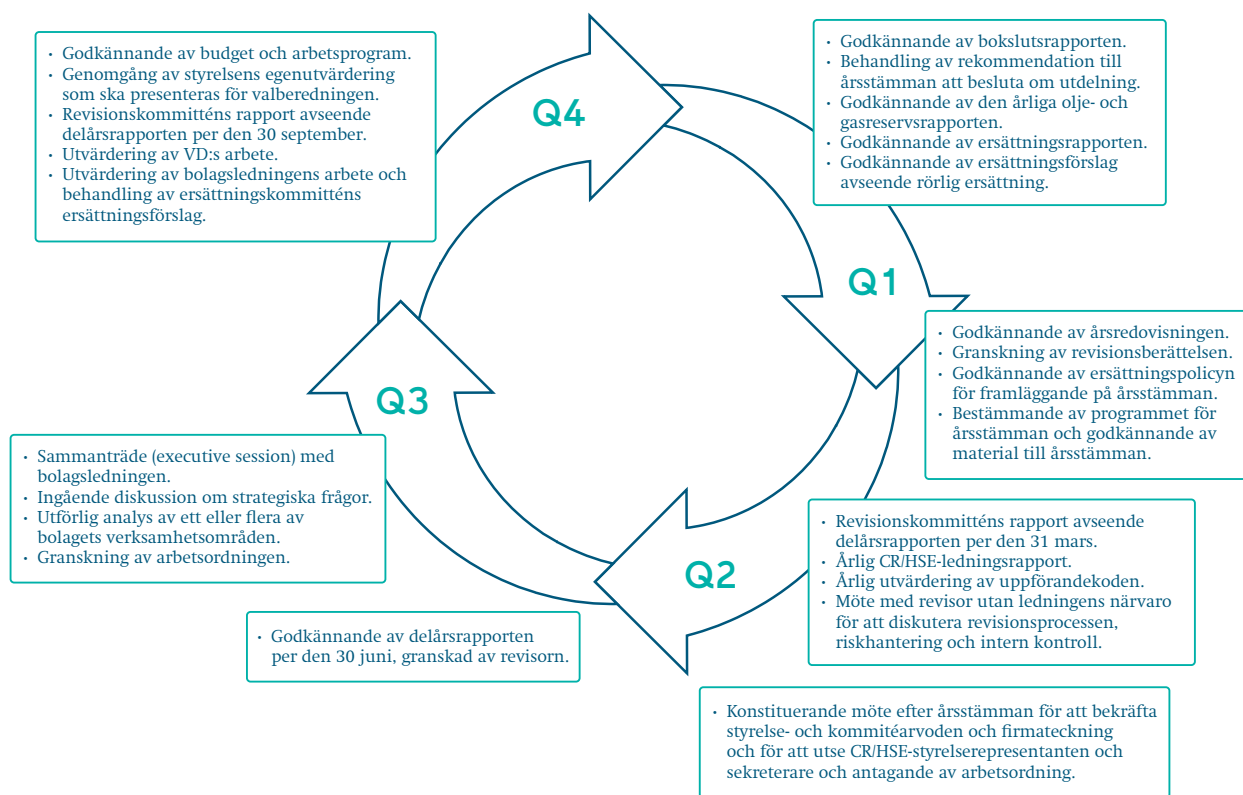
Enligt bolagsordningen ska Lundin Petroleums styrelse bestå av minst tre och högst tio ledamöter med maximalt tre suppleanter, och antalet ledamöter beslutas varje år av årsstämman. Styrelseledamöterna väljs för en mandatperiod om ett år.

Valberedningen inför 2014 års årsstämma bedömde åtta styrelseledamöter som ett lämpligt antal med beaktande av typen, storleken, komplexiteten och den geografiska omfattningen av bolagets verksamhet. Årsstämman 2014 godkände förslaget och omvalde Peggy Bruzelius, C. Ashley Heppenstall (bolagets VD), Asbjørn Larsen, Ian H. Lundin (styrelseordförande), Lukas H. Lundin, William A. Rand, Magnus Unger och Cecilia Vieweg till styrelseledamöter för en period till och med årsstämman 2015. Inga suppleanter har valts och ingen av styrelsens ledamöter är utsedd av någon arbetstagarorganisation. Därutöver har styrelsen till sitt stöd

Sudan

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 proaktivt och på ett omfattande sätt 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.

Styrelsens årliga arbetscykel



en bolagssekreterare som inte är styrelseledamot. Utsedd bolagssekreterare är Jeffrey Fountain, Vice President Legal på Lundin Petroleum.

Valberedningen bedömde att den till årsstämman 2014 föreslagna och godkända styrelsen består av mångsidiga personer som är väl lämpade för uppgiften med omfattande expertis, erfarenhet och bakgrund från olje- och gasindustrin i allmänhet, samt i synnerhet gällande Lundin Petroleums nuvarande och möjliga verksamhetsområden, svensk praxis och compliance, och Corporate Responsibility (CR)/HSE-frågor. Vid årsstämman 2013 valdes två nya styrelseledamöter, båda kvinnor. Valberedningen noterade likväl vikten av att fortsätta sträva efter en jämnare könsfördelning, och valberedningen för årsstämman 2015 har i linje med detta föreslagit Grace Reksten Skaugen, en norsk affärskvinna med omfattande internationell, finansiell och olje- och gasindustriell erfarenhet, att väljas till ny styrelseledamot vid årsstämman 2015.

Inför årsstämman 2014 utvärderade valberedningen dessutom 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 70–71.

Styrelsemöten och styrelsearbetet

Utöver tillämpliga regler och förordningar, såsom aktiebolslagen och bolagsstyrningskoden, vägleds styrelsen av styrelsens arbetsordning, som slår fast hur styrelsen ska bedriva sitt arbete. 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.

Utöver det konstituerande mötet efter årsstämman hålls normalt minst sex ordinarie styrelsemöten per kalenderår. 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.

Vid dessa möten ger VD en rapport om bolagets ställning, framtidsutsikter och finansiella situation. Styrelsen erhåller även fortlöpande rapporter och uppdateringar från ledningen

Styrelsen



Ian H. Lundin

Styrelseordförande sedan 2002
Ledamot sedan 2001
Ledamot i valberedningen



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 revisionskommittén
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 70–71 och på www.lundin-petroleum.com

om bolagets pågående verksamhet och finansiella ställning samt frågor rörande CR/HSE, riskhantering, juridik och investerarrelationer, i syfte att ge styrelsen möjlighet att på lämpligt sätt följa upp bolagets verksamhet och finansiella ställning. Styrelsen erhåller dessutom regelbundna rapporter från bolagets revisionskommitté och ersättningskommitté samt styrelsens representant i CR/HSE-frågor i frågor som delegerats till, eller beaktats av, kommittéerna och CR/HSE-representanten.

Styrelsemöten och styrelsearbete 2014

Under 2014 hölls tio styrelsemöten inklusive det konstituerande mötet. Ett av dessa möten hölls under en tvådagarsperiod för att ge styrelsen god tid att gå igenom och diskutera bolagets affärer och verksamhet. För att löpande fördjupa styrelsens kunskaper om bolaget och dess verksamhet hålls minst ett styrelsemöte per år ute på någon av bolagets operativa enheter, och kombineras med besök av verksamheten, hos uppdragstagare och andra affärsintressenter. I september 2014 besökte styrelsen den norska verksamheten, inklusive några av bolagets viktigare uppdragstagare, och höll i samband med styrelsemötet ett ledningssammanträde (executive session) med bolagsledningen. Vid detta ledningssammanträde fick styrelsen en presentation av bolagets övergripande strategi och verksamhet och bolagets nuvarande och framtida finansieringsbehov diskuterades. Styrelsen fick också en detaljerad genomgång av koncernens prospekterings- och utbyggnadsverksamhet, med fortsatt fokus på verksamheten i Norge och Sydostasien, liksom en

uppdatering avseende reserver och produktion, med särskilt fokus på inkluderingen av Johan Sverdrupfältet under 2015, samt på bolagets pågående utbyggnadsprojekt. Dessutom presenterades för styrelsen en finansiell översikt, en CR/HSE-rapport och en rapport om investerarrelationer. Ledande befattningshavare deltog även vid behov i flera styrelsemöten under året för att presentera och rapportera om specifika frågor.

Utvärdering av styrelsearbetet

En formell genomgång av styrelsens arbete genomfördes i november 2014, genom en enkät till samtliga styrelseledamöter. Syftet var dels att säkerställa att styrelsen fungerar effektivt, dels att möjliggöra för styrelsen att 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, vilket gör att styrelsen kan fungera som ett effektivt styrande organ. 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

Styrelsen

Styrelsearbete under året

Utöver de ämnen styrelsen behandlat som en del av sin årliga arbetscykel, har styrelsen under året:

- Behandlat bolagets produktionsresultat, förväntad produktion och framtidsutsikter, samt de pågående utbyggnadsprojekten för Edvard Grieg-, Brynhild-, Bøyla- och Bertamfalten liksom utvärderingen av Johan Sverdrup, med tillhörande projektrisken, kostnadsöverdrag och förseningar och dess implikationer för verksamhetens tidsplan och kostnader.
- Diskuterat bolagets globala prospekteringsaktiviteter och -strategi, inklusive södra Barents hav.
- Utvärderat bolagets innehav av olje- och gasreserver, inklusive effekten av att reserver relaterade till Johan Sverdrupfältet förväntas inkluderas under 2015.
- Godkänt val av koncept för Fas 1 för Johan Sverdrupfältet, inklusive omfattande diskussioner under året gällande projektets status, tillhörande risker och fördelar, tekniska, kommersiella och ekonomiska frågor, förväntade kostnader, tidsplaner, implikationer för finansiering, samordningsprocessen, liksom planer för och etappindelning av framtida utbyggnad av fältet.
- Beaktat förändringar på marknaden för borrhigar, i synnerhet i Norge, utbudet av borrhigar och därtill hörande riskreducering.
- Utvärderat juridiska och kommersiella frågor gällande bolagets andel i Laganskyblocket i Ryssland och potentiella effekter av internationella sanktioner riktade mot vissa ryska juridiska och fysiska personer.
- Beaktat och godkänt potentiella avyttringar och förvärv av tillgångar, inklusive försäljningen av bolagets tillgångar i delrepubliken Komi, onshore Ryssland.
- Utvärderat bolagets nuvarande och framtida finansieringsbehov och -strategi, inklusive bolagets hantering av finansiell risk, kassaflöden, finansieringsformer, hedgingstrategi och likviditet, i synnerhet mot bakgrund av det inträffade oljeprisfallet.
- Beaktat och godkänt ökningen av en extern bankfacilitet från 2,5 miljarder USD till 4 miljarder USD.
- Fört ingående diskussioner angående förslaget till ett nytt prestationsbaserat LTIP för 2014 års årsstämmas godkännande, inklusive angående de intressentengagemangsdiskussioner och möte som förts med svenska och utländska investerare, relevant referensgrupp, godkännande av deltagare, allokering av individuella tilldelningar och godkännande av de detaljerade planeringsreglerna.
- Beaktat och godkänt nya policies för aktieinnehav för styrelse och bolagsledning, den senare förutsatt årsstämmas godkännande enligt reglerna för den föreslagna LTIP 2014, och godkänt justerade regler för avgångsförmåner och uppsägningstider för bolagsledningen, förutsatt årsstämmas godkännande.
- Implementerat 2013 års årsstämmas godkännande att återköpa bolagets egna aktier, ingående diskussioner gällande bolagets innehav av egna aktier samt godkänt ett förslag till årsstämman 2014 att dra in bolagets egna aktier, med undantag av två miljoner aktier fortsatt innehas som egna aktier.
- Godkänt bolaget anslutning till FN Global Compact's antikorrupsionsinitiativ "Call to Action".
- Övervägt och godkänt en avnotering av bolagets aktier från Torontobörsen.
- Beaktat frågor gällande bolagets successionsplanering och uttryckt stöd för tillsättandet av Kristin Færøvik som VD för Lundin Norway vid Torstein Sanness pensionering 2015.

bolagets verksamhet och resultat. Styrelsemöten i anslutning till platsbesök ute i den operativa verksamheten ansågs särskilt värdefulla, liksom de skriftliga månadsrapporter om verksamheten som styrelsen erhåller mellan styrelsemöten. Bland de individuella förslagen märktes bland annat: ytterligare ett tillfälle per år då styrelseledamöterna möts på plats, att material till styrelsen skulle kunna distribueras ännu längre i förväg, och att – som även framförts i tidigare års utvärderingsenkäter – mer tid skulle kunna ägnas åt diskussioner om bolagets övergripande strategi än operativa frågor på detaljnivå.

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. Styrelseledamöterna, med undantag av VD, är inte anställda i bolaget, erhåller inte lön från bolaget och är inte berättigade att delta i bolagets incitamentsprogram.

Årsstämman 2014 beslutade att styrelseordföranden ska erhålla 1 050 000 SEK och övriga styrelseledamöter 500 000 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 2014 ett belopp om 1 500 000 SEK för ersättning till styrelseordföranden för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget.

Styrelsen antog under 2014 en ny policy gällande aktieinnehav för styrelseledamöter, enligt vilken varje styrelseledamot förväntas inneha minst 5 000 aktier i bolaget, direkt eller indirekt. Denna nivå ska uppnås inom tre år från utnämmandet, och under denna period förväntas styrelseledamöter allokera minst 50 procent av sin årliga ersättning från styrelsearbetet till förvärv av aktier i bolaget.

Styrelsens ersättning beskrivs närmare i tabellen på sidorna 70–71 och i noterna till de finansiella rapporterna, se not 32 på sidorna 117–118.

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 och en revisionskommitté samt utsett en styrelserepresentant för CR/HSE-frågor. Kommittéernas uppgifter och ansvar beskrivs utförligt i de riktlinjer 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. Ersättningskommittén kan också söka råd och stöd från externa ersättningskonsulter. För mer information om dessa frågor, se avsnittet om ersättning i denna rapport på sidorna 66–69.

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 Stockholm och (till och med november 2014) Torontobörsen. Revisionskommittén utför inget revisionsarbete, men övervakar bolagets finansiella rapportering och bedömer effektiviteten i bolagets finansiella interna kontroller, intern-revision 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

Som ett resultat av avnoteringen av bolagets aktier från Torontobörsen i november 2014, och det i februari 2015 efterföljande godkännandet från Ontario Securities Commission av bolagets ansökan om att upphöra att vara en rapporterande emittent i Kanada, beslutade styrelsen att upplösa Olje- och gasreservskommittén och själv ta över dess uppgifter och ansvar.

Under 2014 granskade och rapporterade Olje- och gasreservskommittén till styrelsen i ärenden rörande 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 rapporterade även 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 sammanträdde även med bolagsledningen och den oberoende kvalificerade revisorn för olje- och gasreserver för att granska och avgöra huruvida man skulle 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 9

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

Revisionskommitté 2014

Ledamöter	Mötes-närvaro	Revisionskommittén har under året	Kompletterande förutsättningar
William A. Rand, Ordförande	6/6	<ul style="list-style-type: none"> – Bedömt bokslutsrapporten 2013 och delårsrapporten per den 30 juni 2014 för fullständighet och riktighet och rekommenderat till styrelsen för godkännande. – Bedömt och godkänt delårsrapporterna per den 31 mars och 30 september 2014 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, utan bolagsledningen närvarande, 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 2015 års årsstämma. 	<ul style="list-style-type: none"> – Revisionskommitténs sammansättning uppfyller bolagsstyrningskodens krav på oberoende. – Alla ledamöter av revisionskommittén har betydande erfarenhet av finansiella, redovisnings- och revisionsfrågor. 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.
Asbjørn Larsen	6/6		
Peggy Bruzelius	6/6		

Ersättningskommitté 2014

Ledamöter	Mötes-närvaro	Ersättningskommittén har under året:	Kompletterande förutsättningar
Cecilia Vieweg, Ordförande	3/3	<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 2013. – Löpande följt upp och utvärderat ersättningsstrukturer, -nivåer och -program samt bolagets ersättningspolicy. – Upprättat förslag till ersättningspolicy för 2014 för styrelsens och årsstämmans godkännande. – Haft samråd med bolagets intressenter, inklusive institutionella investerare, angående det föreslagna nya LTIP 2014. – Med biträde av HayGroup tagit fram ett förslag på ny LTIP för godkännande av styrelsen och 2014 års årsstämma. – 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 2014 års LTIP tilldelningar. – Med biträde av HayGroup utfört en jämförelsestudie (benchmark) avseende ersättningar. 	<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. Rands 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		

Olje- och gasreservskommitté 2014

Ledamöter	Mötes-närvaro	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 gasreservsrapporteringen för 2013. – 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		

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 44 – 53.

Bolagsledning 10

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 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 Schneiter, 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
 - fram till slutet av januari 2015, Senior Vice President Development (SVP Development), Chris Bruijnzeels, som ansvarade 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.

I slutet av januari 2015 skedde en förändring i bolagsledningen i och med att bolagets förra Senior Vice President Development, Chris Bruijnzeels, valde att sluta efter tolv år i bolaget.

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, CR/HSE, finansiella, juridiska och andra relevanta frågor för att säkerställa att kort- och långsiktiga affärs mål 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 lednings-sammansammanträde (executive session) som hålls i samband med ett styrelsemöte på någon av bolagets operativa enheter.

Investeringskommitté 11

Bolagets investeringskommitté, som består av VD, CFO och COO, 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 av fyra delar: (i) grundlön, (ii) årlig rörlig lön, (iii) långsiktigt incitamentsprogram (LTIP) och (iv) övriga förmåner. Som en del av den årliga utvärderingen har bolaget antagit en särskild prestationsledningsprocess (Performance Management Process) för att säkerställa att prestationer på individ- och team-nivå ligger i linje med verksamhetens strategiska och operativa mål. Individuella resultatmål fastställs formellt och centrala delar av den rörliga ersättningen är tydligt kopplade till individens förmåga att uppnå dessa mål.



C. Ashley Heppenstall

Koncernchef och VD,
styrelseledamot



Christine Batruch

Vice President Corporate
Responsibility



Alexandre Schneider

Executive Vice President och
Chief Operating Officer



Jeffrey Fountain

Vice President Legal



Mike Nicholson

Chief Financial Officer



Teitur Poulsen

Vice President Corporate
Planning and Investor
Relations



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

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 internationella 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 ständigt konkurrerar med denna jämförelsegrupp för att behålla och rekrytera de bästa förmågorna på marknaden, både på operationell och ledningsnivå, anses det viktigt att koncernens ersättningspaket i första hand bestäms utifrån ersättningspraxis inom denna jämförelsegrupp.

Ersättningspolicy för ledande befattningshavare

Ersättning till bolagsledningen följer samma principer som för alla anställda, dock måste dessa principer godkännas av årsstämman. Ersättningskommittén upprättar därför årligen för styrelsens och därefter årsstämmans godkännande en ersättningspolicy för ledande befattningshavare. 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 ledande befattningshavare, att presenteras för ersättningskommittén och godkännas av styrelsen.

LTIP 2014

Årsstämman 2014 beslutade att godkänna ett nytt långsiktigt, prestationsbaserat incitamentsprogram LTIP 2014 för medlemmar av bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner inom Lundin Petroleum, vilket ger deltagarna möjligheten att erhålla aktier i Lundin Petroleum under förutsättning att de uppfyller ett prestationsvillkor under en treårig prestationsperiod, som inleds den 1 juli 2014 och avslutas den 1 juli 2017. Prestationsvillkoret baseras på aktiekursens tillväxt och lämnad utdelning (Total Shareholder Return) avseende Lundin Petroleumaktien jämfört med Total Shareholder Return för en grupp referensbolag.

Vid prestationsperiodens början tilldelades deltagarna en rättighet (LTIP Award) som, förutsatt att bland annat prestationsvillkoret är uppfyllt, berättigar deltagaren att efter prestationsperiodens slut erhålla aktier i Lundin Petroleum. Antalet prestationsaktier som en deltagare kan tilldelas begränsas till ett värde av tre gånger hans/hennes årliga bruttgrundlön för 2014. Det totala antalet aktier tilldelade enligt LTIP 2014 för år 2014 var 608 103.

Styrelsen äger rätt att efter egen bedömning reducera (inklusive reducera till noll) tilldelning av prestationsaktier i de fall den skulle anse att den underliggande prestationen inte speglar utfallet av prestationsvillkoret, till exempel med hänsyn till det operativa kassaflödet, reserver, och prestationer inom HSE. Deltagarna äger inte rätt att överlåta, pantsätta eller avyttra LTIP Awards eller andra rättigheter eller skyldigheter enligt LTIP 2014, eller utöva några aktieägarättigheter avseende LTIP Awards under prestationsperioden.

LTIP Awards berättigar deltagare att förvärva redan existerande aktier i Lundin Petroleum. Tilldelade aktier enligt LTIP 2014 är föremål för vissa överlåtelseinskränkningar i syfte att säkerställa

LUNDIN PETROLEUM AB:S ERSÄTTNINGSPOLICY 2014 FÖR BOLAGSLEDNINGEN

Polycyns tillämpning och mål

I denna ersättningspolicy avser "bolagsledningen" bolagets koncernchef och verkställande direktör (President och Chief Executive Officer), Executive Vice President och Chief Operating Officer, Chief Financial Officer, Senior Vice President Development samt anställda på Vice President-nivå. Bolagsledningen innefattar för närvarande sju ledande befattningshavare.

Lundin Petroleums 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 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 bolagsledningen 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 bolagsledningen. Kommittén sammanträder regelbundet och i dess uppgifter ingår att följa och utvärdera program för rörliga ersättningar till bolagsledningen och tillämpningen av denna ersättningspolicy, samt gällande ersättningsstrukturer och ersättningsnivåer i bolaget.

Ersättningskommittén kan rådfråga externa ersättningskonsulter, dock skall ersättningskommittén försäkra sig om att det inte föreligger någon intressekonflikt i förhållande till andra uppdrag som sådana konsulter kan ha för bolaget eller bolagsledningen.

Ersättningskomponenter

Ersättningar till bolagsledningen innehåller fyra huvudkomponenter:

- a) grundlön;
- b) årlig rörlig lön;
- c) långsiktigt incitamentsprogram (long-term incentive plan); och
- d) övriga förmåner.

att deltagarna bygger upp ett meningsfullt aktieinnehav i Lundin Petroleum. Förväntad nivå på aktieäggande är antingen 50 procent eller 100 procent (200 procent för VD) av deltagarens årliga bruttgrundlön, beroende på deltagarens ställning inom koncernen.

Uppföljning och utvärdering av resultat

Styrelsen är också ansvarig för att kontinuerligt följa upp och utvärdera VD:s arbete och ska minst en gång per år göra en formell genomgång av de resultat VD uppnått under året. Under 2014 gjorde ersättningskommittén för styrelsens räkning en genomgång av bolagsledningens och VD:s arbete och resultat.

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 företar ersättningskommittén årliga "benchmarking" jämförelser av bolagets ersättningspolicy och förfaranden.

Årlig rörlig lön

Bolaget anser att årlig rörlig lön är en viktig del av den ledande befattningshavarens ersättningspaket där anknytta 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 en till tolv 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.

Kostnaden för årlig rörlig lön för 2014 beräknas variera mellan ingen utbetalning vid miniminivån och 25,6 miljoner kronor (exklusive sociala avgifter) vid maximinivån, baserat på bolagsledningens nuvarande sammansättning.

Långsiktigt incitamentsprogram (Long-term Incentive Plan)

Bolaget anser att det är lämpligt att strukturera sina långsiktiga incitamentsprogram (long-term incentive plans (LTIP)) på ett sätt som förenar incitament för bolagsledningen med aktieägarintressen. Ersättning som är kopplad till aktiekursen leder till större personligt engagemang för bolaget. Därför anser styrelsen att bolagets LTIP för bolagsledningen skall vara kopplad till bolagets aktiekurs.

Information avseende de väsentliga villkoren i 2014 års föreslagna LTIP för bolagsledningen finns tillgänglig som en del av handlingarna inför årsstämman på www.lundin-petroleum.com.

Kostnaden för 2014 års föreslagna LTIP vid tilldelning beräknas variera mellan ingen utbetalning vid miniminivån och 95,0 miljoner kronor (exklusive sociala avgifter) vid maximinivån, baserat på bolagsledningens nuvarande sammansättning.

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.

Avgångsvederlag

En ömsesidig uppsägningstid av mellan en och tolv 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 högst två års grundlön, för det fall anställningen upphör på grund av väsentlig ägarförändring i bolaget. Styrelsen är vidare bemyndigad att i enskilda fall godkänna avgångsvederlag utöver uppsägningstiden och avgångsvederlag till följd av en väsentlig ägarförändring, om anställningen sägs upp av bolaget utan saklig grund, eller under andra omständigheter enligt styrelsens bedömning. Sådana avgångsvederlag kan leda till utbetalning om högst ett års grundlön; inga andra förmåner skall ingå. Det sammanlagda avgångsvederlaget (dvs. för uppsägningstid och avgångsvederlag) skall vara begränsat till högst två års grundlön.

Bemyndigande för styrelsen

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

Utestående ersättningar

Information avseende tidigare beslutade ersättningar till bolagsledningen som inte har förfallit till betalning (om några) finns tillgänglig i not 32 i bolagets årsredovisning.

Avvikelser från 2013 års ersättningspolicy

År 2013 enades styrelsen om en avvikelse från 2013 års ersättningspolicy och godkände ett avgångsvederlag för bolagets tidigare Chief Financial Officer. Styrelsen ansåg att särskilda skäl motiverade en sådan avvikelse med hänsyn till den tidigare Chief Financial Officers betydande bidrag till bolaget under hans tjänsteår. Avvikelsen beskrivs i detalj i not 31 i bolagets årsredovisning (2013).

Slutsatserna presenterades för styrelsen tillsammans med förslag till ersättning till VD och bolagsledning. Varken VD eller övriga ledande befattningshavare var närvarande under dessa diskussioner.

I ersättningskommitténs uppgifter ingår att följa upp och utvärdera den generella tillämpningen av den ersättningspolicy som årsstämman godkände. I samband med detta upprättar ersättningskommittén för styrelsens godkännande en årlig rapport om tillämpningen av ersättningspolicy och utvärderingen av ersättningar till den verkställande ledningen.

Som en del av denna utvärderingsprocess verifierar bolagets externa revisor också varje år att ersättningspolicyen har tillämpats korrekt. Båda rapporterna är tillgängliga på Lundin Petroleum's webbplats.

Styrelsens förslag till 2015 års årsstämma för ersättning till bolagsledningen

För information om styrelsens förslag till 2015 års årsstämma för ersättningar till bolagsledningen, inklusive ett LTIP liknande det som godkändes av 2014 års årsstämma, se Förvaltningsberättelsen, sidan 88.

Styrelsen				
Namn	Ian H. Lundin	Peggy Bruzelius	C. Ashley Heppenstall	Asbjørn Larsen
Funktion	Styrelseordförande (sedan 2002)	Ledamot	Koncernchef och VD, ledamot	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, ShaMaran Petroleum Corp., Gateway Storage Company Limited och Africa Energy Corp.	Ledamot i Selvaag Gruppen AS, The Montebello Cancer Rehabilitation Foundation och The Tom Wilhelmsen Foundation.
Aktier i Lundin Petroleum (per den 31 december 2014)	0 ¹	8 000	1 391 283	12 000
Deltagande i styrelsemöten	9/10	10/10	10/10	10/10
Deltagande i revisionskommitténs möten	–	6/6	–	6/6
Deltagande i ersättningskommitténs möten	–	–	–	–
Deltagande i olje- och gasreservkommitténs möten	1/1	–	–	1/1
Arvode för styrelse- och kommittéarbete	SEK 1 025 000	SEK 595 000	0	SEK 595 000
Ersättning för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget ⁶	SEK 1 590 000	0	0	0
Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Ja ²	Ja	Nej ³	Ja
Oberoende av bolagets större aktieägare	Nej ¹	Ja	Nej ³	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 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 bolag där bolag som är associerade med familjen Lundin innehar tio procent eller mer av aktiekapitalet och rösttalet.

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., Lundin Gold Inc. och Lundin Foundation, ledamot i Bukowski Auktioner AB.	Ledamot i Lundin Mining Corp., Denison Mines Corp., New West Energy Services Inc. och NGEx Resources Inc.	–	Ledamot i Teknikföretagen och Aktiemarknadsnämnden.
788 331 ⁴	118 441	250 000	3 500
9/10	10/10	10/10	9/10
–	6/6	–	–
–	3/3	3/3	3/3
–	–	–	–
SEK 495 000	SEK 745 000	SEK 595 000	SEK 645 000
0	0	0	0
Ja	Ja	Ja	Ja
Nej ⁴	Nej ⁵	Ja	Ja

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

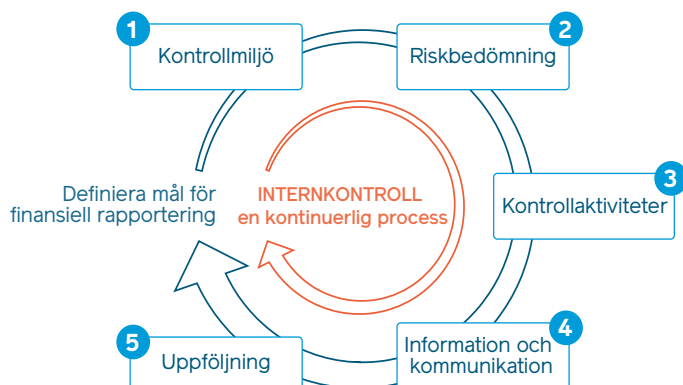
5 Enligt valberedningens och bolagets mening är William A. Rand inte att anse som oberoende av bolagets större aktieägare eftersom han har styrelseuppdrag i bolag där bolag som är associerade med familjen Lundin innehar tio procent eller mer av aktiekapitalet och röstetalet.

6 Dessa ersättningar som betalats under 2014 är hänförliga till särskilda uppdrag som utförts för koncernens räkning. Betalningen av dessa ersättningar var i enlighet med de arvoden som godkänts av årsstämmorna 2013 och 2014.

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.

Internrevisor ¹²

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

De fem huvudkomponenterna

Lundin Petroleums system för internkontroll av finansiell rapportering består av fem huvudkomponenter, som beskrivs nedan, och baseras på det ramverk för internkontroll som givits ut av Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Koncernen använder en uppdaterade versionen av COSO ramverket med dess 17 principer. 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.

Kontrollmiljö ¹

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 bistår 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.

Riskbedömning ²

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 riskkarta. Efter det att risker identifierats och utvärderats implementeras kontrollaktiviteter i syfte att minimera riskerna i den finansiella rapporteringsprocessen. Slutsatserna av riskbedömningen rapporteras till ledningen och styrelsen genom revisionskommittén. Identifierade riskområden minskas genom affärsprocesser som integrerar 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.

Kontrollaktiviteter **3**

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.

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

Information och kommunikation **4**

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. Policyen 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.

Uppföljning **5**

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

Stockholm, 8 april 2015

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 2014 på sidorna 54–73 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 8 april 2015
PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiella Rapporter



FINANSIELLA RAPPORTER

Förvaltningsberättelse	76	- Not 22 – Övriga avsättningar	114
Koncernens resultaträkning	89	- Not 23 – Finansiella skulder	114
Koncernens rapport över totalresultat i sammandrag	90	- Not 24 – Övriga upplupna kostnader	115
Koncernens balansräkning	91	- Not 25 – Övriga skulder	115
Koncernens kassaflödesanalys	92	- Not 26 – Ställda panter	115
Förändringar i koncernens egna kapital	93	- Not 27 – Ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	115
Redovisningsprinciper	94	- Not 28 – Resultat per aktie	115
Noter till koncernens finansiella rapporter	100	- Not 29 – Justering för ej kassaflödesjusterande poster	115
- Not 1 – Intäkter	100	- Not 30 – Transaktioner med närstående	116
- Not 2 – Produktionskostnader	100	- Not 31 – Genomsnittligt antal anställda	116
- Not 3 – Segmentinformation	100	- Not 32 – Ersättning till styrelse, bolagsledning och andra anställda	117
- Not 4 – Finansiella intäkter	102	- Not 33 – Långsiktiga incitamentsprogram	118
- Not 5 – Finansiella kostnader	103	- Not 34 – Ersättning till koncernens revisorer	120
- Not 6 – Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden	103	- Not 35 – Händelser efter balansdagens utgång	120
- Not 7 – Inkomstskatter	104	Moderbolagets årsredovisning	121
- Not 8 – Olje- och gastillgångar	106	Moderbolagets resultaträkning	121
- Not 9 – Övriga materiella anläggningstillgångar	108	Moderbolagets rapport över totalresultat	121
- Not 10 – Övriga aktier och andelar	108	Moderbolagets balansräkning	122
- Not 11 – Finansiella instrument	109	Moderbolagets kassaflödesanalys	123
- Not 12 – Finansiella risker, känslighetsanalys och derivatinstrument	111	Förändring i moderbolagets egna kapital	123
- Not 13 – Övriga finansiella tillgångar	113	Noter till moderbolagets finansiella rapporter	124
- Not 14 – Lager	113	- Not 1 – Finansiella intäkter	124
- Not 15 – Kundfordringar	113	- Not 2 – Finansiella kostnader	124
- Not 16 – Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	113	- Not 3 – Inkomstskatt	124
- Not 17 – Övriga fordringar	114	- Not 4 – Övriga fordringar	124
- Not 18 – Likvida medel	114	- Not 5 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	124
- Not 19 – Övriga reserver	114	- Not 6 – Ställda säkerheter, ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	124
- Not 20 – Avsättning för återställningskostnader	114	- Not 7 – Ersättningar till revisor	124
- Not 21 – Pensionsavsättning	114	- Not 8 – Aktier i dotterbolag	125
		Styrelsens försäkran	126
		Revisionsberättelse	127

Förvaltningsberättelse

Lundin Petroleum AB (publ) Org No. 556610-8055

Lundin Petroleum AB har sitt huvudkontor på Hovslagargatan 5, Stockholm och styrelsens säte är Stockholm.

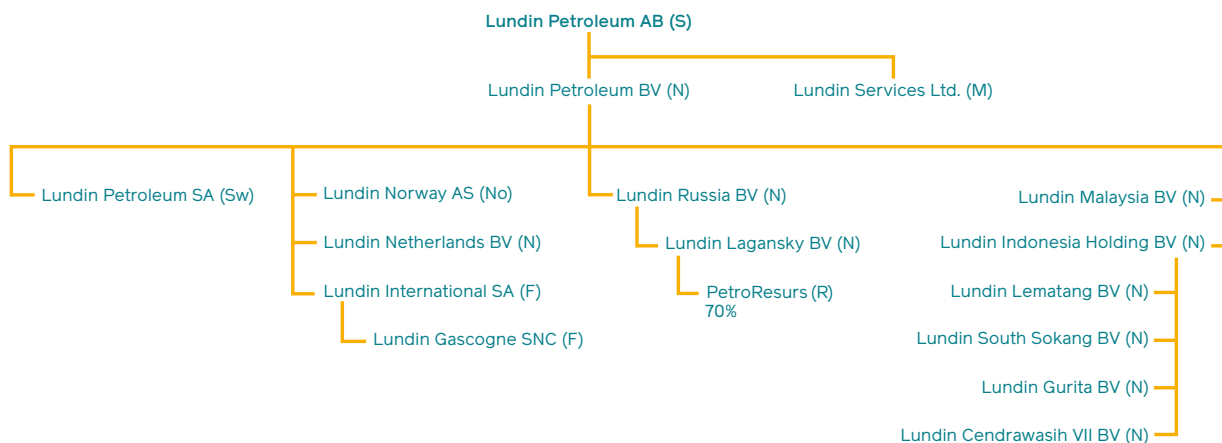
Lundin Petroleums huvudsakliga verksamhet är prospektering efter, utbyggnad av samt produktion av olja och gas. Lundin Petroleum innehar en portfölj av producerande olje- och gastillgångar och utbyggnadsprojekt i ett antal länder med ytterligare prospekteringsmöjligheter.

Koncernen bedriver inte forskning och utveckling i någon väsentlig omfattning. Koncernen har filialer i ett flertal länder. Moderbolaget har inga utländska filialer.

Koncernförändringar

I juli 2014 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av sina andelar i de ryska producerande onshore-tillgångarna i Komiregionen. Dessa tillgångar konsoliderades proportionellt fram till slutet av 2013. Till följd av antagandet av IFRS 11 joint arrangements från 1 januari 2014 har dessa gemensamt kontrollerade enheter redovisats enligt kapitalandelsmetoden fram till försäljningsdatumet. Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 joint arrangements, som antogs 1 januari 2014. Effekten av omräkningen beskrivs i not 6.

Koncernens organisationsschema per den 31 december 2014



Land

(F)	Frankrike	(R)	Ryssland
(M)	Malaysia	(S)	Sverige
(N)	Nederländerna	(Sw)	Schweiz
(No)	Norge		

Not: Koncernens organisationsschema visar endast betydande dotterbolag se moderbolagets årsredovisning not 8 för fullständiga namn och samtliga dotterbolag

Verksamheten

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till tre kärnområden, Norge, Sydostasien och kontinentala Europa. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet, där produktionen för räkenskapsåret 2014 stod för 71 procent av den totala produktionen och 79 procent av Lundin Petroleums totala reserver vid slutet av 2014.

Reserver och resurser

Lundin Petroleum har 187,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som reviderats av en oberoende tredje part, per den 31 december 2014. Lundin Petroleum har också ett antal olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser, exklusive det stora Johan Sverdrupfältet i Norge, uppgick enligt bästa estimat per den 31 december 2014 till 404 MMboe, netto. Johan Sverdrupfältet innehåller betingade bruttoresurser om mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe,¹ varav cirka 95 procent är olja. Johan Sverdrupfältet ligger i licenserna PL501, PL502 och PL265 i Norge och Lundin Petroleum har en samordnad intresseandel om 22,12 procent som är villkorad av godkännande från det norska olje- och energidepartementet.

Produktion

Produktionen för året uppgick till 24,9 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 32,7 Mboepd för samma period 2013) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	2014	2013
Olja		
Norge	15,0	20,6
Frankrike	2,9	2,9
Ryssland ²	1,1	2,3
Summa produktion olja	19,0	25,8
Gas		
Norge	2,6	3,3
Nederländerna	1,9	2,0
Indonesien	1,4	1,6
Summa produktion gas	5,9	6,9
Summa produktion		
Kvantitet i Mboe	9 107,8	11 939,6
Kvantitet i Mboepd	24,9	32,7

¹ Betingade bruttoresurser i februari 2015 enligt operatören Statoil.

² Till följd av antagandet av IFRS 11 Joint arrangements kommer det finansiella resultatet som är hänförligt till de ryska onshore-tillgångarna att redovisas enligt kapitalandelsmetoden från och med den 1 januari 2014. I juli 2014 sålde Lundin Petroleum hela sin andel i Sothemyu-Talyu- och North Iraelfälten i Komiregionen till Arawak Energy Russia BV.

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a. ¹	2014	2013
Alvheim	15%	9,6	10,5
Volund	35%	7,4	12,2
Brynhild	90%	0,1	–
Gaupe	40%	0,5	1,2
Kvantitet i Mboepd		17,6	23,9

¹ Lundin Petroleums licensandel (I.a.)

Produktionen från Alvheimfältet under året var över förväntan till följd av en fortsatt god reservoarprestanda, en förbättrad driftstid för Alvheim FPSO:n samt en högre än förväntad produktion från två borrhningar som åter sattes i produktion i april 2014 efter utförd underhållsarbete. Den ökade produktionen komplementerades delvis av två korta väderrelaterade driftstopp av Alvheim FPSO:n under första kvartalet 2014. Planerat underhållsarbete och slutförande av återkopplingen av Bøyla (I.a. 15%) resulterade i ett cirka två veckor långt driftstopp för Alvheim FPSO:n i september 2014. En producerande borrhning har varit avstängd på Alvheim sedan november 2013 och underhållsarbete av borrhningen planeras under 2015. Under det fjärde kvartalet 2014 påbörjades en ny kompletterande borrhning på Alvheim och produktion förväntas starta under det andra kvartalet 2015. Ytterligare två kompletterande borrhningar är planerade att genomföras under 2015 med produktionsstart i slutet av 2015 eller i början av 2016. Utbyggnaden av Viper/Kobra på Alvheimfältet godkändes av Alveimparterskapet i december 2014 och produktionsstart förväntas i slutet av 2016. Resurserna från Viper/Kobra har följaktligen blivit bokade som reserver per den 31 december 2014. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet var under året omkring 5 USD per fat, exklusive underhållsarbete av borrhningarna.

Volundfältets produktion har under året varit lägre än förväntat på grund av en kombination av två korta väderrelaterade driftstopp vid Alvheim FPSO:n, lägre än förväntat vätskegenomflöde samt ett högre än förväntat förhållande mellan vatten och olja. Den lägre produktionen har dock delvis komplementerats av en bättre än förväntad driftstid för FPSO:n. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrhningar har identifierats på Volundfältet och avsikten är att genomföra åtminstone en kompletterande borrhning under 2016. De betingade resurserna hänförliga till den första kompletterande borrhningen har därmed blivit bokade som reserver, per den 31 december 2014. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var lägre än 4 USD per fat under året.

Produktion från Brynhildfältet startade den 25 december 2014. Två produktionsborrhningar har slutförts och är klara för produktion, medan slutförande av den tredje borrhningen pågår. Produktionskapaciteten från den första borrhningen bekräftades då platåproduktion nåddes från start. Produktionen har dock varit under platånivå under den första månaden på grund av en kombination av oväntade faktorer såsom anläggning- och borroptimering samt väderrelaterade problem. Fältet förväntas trappa upp till en stabil platåproduktion om 12 000 boepd inom de nästkommande veckorna. Direkt efter att den

tredje borrhningen har slutförts kommer den fjärde och sista utbyggnadsborrningen på Brynhild att genomföras.

Produktionen vid Gaupefältet har varit enligt förväntan. Fältet är för närvarande under driftstopp men kan, beroende på de ekonomiska förutsättningarna, ha potential att återuppta begränsad produktion under 2015. Inga reserver har dock redovisats för Gaupefältet.

Utbyggnad

Bøyla

Produktion vid Bøylafältet startade den 19 januari 2015. Bøylafältet har byggts ut som en 28 km lång återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n. En produktionsborrning och en vatteninjicerande borrning har slutförts och satts i produktion och en produktionsborrning kommer att starta sent under 2015.

Edvard Grieg

Utbyggnaden av Edvard Griegfältet har kommit långt och fortgår enligt plan och inom budget. Under det andra kvartalet 2014 installerades ståljacketen med framgång på plats offshore och under det tredje kvartalet 2014 slutfördes den 94 km långa gasledningen till gassystemet Sage Beryl. Kværners konstruktionsarbete med processdäcken är i stort sett avslutat och driftsättningsarbete onshore pågår. Installation av oljepipelin för export till oljeledningen Grane pågår. Installation av processdäcken är planerad till andra kvartalet 2015. Utbyggnadsborrningar med jack-up-riggen Rowan Viking påbörjades under det tredje kvartalet 2014. Produktionsstart från Edvard Griegfältet förväntas till det fjärde kvartalet 2015, efter att anslutnings- och driftsättningsarbete offshore är slutfört.

Utvärderingsborrningen 16/1-18 på den sydöstra delen av Edvard Griegfältet slutfördes med framgång under året. Borrningen påträffade en 62 meter lång sandstensreservoar av måttlig till god kvalitet. Ytterligare en utvärderingsborrning, som syftar till att bättre förstå fördelningen av den här sandstenen och som potentiellt kan öka reserverna, planeras att genomföras på den södra delen av Edvard Grieg under 2015.

Ivar Aasen

Under året har Ivar Aasenfältet, beläget omedelbart norr om Edvard Griegfältet, samordnats över de tre licenserna PL001b/PL242, PL338BS (I.a. 50%) och PL457. PL338BS är en stratigrafisk avknoppning av PL338 och har samma ägarstruktur i licensen som PL338 (I.a. 50%). PL338BS har tilldelats en samordnad

licensandel om 2,77 procent i utbyggnaden av Ivar Aasen, vilket därför ger Lundin Petroleum en ägarandel i enheten Ivar Aasen om 1,385 procent, netto. Den samordnade licensandelen är inte föremål för några nya beslut. Operatören för Ivar Aasen, Det norske oljeselskap (Det norske), uppskattar att fältet innehåller bruttoreserver om 192 MMboe, exklusive fyndigheten Hanz som inte är en del av enheten Ivar Aasen. Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacket med processdäcksanläggningar som består av boendekvarter och borranläggningar med olje-, gas- och vattenavskiljning för vidare export till Edvard Griegplattformen för slutlig behandling och pipelineexport. Produktionsstart av Ivar Aasen beräknas att ske under fjärde kvartalet 2016 och Lundin Petroleum har redovisat sin samordnade licensandel om 1,385 procent som reserver per den 31 december 2014.

Johan Sverdrup

Lundin Petroleum fann Johan Sverdrupfyndigheten år 2010 med borrning 16/2-6 som genomfördes i PL501 (I.a. 40%). Totalt 22 borrhningar och sju sidospårsborrningar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet har slutförts. I februari 2015 lämnade partnerskapet för Johan Sverdrup in utbyggnadsplanen (Plan for Development and Operations, PDO) för Fas 1 till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnads-koncept för hela fältet, vilket innefattar en förväntad plåtproduktion för hela fältet om mellan 550 000 och 650 000 boepd, brutto och betingade bruttoresurser om mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe, varav cirka 95 procent av resurserna är olja. Samtidigt som utbyggnadsplanen lämnade också majoriteten av partnerskapet in ett avtal om hur licenserna ska fördelas i det samordnade Johan Sverdrupfältet (Tract Participation Agreement), med en föreslagen licensandel om 22,12 procent till Lundin Petroleum. Avtalet är villkorat av godkännande från norska olje- och energidepartementet. Statoil har utsetts som operatör för Johan Sverdrupfältet.

Arbetet med FEED (Front End Engineering) för Fas 1 slutfördes av Aker Solutions i slutet av 2014 och kulminerade i att utbyggnadsplanen för Fas 1 lämnades in i februari 2015. Utbyggnadsplanen för Fas 1 innehåller ett fältcenter bestående 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. I juni 2014 meddelade Statoil att en avsiktsförklaring har undertecknats med Kværner

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad plåtproduktion, brutto
PL340	Bøyla	15%	oktober 2012	23 MMboe	Påbörjad januari 2015	20,0 Mboepd
PL338	Edvard Grieg	50%	juni 2012	187 MMboe	Q4 2015	100,0 Mboepd
Diverse	Ivar Aasen	1,385%	maj 2013	192 MMboe	Q4 2016	65,0 Mboepd
Diverse	Johan Sverdrup	22,12% ¹	förväntad mitten av 2015	1,7 – 3,0 billion boe ²	Q4 2019	550,0 – 650,0 Mboepd

¹ Villkorat av godkännande från norska olje- och energidepartementet

² Betingade bruttoresurser i februari 2015 enligt operatören Statoil

i Norge om leverans av två ståljackets för utbyggnaden i Fas 1. Leverans av ståljacketen för plattformen för stigrör är planerad till 2017 och för ståljacketen för plattformen med borrhöjningen till 2018. I januari 2015 tilldelades Kvaerner ett kontrakt för jacketen på stigrörsplattformen. Ett andra kontrakt tilldelades Aker Solution i januari 2015 för projektering och upphandling av plattformen för processdäck och stigrör för Fas 1, samt för anslutningsarbete och gångbroar mellan fältets plattformar.

Produktionsstart för Fas 1 av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 000 och 380 000 fat olja per dag (bopd). För att uppnå produktion för Fas 1, förväntas 35 produktions- och injiceringsborrningar att genomföras, av vilka 14 borrningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög innan produktionsstart, för att möjliggöra plåtproduktion för Fas 1.

Bruttoinvesteringen för Fas 1, vilken innefattar såväl exportpipelines för olja och gas som energiförsörjning från land, uppskattas till 117 miljarder NOK, inklusive oförutsedda utgifter och visst utrymme för potentiella framtida prisökningar. Fältcentret i Fas 1 kommer även att ha ett kapacitetsutrymme för att underlätta för framtida utbyggnadsfaser och potentiellt ökad utvinning.

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.

De resurser i Johan Sverdrup som inte har byggts ut i Fas 1 kommer att byggas ut under påföljande utbyggnadsfaser. Eftersom utbyggnadskonceptet för hela fältet ännu inte har godkänts av partnerskapet, uppskattas den nuvarande bruttoinvesteringen för hela fältet, inklusive kostnader för Fas 1, till mellan 170 och 220 miljarder NOK.

Två utvärderingsborrningar har slutförts på Johan Sverdrupfältet under året. Borrning 16/3-8S slutfördes med framgång i PL501 på Avaldsneshöjden mellan borrningarna 16/2-6, 16/2-7 och 16/3-4 och påträffade en oljefyllt 13 meters reservoarsektion av Draupnesand från sen juraperiod. Borrningen uppnådde ett utmärkt flödestestresultat samt uppmätte exceptionellt hög permeabilitet. En sidospårsborrning, 16/3-8ST2, har också slutförts med framgång. Utvärderingsborrning 16/2-19 och sidospårsborrning 16/2-19A i PL265 slutfördes under april 2014. Resultaten från borrningarna var under förväntan med en tunnare än väntat reservoar mot berggrundshöjden.

Utvärdering

Utöver utvärderingsborrningarna på Johan Sverdrup har ytterligare två utvärderingsborrningar genomförts under året.

I juli 2014 slutfördes utvärderingsborrningen på fyndigheten Gohta i södra Barents hav. Utvärderingsborrningen 7120/1-4S i PL492 (I.a. 40%) på Gohta påträffade 10 meter av gas och kondensat i kalkstenskonglomerat från sen permperiod med goda reservoaregenskaper liggandes över bruten kalksten av begränsad reservoarkvalitet. Ett test producerade över 26 miljoner kubikfot gas per dag (MMscfd) och 880 fat kondensat per dag.

Utvärderingsborrning 16/4-8S i PL359 (I.a. 50%) på fyndigheten Luno II på Utsirahöjden slutfördes i augusti 2014 och en 30 meter lång oljekolonn, brutto, påträffades under ett tunt gasskikt. Borrningen testades med framgång för olja men reservoarkvaliteten var sämre än vad som förväntats. Det omvärderade betingade resursintervallet för fyndigheten Luno II uppskattas till mellan 27 och 71 MMboe, brutto.

Lundin Petroleum planerar att genomföra tre till fyra utvärderingsborrningar i Norge, offshore under 2015. Två av dessa planeras på Altafyndigheten i PL609 (I.a. 40%) i södra Barents hav och en på den sydöstra delen av Edvard Griegfältet i PL338 (I.a. 50%). Ytterligare en utvärderingsborrning kan komma att genomföras på Gohtafyndigheten i PL492 (I.a. 40%) under 2015.

Borrprogram för utvärdering 2014

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL501	Lundin Petroleum	40% ¹	16/3-8S & T2	januari 2014	Avslutad mars 2014
PL265	Statoil	10% ¹	16/2-19	februari 2014	Avslutad april 2014
PL492	Lundin Petroleum	40%	7120/1-4S	maj 2014	Avslutad juli 2014
PL359	Lundin Petroleum	50%	16/4-8S	juni 2014	Avslutad augusti 2014

¹ Samordnad licensandel om 22,12%, villkorad av godkännande från norska olje- och energidepartementet

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2014

Licens	Borrning	Start datum	Mål	l.a.	Operatör	Resultat
Utsirahöjden						
PL501	16/2-20A	januari 2014	Torvastad (sidospår)	40% ¹	Lundin Petroleum	Oljespår – icke-kommersiell
PL625	25/10-12S	oktober 2014	Kopervik	40%	Lundin Petroleum	Torr
Södra Barents hav						
PL659	7222/11-2	januari 2014	Langlitinden	20%	Det norske	Oljefyndighet – icke-kommersiell
PL609	7220/11-1	augusti 2014	Alta	40%	Lundin Petroleum	Olje- och gas fyndighet – bruttoresurser om 125 – 400 MMboe
Nordsjön						
PL631	33/12-10S	september 2014	Vollgrav South	60%	Lundin Petroleum	Torr
PL584	6405/12-1	oktober 2014	Lindarormen	60%	Lundin Petroleum	Torr
PL555	33/2-1	oktober 2014	Storm	60%	Lundin Petroleum	Oljespår – icke-kommersiell

¹ Samordnad licensandel om 22,12%, villkorad av godkännande från norska olje- och energidepartementet

Under 2014 har Lundin Petroleum slutfört sju prospekteringsborrningar i Norge. På Utsirahöjden har sidospårsborrningen Torvastad, 16/2-20A, med en reservoarsekvens från sen juraperiod 770 meter väster om prospekteringsborrningen 16/2-20 som målsättning, avslutats i februari 2014. Sidospårsborrningen påträffade olja men fann en reservoarkvalitet som var sämre än förväntat och bedömdes vara icke-kommersiell.

Borrning 7222/11-2 på strukturen Langlitinden på sydöstra Loppahöjden i södra Barents hav slutfördes i februari 2014. Borrningen påträffade olja i sandstensreservoar från mellersta triasperioden men reservoarkvaliteten var sämre än förväntat och borrningen meddelades därför vara icke-kommersiell.

Borrning 7220/11-1 på strukturen Alta i södra Barents hav, som är i samma geologiska förlängning som Gohtafyndigheten från 2013, meddelades som en olje- och gasfyndighet i oktober 2014. En kolvätekolonn om 57 meter, brutto, innehållandes karbonater av god reservoarkvalitet påträffades och flödestester uppmätte en nivå om cirka 3 300 boepd och 1,7 MMscfd. Fyndigheten uppskattas innehålla resurser om mellan 125 och 400 MMboe.

Borrning 33/12-10S på strukturen Vollgrav South, belägen i närheten av Statfjordfältet, påträffade inga kolväten och borrningen meddelades i oktober 2014 som torr.

I december 2014 meddelades att borrning 33/2-1 på strukturen Storm, 65 km nordväst om fältet Snorre påträffade kolväten i reservoarsekvenser från krita- och juraperioderna, men som ej var i kommersiella volymer.

Borrning 6405/12-1 på strukturen Lindarormen 80 km nordost om Ormen Langefältet meddelades också som torr i december 2014, då inga kolväten påträffades.

Borrning 25/10-12S på Kopervik slutfördes som en torr borrning i december 2014. Borrningen genomfördes 20 km nordväst om Johan Sverdrupfältet och påträffade en reservoar från juraperioden av god kvalitet men inga kolväten.

Under 2015 planerar Lundin Petroleum att genomföra sju prospekteringsborrningar som operatör med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 475 MMboe, netto.

Prospekteringsborrningar 2015

Licens	l.a.	Struktur
Södra Barents hav		
PL609	40%	Neiden
PL708	40%	Ørnen
Utsirahöjden		
PL338C	80% ¹	Gemini
PL359	50%	Luno II North
PL674	35%	Zulu
PL544	40%	Fosen
Norra Nordsjön		
PL579	50%	Morkel

¹ Lundin Petroleum har farmat ut 30 procent av sin 80 procentiga licensandel till Lime Petroleum Norway, förutsatt regeringsgodkännande.

Under året har Lundin Petroleum tillsammans med 32 andra företag tecknat avtal med Western Geco och PGS för utökad insamling av 3D-seismik i norska sydöstra Barents hav inför den 23:e licensrundan. Insamlingen av 3D-seismik slutfördes under det tredje kvartalet 2014 och bearbetningen planeras att vara klar sommaren 2015. I januari 2015 meddelade det norska olje- och energidepartementet att 57 block, eller delar utav block, kommer att utlysas i den 23:e licensrundan, varav majoriteten av blocken är belägna i Barents hav. Sista ansökningstid för licenser är i december 2015 och tilldelningarna förväntas meddelas under de första sex månaderna av 2016.

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

Under året tilldelades Lundin Petroleum nio licenser genom licensrundan APA 2013, inklusive fyra nya licenser i södra Barents hav. Därutöver har Lundin Petroleum förvärvat 30 procent av Premier Oil i PL359, där Lundin Petroleum är operatör och redan hade en andel om 40 procent. Lundin Petroleum har därefter ingått i två separata transaktioner som innebär att fem procent i PL359 såldes till OMV Norge och 15 procent i PL359 såldes till Wintershall Norge. Efter dessa transaktioner har Lundin Petroleum en licensandel om 50 procent i PL359 och dessa transaktioner har också garanterat att respektive partners licensandelar är desamma i PL359 och PL338, där Edvard Griegfältet ligger. I januari 2014 farmade Lundin Petroleum ut tio procent i PL546 (I.a. 50% efter utfarmning) till Petrolia Norway. I augusti 2014 farmade Lundin Petroleum in i PL675 och PL674BS och förvärvade en licensandel om 35 procent och 15 procent vardera. Under året återlämnades PL409, PL570, PL495 och PL453S. PL338 kommer att delas upp i två licenser, varav den ursprungliga licensen i PL338 omfattar Edvard Griegfältet och den nya licensen PL338C omfattar resterande prospekteringspotential i den ursprungliga licensen, inklusive Gemini- och Rolvsnesstrukturerna. Lundin Petroleum har farmat ut 30 procent av sin 80 procentiga licensandel till Lime Petroleum Norway, förutsatt regeringsgodkännande. OMV Norge innehar den resterande licensandelen om 20 procent.

I januari 2015 meddelade det norska olje- och energi-departementet tilldelade licenser i 2014 års APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades åtta licenser, varav sex som operatör.

Kontinentala Europa

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	2014	2013
Frankrike			
– Paris Basin	100% ¹	2,5	2,5
– Aquitaine Basin	50%	0,4	0,4
Nederländerna	Flera	1,9	2,0
		4,8	4,9

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionsnivån i Frankrike är i stort sett i linje med förväntningarna då ökad produktion från Grandvilles återutbyggnad i Paris Basin har kompenserat för den naturliga minskningen från de andra fälten. Borrningar för återutbyggnaden av Vert la Gravelle påbörjades under det fjärde kvartalet 2014, men på grund av det aktuella låga oljepriset kommer de resterande fem utbyggnadsborrningarna att skjutas upp.

Prospekteringsborrningen Hoplites på koncessionen Est Champagne (I.a. 100%) slutfördes under det fjärde kvartalet 2014 och inga kolväten påträffades.

Nederländerna

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

Utbyggnadsborrningen K5-A5 (I.a. 2,03%) genomfördes med framgång under året och produktion förväntas påbörjas i mitten av 2015. Utbyggnadsborrningen K5-A6 (I.a. 2,03%) slutfördes tidigt i januari 2015. Reservoiren som påträffades saknade tillräckligt tryck och kommer att pluggas igen som en torr borrning och överges. Utbyggnadsborrningen E17-A5 (I.a. 1,20%) genomförs för närvarande. Lundin Petroleum räknar med att delta i ytterligare två utbyggnadsborrningar och två prospekteringsborrningar under 2015.

En prospekteringsborrning på E17a/b (I.a. 1,20%) genomfördes under året och påträffade gas och olika alternativ för utbyggnad ses nu över.

Prospekteringsborrningen Hempens-1 på Leeuwardenlicensen (I.a. 7,2325%) slutfördes under året som en torr borrning. Utbyggnadsborrningen LW102ST genomfördes också på Leeuwardenlicensen under första kvartalet 2014 har efter tester bedömts som icke-framgångsrik.

Prospekteringsborrningen Lambertschaag-2 på Slootdorplicensen (I.a. 7,2325%) slutfördes under året och borrningen betraktas som icke-kommersiell även om gas påträffades i ett grundare intervall.

Prospekteringsborrningen Langezwaag-2 i Gorredijklicensen (I.a. 7,75%) har slutförts och gas påträffades i två intervaller. Produktion startades i januari 2015.

Sydostasien

Malaysia – Offshore Malaysiska halvön

Utbyggnaden av Bertamfältet i PM307 (I.a. 75%) fortgår enligt plan. Ståljacketen har färdigställts och installerats med framgång, offshore Malaysiska halvön under året. Konstruktionen av processdäcket för plattformen för borrhuvudet vid TH Heavy Engineerings (THHE) varv installerades framgångsrikt vid ståljacketen i oktober 2014. Livstidsförlängningsarbete på Bertam FPSO:n (Tidigare Ikdam FPSO:n) vid Keppel Shipyard i Singapore är nu maskintekniskt slutfört och i februari 2015 förankrades och anslöts Bertam FPSO:n till offshore-plattformen. Jack-up-borrningen West Prospero påbörjade utbyggnadsborrningar på Bertamfältet under det tredje kvartalet 2014 och borrningarna förväntas pågå tills senare delen av 2015. Konceptet för installationen på havsbotten består av 13 horisontella borrningar som kompletteras med elektriska undervattenspumpar.

Bertamfältet uppskattas innehålla bruttoreserver om 18 MMboe och byggs ut genom en obemannad offshore-plattform i anslutning till den fast förankrade Bertam FPSO:n med en total utbyggnadskostnad uppskattad till 400 MUSD, exklusive eventuella kostnader relaterade till FPSO:n. Produktionsstart vid Bertamfältet planeras till det andra kvartalet 2015 med en platåproduktion om 15,0 Mboepd, brutto.

Utvärderingsborrningen Tembakau-2 i PM307 (I.a. 75%) har framgångsrikt slutförts och resultaten från produktionstest från I10- och I20-sanden gav 15,9 respektive 15,8 MMscfd. Konceptuella utbyggnadsstudier har avslutats och beslut om utbyggnad kommer sannolikt att bero på gasprisets utveckling.

Under det fjärde kvartalet 2015 planeras två prospekteringsborrningar att genomföras på block PM307 efter det att utbyggnadsprogrammet på Bertam är slutfört. Målsättningen för prospekteringsborrningarna är oljestrukturen Mengkuang-1 som uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 21 MMboe, brutto och oljestrukturen Rengas där målsättningen är att nå obekräftade prospekteringsresurser om 22 MMboe, brutto.

Under det tredje kvartalet 2014 ingick Lundin Petroleum ett infarmningsavtal med Petronas Carigali, enligt vilket Lundin Petroleum har förvärvat en 50-procentig andel med operatörskap för PM328, beläget nordost om PM307 och är 5 600 km² stort. Produktionsdelningskontraktet löper på tre år och arbetsprogrammet inkluderar ett åtagande om att förvärva 600 km² 3D-seismisk data de första 18 månaderna.

Överenskommelsen med HiRex Petroleum om utfarmning av andelar i PM308B, som tidigare meddelats, kommer ej att slutföras och avtalet har sagts upp.

Malaysia – Sabahområdet

Lundin Petroleum fortsätter att utvärdera potentialen för kommersialisering av gasfyndigheterna Berangan, Tarap, Cempulut och Titik Terang i block SB303 (I.a. 75%), mest troligt genom en klusterutbyggnad. Dessa fyra fyndigheter uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 347 bcf, enligt bästa estimat.

Borrning på strukturen Kitabu i SB307/SB308 (I.a. 42,5%) genomfördes under det fjärde kvartalet 2014 men påträffade inga kolväten.

Indonesien

Lundin Petroleums tillgångar i Indonesien är belägna i Natunasjön och offshore nordöstra Indonesien och onshore södra Sumatra. De indonesiska tillgångarna består av cirka 24 750 km² prospekteringsareal och ett producerande oljefält onshore Sumatra.

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	2014	2013
Singa	25,9%	1,4	1,6

Produktionen från Singafältet var under förväntan under året, främst på grund av vissa anläggningsrelaterade problem och ett driftstopp för omläggning av gasledningen. I början av 2014 ingicks ett reviderat gasförsäljningsavtal för Singafältet som gällde från den 2 januari 2014, vilket får till följd ett ökat försäljningspris för gas om 7,97 USD per miljon British Thermal Unit (MMBtu) jämfört med det tidigare priset på 5,20 USD per MMBtu. Avtalet innehåller villkor avseende en årlig prisökning.

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på strukturerna Balqis och Boni på Baronangblocket (I.a. 85%) i Natunahavet i Indonesien, slutfördes under året. Båda borrningarna påträffade sandstensreservoar av hög kvalitet vid den förutsedda oligocennivån men ingen av borrningarna påträffade några kolväten och har därför meddelats som torra. Lundin Petroleum planerar att återlämna både Baronang- och Cakalangblocken.

Gurita

I oktober 2014 meddelade Lundin Petroleum att prospekteringsborrningen på strukturen Gobi i Guritablocket (I.a. 90%) var icke-framgångsrik och har pluggats igen och övergivits som en torr borrning.

South Sokang

Insamling av 3D-seismik om 1 000 km² har slutförts på South Sokangblocket (I.a. 60%) under 2013. Den seismiska bearbetningen och tolkningen har i huvudsak slutförts och potentiella olje- och gasstrukturer har identifierats vid miocen- och oligocennivåer.

Cendrawasih VII

Lundin Petroleum utför geologiska och tekniska studier över Cendrawasih VII-blocket (I.a. 100%), offshore östra Indonesien.

Cendrawasih VIII

I november 2014 ingick Lundin Petroleum ett gemensamt studieavtal om 100 procent för prospekteringsblocket Cendrawasih VIII som angränsar till Cendrawasih VII blocket.

Ryssland

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	2014	2013
Komirepubliken	50%	1,1	2,3

I juli 2014 sålde Lundin Petroleum hela sin andel i Sotchemy-Talyu- och North Iraelfälten i regionen Komi kontant till Arawak Energy Russia BV.

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (I.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 Laganskyblocket. Slutförandet av avtalet med Rosneft är dock för närvarande osäkert på grund av en rad olika anledningar.

Corporate Responsibility – Samhällsansvar

Under året inträffade sju incidenter med förlorad arbetstid som följd (Lost Time Incidents, LTI) av lindrig natur hos Lundin Petroleums uppdragstagare. Detta resulterade i en LTI-frekvens om 0,25 per 200 000 timmar som är den hittills lägsta rapporterade frekvensen för förlorad arbetstid. Den totala frekvensen för rapporterade incidenter (Total Recordable Incident Rate, TRIR) uppgick till 0,42. Ett mindre oljeutsläpp inträffade i Frankrike under 2014. Jord avlägsnades där utsläppet skett, men det hade ingen bestående inverkan på miljön.

I september 2014 undertecknade Lundin Petroleum FN:s Global Compact Call:s to Action som uppmanar företag att påverka världens regeringar att förstärka åtgärder för bekämpning av korruption. Beslutet att stödja initiativet, som demonstrerar Lundin Petroleums fortsatta och utökade engagemang för anti-korruption, har godkänts av styrelsen.

Inom ramen för miljörapportering i Carbon Disclosure Project betygsattes Lundin Petroleum till 90B i den nordiska rapporteringen (CDP Nordic Report). Det är det högsta betyg som tilldelats ett nordiskt olje-och gasföretag. För kategorin energiföretag var det högsta utdelade betyget 92A medan genomsnittet för Norden låg på 80C och för Sverige på 82B.

Finansiell översikt

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2014 uppgick till -431,9 MUSD (72,9 MUSD). Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till -427,2 MUSD (77,6 MUSD), motsvarande resultat per aktie, före och efter full utspädning om -1,38 USD (0,25 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 671,3 MUSD (955,7 MUSD) för året, motsvarande EBITDA per aktie om 2,14 USD (3,08 USD). Operativt kassaflöde för året uppgick till 1 138,5 MUSD (967,9 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 3,63 USD (3,12 USD).

Intäkter

Intäkter för året uppgick till 785,2 MUSD (1 132,0 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för året uppgick till 745,0 MUSD (1 160,4 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhöles per fat oljeekvivalenter uppgick till 88,28 USD (100,19 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Brentpriset för året uppgick till 98,95 USD (108,66 USD) per fat.

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

Försäljning	2014	2013
Försäljning		
Genomsnittspris per boe i USD		
Försäljning olja		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	5 183,3	7 925,4
– Genomsnittspris per boe	102,35	111,87
Frankrike		
– Kvantitet i Mboe	1 028,7	1 030,4
– Genomsnittspris per boe	94,08	106,93
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	1,1	1,8
– Genomsnittspris per boe	91,64	96,24
Summa försäljning olja		
– Kvantitet i Mboe	6 213,1	8 957,6
– Genomsnittspris per boe	100,98	111,30
Försäljning		
Genomsnittspris per boe i USD		
Försäljning gas och NGL		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	1 080,8	1 389,4
– Genomsnittspris per boe	56,02	72,33
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	687,9	715,7
– Genomsnittspris per boe	51,11	64,34
Indonesien		
– Kvantitet i Mboe	457,2	520,1
– Genomsnittspris per boe	47,87	32,54
Summa försäljning gas och NGL		
– Kvantitet i Mboe	2 225,9	2 625,2
– Genomsnittspris per boe	52,83	62,27
Summa försäljning		
– Kvantitet i Mboe	8 439,0	11 582,8
– Genomsnittspris per boe	88,28	100,19

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

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till 23,4 MUSD (45,2 MUSD kostnad) och har redovisats som en intäkt under året. Det var ett underuttag på delen i produktionen från Alvheim och Volundfälten beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 16,8 MUSD (16,8 MUSD) för året och inkluderade justeringen för kvalitetsskillnader som erhållits från Viljefältets ägare till Alvheim- och Volundfältens ägare, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager uppgick för året till 66,5 MUSD (139,6 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	2014	2013
Utvinningsskostnader		
– i MUSD	94,4	103,0
– i USD per boe	10,86	9,28
Tariff- och transportkostnader		
– i MUSD	18,4	21,6
– i USD per boe	2,12	1,95
Royalty och direkta skatter		
– i MUSD	3,6	3,4
– i USD per boe	0,41	0,31
Förändringar i lager		
– i MUSD	-0,8	-2,0
– i USD per boe	-0,09	-0,18
Övrigt		
– i MUSD	-49,1	13,6
– i USD per boe	-5,65	1,21
Totala produktionskostnader		
– i MUSD	66,5	139,6
– i USD per boe	7,65	12,57

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

De totala utvinningsskostnaderna för året var 94,4 MUSD (103,0 MUSD) och inkluderade kostnader om 10,9 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på två borrhningar på Alvheimfältet, vilka avslutades under det första kvartalet 2014. Under jämförelseperioden utfördes underhållsarbete på Alvheim- och Volundfälten och radialborrning i Paris Basin. De totala utvinningsskostnaderna uppgick till 72,3 MUSD (77,3 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt, och merparten av minskningen jämfört med samma period föregående år är hänförlig till Gaupefältet i Norge som driftstoppades under största delen av andra hälften av 2014.

Utvinningsskostnaden för året uppgick till 10,86 USD (9,28 USD) per fat inklusive underhållsarbetet på Alvheimborrningarna och andra verksamhetsrelaterade projekt. Ökningen i utvinningsskostnaden per fat jämfört med samma period föregående år beror främst på lägre producerade volymer under året. Utvinningsskostnaden uppgick till 8,32 USD (6,96 USD) per fat, exklusive verksamhetsprojekt.

Övriga kostnader redovisades som en intäkt om 49,1 MUSD (13,6 MUSD kostnad) och var huvudsakligen hänförliga till ett kostnadsdelningsavtal för Brynhildfältet, enligt vilket produktionskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Detta avtal värderas till verkligt värde till terminkursen på olja och på grund av det låga oljepriset vid slutet av 2014 redovisades en tillgång per den 31 december 2014.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 131,6 MUSD (156,0 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 67 procent (75 procent) av de totala avskrivningarna för året, motsvarande en genomsnittlig kostnad om 13,75 USD (13,40 USD) per fat. De lägre avskrivningarna för året jämfört med samma period föregående år är i linje med de lägre produktionsvolymerna.

Återställningskostnaderna uppgick till – MUSD (13,3 MUSD). De icke-kassaflödespåverkande återställningskostnaderna som redovisades i resultaträkningen för samma period föregående år var hänförliga till en ökning i uppskattade återställningskostnader för Gaupefältet i Norge.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 386,4 MUSD (287,8 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Under 2014 kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 272,1 MUSD (285,4 MUSD), vilka var främst hänförliga till icke-framgångsrika borrhningar i Norge som genomfördes i PL501 (Torvastad), PL659 (Langlitinden), PL631 (Vollgrav South), PL555 (Storm), PL584 (Lindarormen) och PL625 (Kopervik). Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 107,0 MUSD avseende de icke-framgångsrika borrhningarna på Kitabu-1 i SB307/SB308, offshore Malaysia, Balqis- och Boniborrhningarna på Baronangblocket och Gobi-1 i Guritablocket, offshore Indonesien.

Nedskrivningar

Nedskrivningar i resultaträkningen uppgick till 400,7 MUSD (123,4 MUSD) för året. Det bokförda värdet för olje- och gastillgångar omvärderas regelbundet för att säkerställa framtida återvinning, och till följd av det betydligt lägre oljepriset vid slutet av 2014 redovisades en icke-kassaflödespåverkande nedskrivning om 400,7 MUSD, före skatt avseende Brynhildfältet i Norge. En uppskjuten skatteintäkt om 309,7 MUSD, hänförlig till nedskrivningen, redovisades som uppskjuten skatt i resultaträkningen. Beloppet för samma period föregående år var hänförligt till fyndigheter i Malaysia och Norge som bedömdes vara icke-kommersiella.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 52,2 MUSD (41,2 MUSD), vilka innehöll en kostnad om 8,9 MUSD (4,7 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP program), se även not 33. Avskrivningar av anläggningstillgångar för året uppgick till 4,8 MUSD (4,4 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 1,8 MUSD (3,4 MUSD) och beskrivs i not 4.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 421,8 MUSD (85,9 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för året uppgick till 21,1 MUSD (5,1 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisats över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende främst finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under året, till ett belopp om 36,6 MUSD (18,2 MUSD).

Valutakursförluster uppgick till 356,3 MUSD (46,5 MUSD), netto för året. 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 innehåller andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. US dollarn förstärktes mot Euron under 2014, vilket resulterade i en valutakursförlust hänförlig till det externa lånet i US dollar, vilket har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom försvagades den norska kronan betydligt under 2014, vilket medförde en valutakursförlust på en koncernintern lånebalans i norska kronor. En förstärkt US dollar har en positiv övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det ökar US dollarrens 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 not 12. Under året uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 22,8 MUSD (5,5 MUSD vinst), netto. Dessutom redovisades valutakursförluster om 196,3 MUSD (31,7 MUSD) i övrigt totalresultat, hänförlig till utländska enheter som har räknats om till koncernens presentationsvaluta. I övrigt totalresultat redovisades också förluster på den ej förfallna delen av kassaflödessäkringar om 148,7 MUSD (8,1 MUSD) främst hänförliga till ej förfallna valutakurssäkringar.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 12,6 MUSD (8,7 MUSD) för året. De var hänförliga till kostnadsföringen av avgifter som uppkom i samband med upprättandet av den första kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD, och ökningen som gjordes i februari 2014 till 4,0 miljarder USD, över facilitetens utnyttjandetid.

Engagemangsvgifterna för lånefaciliteten uppgick till 21,4 MUSD (17,1 MUSD) för året, och ökningen gentemot föregående år är en följd av att lånefacilitetens storlek ökat.

Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden

Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden uppgick för året till en förlust om 12,9 MUSD (0,2 MUSD). Den inkluderade en icke-kassaflödespåverkande förlust om 12,6 MUSD (– MUSD), hänförlig till det bokförda värdet av de ryska onshore-tillgångarna till följd av överenskommelsen att avyttra dem. De ryska onshore-tillgångarna såldes i juli 2014.

Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 253,2 MUSD (215,1 MUSD kostnad) för året.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 419,7 MUSD (24,7 MUSD kostnad) för året, av vilken 431,7 MUSD (2,9 MUSD) var hänförlig till Norge till följd av den höga nivån på utbyggnads- prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge under året och den skattemässiga avskrivningen av tidigare års utbyggnadsutgifter. Den aktuella skatteintäkten i Norge för året kompenseras delvis av den aktuella skattekostnaden hänförlig till verksamheten i Frankrike och Nederländerna.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 166,5 MUSD (190,4 MUSD) för året, vilken var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. En uppskjuten skatteintäkt hänförlig till nedskrivningen av Brynhildfältet, vilken uppgick till 309,7 MUSD och redovisades i resultaträkningen för det fjärde kvartalet 2014.

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 som beräknas ur resultaträkningen uppgick till 37 procent och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje verksamhetsland. Den effektiva skattesatsen påverkas också av resultatposter som inte är skattemässigt avdragsgilla fullt ut, såsom prospekteringsutgifterna som kostnadsförts i Indonesien, valutakursförluster, netto samt kostnaden som redovisats i samband med försäljningen av de ryska onshore-tillgångarna.

Innehav utan bestämmande inflytande

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

Balansräkningen**Anläggningstillgångar**

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 182,6 MUSD (3 820,8 MUSD) och beskrivs i not 8.

Utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter för räkenskapsåret 2014 beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	2014	2013
Norge	1 068,2	1 105,9
Frankrike	29,3	7,0
Nederländerna	3,9	4,8
Indonesien	-0,8	-1,9
Malaysia	130,6	12,7
	1 231,2	1 128,5

Under året har ett belopp om 1 068,2 MUSD (1 105,9 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilka 1 035,3 MUSD (1 091,7 MUSD) investerades i Edvard Grieg-, Brynhild- och Bøylafältens utbyggnad. I Malaysia redovisades 130,6 MUSD (12,7 MUSD) under året för utbyggnaden av Bertamfältet.

Ett belopp om 118,8 MUSD (29,8 MUSD) avseende uppgradering av Bertam FPSO:n för användning på Bertamfältet, Malaysia redovisades under året. Beloppet framgår inte av tabellen ovan och har aktiverats som del i övriga anläggningstillgångar.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	2014	2013
Norge	572,8	506,4
Frankrike	5,9	2,4
Indonesien	47,5	18,5
Malaysia	42,7	36,1
Ryssland	4,0	6,0
Övriga	1,6	0,5
	674,5	569,9

Under året har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 572,8 MUSD (506,4 MUSD) i Norge. De var främst hänförliga till utvärderingsborrningarna på fälten Johan Sverdrup, Gohta, Luno II och den sydöstra förlängningen av Edvard Grieg samt sju prospekteringsborrningar. Under året redovisades 47,5 MUSD (18,5 MUSD) i Indonesien för Balqis- och Boniborrningarna på Baronangblocket och för Gobi-1 borrningen på Guritablocket. I Malaysia redovisades en utgift om 42,7 MUSD (36,1 MUSD) under året, vilken var främst hänförlig till utvärderingsborrningarna på Tembakau (PM307) och Kitabu-1 (SB307/SB308).

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 200,3 MUSD (85,0 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Bertam FPSO:n.

Investeringar redovisade enligt kapitalandelsmetoden uppgick till – MUSD (24,6 MUSD) till följd av försäljningen av de ryska onshore-tillgångarna i juli 2014.

Övriga aktier och andelar uppgick till 4,7 MUSD (22,0 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum (ShaMaran), vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad i övrigt totalresultat.

Långfristiga fordringar uppgick till – MUSD (9,7 MUSD) och beloppet för föregående år motsvarar lånet från en underkoncern som ägde de ryska onshore-tillgångarna och som redovisades i enlighet med kapitalandelsmetoden fram till försäljningen av tillgångarna i juli 2014.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 12,9 MUSD (22,4 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de utnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatter i Nederländerna. Minskningen i uppskjutna skattefordringar jämfört med föregående år är främst en följd av att en uppskjuten skatteskuld har omklassificerats under året.

Derivatinstrument uppgick till – MUSD (3,0 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av de utestående säkringskontrakten, med likviddag efter tolv månader, se även not 12.

Övriga finansiella tillgångar uppgick till 32,3 MUSD (11,9 MUSD) och inkluderade 31,0 MUSD (– MUSD) hänförliga till den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet för Brynhild, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Beloppet för föregående år inkluderar obligationer i Etrion som såldes under det första kvartalet 2014.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 41,6 MUSD (21,2 MUSD) och inkluderade både förbrukningsmaterial och kolvätelager. Ökningen gentemot jämförelseperioden avser främst lager av borrutrustning och annat som anskaffats för Bertamprojektet i Malaysia.

Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 40,3 MUSD (125,8 MUSD).

Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 41,5 MUSD (61,7 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader.

Bolagsskatt uppgick till 373,6 MUSD (6,5 MUSD) och utgjordes främst av den norska skatteåterbetalningen för 2014 som kommer att erhållas i december 2015.

Fordringar på Joint operations uppgick till 49,1 MUSD (25,2 MUSD) och inkluderade ett väsentligt belopp som återbetalades i januari 2015.

Övriga fordringar uppgick till 32,6 MUSD (36,0 MUSD) och inkluderade ett belopp om 21,6 MUSD (– MUSD) hänförligt, till värderingen till verkligt värde av den kortfristiga delen av kostnadsdelningskontraktet för Brynhild i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset.

Dessutom ingår underuttag till ett belopp om 3,6 MUSD (9,4 MUSD) och representerade små underuttagspositioner i Norge, Frankrike och Nederländerna samt momsfordringar och andra diverse fordringar. Beloppet för föregående år innehöll fordringar för utfarmningsavtal i Norge och Indonesien.

Likvida medel uppgick till 80,5 MUSD (82,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 274,1 MUSD (241,6 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under året till följd av att utökad infrastruktur har installerats för utbyggnadsprojekten i Norge och Malaysia.

Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 973,3 MUSD (1 066,0 MUSD), av vilken 844,8 MUSD (924,6 MUSD) var hänförlig till Norge. 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.

Derivatinstrument uppgick till 33,9 MUSD (1,6 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga avsättningar uppgick till 12,7 MUSD (34,4 MUSD) och inkluderade den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program som uppgick till 1,8 MUSD (30,8 MUSD). Lundin Petroleum's LTIP program beskrivs i not 33. Inlösendatum för det syntetiska optionsprogrammet inföll i maj 2014 och 50 procent av inlösenbeloppet utbetalades under det andra kvartalet 2014. Den andra delen av det syntetiska optionsprogrammet som kommer att utbetalas inom tolv månader har omklassificerats till kortfristiga skulder under det andra kvartalet 2014. Det återstående åtagandet under det syntetiska optionsprogrammet för den tidigare VP Finance och CFO:n betalades ut under det tredje kvartalet 2014 i enlighet med reglerna i programmet. Dessutom ingick en skuld för betalning för infarmning om 7,5 MUSD (– MUSD) och var hänförlig till en avsättning för ersättning för historiska kostnader för block PM307, Malaysia, se även avsnittet om kortfristiga skulder.

Finansiella skulder uppgick till 2 654,0 MUSD (1 239,1 MUSD) och inkluderade banklån om 2 690,0 MUSD (1 275,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens utökade revolverande "borrowing base" facilitet om 4,0 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för kreditfaciliteten uppgick till 36,0 MUSD (35,9 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 29,1 MUSD (25,0 MUSD) och var till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Derivatinstrument uppgick till 101,4 MUSD (4,0 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Övriga upplupna kostnader uppgick till 46,1 MUSD (39,4 MUSD) och inkluderade ett belopp om 19,4 MUSD (4,8 MUSD), hänförligt till arbete som utförts på Bertam FPSO:n.

Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 383,5 MUSD (334,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borraktivitet i Norge samt till Bertamprojektet i Malaysia.

Övriga skulder uppgick till 37,9 MUSD (40,7 MUSD) och inkluderade en skuld om 28,2 MUSD (– MUSD) avseende det syntetiska optionsprogrammet, vilken avser den andra delen av programmet, inklusive sociala avgifter som förfaller till betalning inom tolv månader. Det syntetiska optionsprogrammet är nu till fullo inlöst och skulden har omklassificerats från avsättning till kortfristiga skulder. Dessutom ingår överuttag om – MUSD (29,2 MUSD), med en överuttagsposition vid början av året som ändrats till en mindre underuttagsposition vid slutet av 2014.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 53,4 MUSD (46,2 MUSD) och innehöll ett belopp om 48,5 MUSD (– MUSD) hänförligt till en betalning för historiska kostnader för block PM307, Malaysia, som förfaller till betalning vid Bertamfältets produktionsstart. Den kortfristiga avsättningen innehåller dessutom ett belopp om 4,9 MUSD (46,2 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program.

Årsstämman

Årsstämman kommer att hållas i Stockholm den 7 maj 2015.

Styrelsens förslag på ersättning till bolagsledningen

Styrelsen har för avsikt att föreslå att årsstämman 2015 godkänner en ersättningspolicy för 2015 som följer i alla väsentliga avseenden samma principer som tillämpades 2014 och som består av liknande komponenter för ersättning till bolagsledningen som 2014 års ersättningspolicy, dvs. grundlön, årlig rörlig lön, långsiktigt incitamentsprogram (LTIP) och andra förmåner.

Styrelsen kommer att föreslå att årsstämman också beslutar att inrätta ett prestationsbaserat, långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner inom Lundin Petroleum som följer samma principer som LTIP 2014 som godkändes av årsstämman 2014. LTIP 2015 ger deltagarna möjligheten att erhålla aktier i Lundin Petroleum under förutsättning att ett prestationsvillkor uppfylls över en treårig prestationsperiod som inleds den 1 juli 2015 och avslutas den 1 juli 2018. 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 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 bruttgrundlön för 2015. Det totala antalet prestationsaktier som kan tilldelas enligt LTIP 2015 är 900 000, vilket motsvarar cirka 0,3 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 vad gäller det operativa kassaflödet, reserver, samt hälsa och säkerhet.

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

LTIP rättigheter berättigar deltagare att förvärva redan existerande aktier i Lundin Petroleum. För att säkra leverans av erforderligt antal aktier enligt LTIP 2015, kommer styrelsen att överväga åtgärder för att säkra bolagets åtagande. Ett alternativ skulle kunna vara 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 2014 se bolagsstyrningsrapporten på sidorna 68–69. Ersättning till styrelsen och bolagsledningen beskrivs i noterna 32 och 33.

Aktieinformation

För årsstämmans beslut om bemyndigande att besluta om nyemission av aktier se sidorna 14–15, aktie och aktieägare.

Utdelning

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret. För detaljer om policy för utdelning, se aktie och aktieägare, sidan 14.

Förslag till vinstdisposition

Styrelsen föreslår att moderbolagets fria egna kapital om 6 996,0 MSEK, inklusive årets resultat om 108,7 MSEK överförs i ny räkning.

Förändringar i styrelsen

På årsstämman 2015 föreslås samtliga nuvarande styrelseledamöter för omval, förutom Asbjørn Larsen som har avböjt omval. Grace Reksten Skaugen kommer att föreslås att väljas in som ny styrelseledamot.

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 121–125.

Bolagsstyrningsrapport

Lundin Petroleum har gett ut en bolagsstyrningsrapport, vilken är avskild från de finansiella rapporterna. Bolagsstyrningsrapporten återfinns på sidorna 54–73.

Koncernens resultaträkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2014	2013 ¹
Intäkter	1	785,2	1,132,0
Rörelsens kostnader			
Produktionskostnader	2	-66,5	-139,6
Avskrivningar och återställningskostnader	3	-131,6	-169,3
Prospekteringskostnader	3	-386,4	-287,8
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	3	-400,7	-123,4
Bruttoresultat		-200,0	411,9
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-52,2	-41,2
Rörelseresultat		-252,2	370,7
Resultat från finansiella investeringar			
Finansiella intäkter	4	1,8	3,4
Finansiella kostnader	5	-421,8	-85,9
		-420,0	-82,5
Andel i resultat från joint venture redovisad enligt kapitalandelsmetoden	6	-12,9	-0,2
Resultat före skatt		-685,1	288,0
Inkomstskatt	7	253,2	-215,1
Årets resultat		-431,9	72,9
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		-427,2	77,6
Innehav utan bestämmande inflytande		-4,7	-4,7
		-431,9	72,9
Resultat per aktie, före och efter utspädning – USD ²	28	-1,38	0,25

¹ Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements som gäller från 1 januari 2014, se not 6.

² Beräknat på årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare, se not 28

Koncernens rapport över totalresultat i sammandrag

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2014	2013
Årets resultat		-431,9	72,9
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen:			
Valutaomräkningsdifferens		-196,3	-31,7
Kassaflödessäkring		-148,7	-8,1
Investeringar som kan säljas		-15,3	1,9
Skatt på övrigt totalresultat	7	–	1,9
Övrigt totalresultat efter skatt		-360,3	-36,0
Totalresultat		-792,2	36,9
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		-766,7	44,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-25,5	-7,8
		-792,2	36,9

Koncernens balansräkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2014	2013 ¹
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	8	4 182,6	3 820,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	9	200,3	85,0
Investeringar redovisade enligt kapitalandelsmetoden	6	—	24,6
Övriga aktier och andelar	10	4,7	22,0
Långfristiga fordringar		—	9,7
Uppskjuten skattefordran	7	12,9	22,4
Derivatinstrument	11	—	3,0
Övriga finansiella tillgångar	13	32,3	11,9
Summa anläggningstillgångar		4 432,8	3 999,4
Omsättningstillgångar			
Lager	14	41,6	21,2
Kundfordringar	15	40,3	125,8
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	16	41,5	61,7
Derivatinstrument	11	—	3,2
Skattefordringar	7	373,6	6,5
Fordringar på joint operations		49,1	25,2
Övriga fordringar	17	32,6	36,0
Likvida medel	18	80,5	82,4
Summa omsättningstillgångar		659,2	362,0
SUMMA TILLGÅNGAR		5 092,0	4 361,4
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Aktiekapital		0,5	0,5
Övrigt tillskjutet kapital		445,0	454,8
Övriga reserver	19	-436,2	-96,7
Balanserad vinst		849,4	770,8
Årets resultat		-427,2	77,6
Eget kapital hänförligt till aktieägare		431,5	1 207,0
Innehav utan bestämmande inflytande		34,2	59,8
Summa eget kapital		465,7	1 266,8
Långfristiga skulder			
Avsättning för återställningskostnader	20	274,1	241,6
Pensionsavsättning	21	1,2	1,5
Avsättning för uppskjuten skatt	7	973,3	1 066,0
Derivatinstrument	11	33,9	1,6
Övriga avsättningar	22	12,7	34,4
Finansiella skulder	23	2 654,0	1 239,1
Övriga långfristiga skulder		29,1	25,0
Summa långfristiga skulder		3 978,3	2 609,2
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		23,9	16,3
Skatteskulder	7	1,8	4,3
Derivatinstrument	11	101,4	4,0
Upplupna kostnader och skulder till joint operations		383,5	334,5
Övriga upplupna kostnader	24	46,1	39,4
Övriga skulder	25	37,9	40,7
Avsättningar	22	53,4	46,2
Summa kortfristiga skulder		648,0	485,4
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 092,0	4 361,4
Ställda säkerheter	26	1 126,8	1 870,3
Ansvarsförbindelser	27	—	—

¹ Jämförelsetalen har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements som gäller från 1 januari 2014, se not 6.

Koncernens kassaflödesanalys

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2014	2013 ¹
Kassaflöde från verksamheten			
Årets resultat		-431,9	72,9
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	30	1 033,7	880,1
Erhållen ränta		0,9	0,9
Betald ränta		-56,5	-21,8
Betalda skatter		-13,8	-188,2
Förändringar i rörelsekapital:			
Förändring i lager		-20,4	-4,6
Förändring i underutttag		5,8	17,1
Förändring i fordringar		41,0	-41,8
Förändring i överutttag		-29,2	28,8
Förändring i skulder		111,9	163,2
Summa kassaflöde från verksamheten		641,4	906,6
Kassaflöde från investeringar			
Investering i olje- och gastillgångar		-1 957,8	-1 698,4
Investering i kontorsinventarier samt övriga anläggningstillgångar		-124,9	-36,2
Avyttring av obligationer		10,5	–
Investering i dotterbolag		–	-3,5
Andel i joint venture		11,7	–
Betalda återställningskostnader		-1,2	-1,5
Övriga betalningar		-0,1	-0,4
Summa kassaflöde från investeringar		-2 061,8	-1 740,0
Kassaflöde från finansiering			
Förändring i långfristiga fordringar		9,8	3,5
Upptagna lån		1 669,7	915,1
Återbetalning av lån		-250,5	-70,0
Betalda finansieringsavgifter		-20,7	–
Köp av egna aktier		-9,8	-20,1
Utdelning till innehavare utan bestämmande inflytande		-0,1	-0,1
Summa kassaflöde från finansiering		1 398,4	828,4
Förändring av likvida medel		-22,0	-5,0
Likvida medel vid årets början		82,4	87,6
Valutakursdifferenser i likvida medel		20,1	-0,2
Likvida medel vid årets slut		80,5	82,4

¹ Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements som gäller från 1 januari 2014, se not 6

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

Förändringar i koncernens egna kapital

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Summa eget kapital består av: Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare				Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
	Aktie kapital ¹	Övrigt tillskjutet kapital	Övriga reserver ³	Balanserad vinst			
1 januari 2013	0,5	474,9	-63,8	770,8	1,182,4	67,7	1,250,1
Totalresultat							
Årets resultat	–	–	–	77,6	77,6	-4,7	72,9
Valutaomräkningsdifferens	–	–	-28,6	–	-28,6	-3,1	-31,7
Kassaflödessäkring	–	–	-8,1	–	-8,1	–	-8,1
Investeringar som kan säljas	–	–	1,9	–	1,9	–	1,9
Skatt på övrigt totalresultat	–	–	1,9	–	1,9	–	1,9
Summa totalresultat	–	–	-32,9	77,6	44,7	-7,8	36,9
Transaktioner med ägare							
Utdelning	–	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-20,1	–	–	-20,1	–	-20,1
Summa transaktioner med ägare	–	-20,1	–	–	-20,1	-0,1	-20,2
31 december 2013	0,5	454,8	-96,7	848,4	1,207,0	59,8	1,266,8
Totalresultat							
Årets resultat	–	–	–	-427,2	-427,2	-4,7	-431,9
Valutaomräkningsdifferens	–	–	-175,5	–	-175,5	-20,8	-196,3
Kassaflödessäkring	–	–	-148,7	–	-148,7	–	-148,7
Investeringar som kan säljas	–	–	-15,3	–	-15,3	–	-15,3
Summa totalresultat	–	–	-339,5	-427,2	-766,7	-25,5	-792,2
Transaktioner med ägare²							
Utdelning	–	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-9,8	–	–	-9,8	–	-9,8
Värde av tjänster från anställda	–	–	–	1,0	1,0	–	1,0
Summa transaktioner med ägare	–	-9,8	–	1,0	-8,8	-0,1	-8,9
31 december 2014	0,5	445,0	-436,2	422,2	431,5	34,2	465,7

¹ Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital per den 31 december 2014 uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 311 070 330 aktier. Motsvarande belopp i USD av det registrerade aktiekapitalet är 0,5 MUSD. I antalet aktier per den 31 december 2014 ingår 2 000 000 aktier som Lundin Petroleum AB innehar i eget namn.

² Under året minskade bolaget sitt aktiekapital med 68 402,50 SEK genom en indragning av 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet efterföljdes av en fondemission till samma belopp. Beloppen redovisades mot övriga reserver. Indragningen av aktierna medförde därmed inte någon förändring av bolagets aktiekapital.

³ Övriga reserver beskrivs i not 19.

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 120.

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 antaganden.

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 2014 tillämpat följande nya redovisningsstandarder:

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.

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.

IFRS 12, "Upplýsing av intressen i andra företag" Standarden introducerar flera nya och utvidgade upplýsningskrav. Dessa kommer att kräva upplýsning 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.

Övriga tillägg som gäller från och med den 1 januari 2014 har inte haft någon väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter.

Koncernen har inte antagit följande redovisningsstandarder och tolkningar, vilka inte är obligatoriska för räkenskapsåret 2014.

IFRS 9 "Finansiella instrument" Standarden behandlar klassificering, värdering och redovisning av finansiella tillgångar och skulder. Träder i kraft från 1 januari 2018.

IFRS 15 "Intäkter från kontrakt med kunder" Standarden behandlar intäktsredovisning och etablerar principer för rapportering av relevant information till användare av finansiella rapporter. Träder i kraft från 1 januari 2017.

Koncernen kommer att bedöma dessa standarders fulla påverkan.

Konsolideringsprinciper

Dotterbolag

Dotterbolag är alla företag (inklusive strukturerade företag) över vilka koncernen har bestämmande inflytande. Koncernen kontrollerar ett företag när den exponeras för eller har rätt till rörlig avkastning från sitt innehav i företaget och har möjlighet att påverka avkastningen genom sitt inflytande i företaget. 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 överlätna 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 och eventalförpliktelser 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 egna kapital hänförligt till aktieägare utan bestämmande inflytande visas på en separat post i koncernens egna 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. Vinst eller förlust som uppkommer till följd av omvärderingen redovisas i resultaträkningen.

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 elimineras. Vinster och förluster som resulterar från koncerninterna transaktioner och som är redovisade i tillgångar elimineras också. Redovisningsprinciperna för dotterföretag har i förekommande fall ändrats för att garantera en konsekvent tillämpning av koncernens principer.

Joint arrangements

Olje- och gasverksamhet bedrivs av koncernen i joint operations som saknar registrerad bolagsform, via licenser, vilka innehas gemensamt med andra bolag. Dessa "joint operations" är en typ av "joint arrangement" genom vilket parterna har gemensam kontroll. Koncernens finansiella rapporter visar 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 som 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 som 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 genomsnittskursen 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 avyttringar. Omräkningsdifferenser på nettoinvesteringar i dotterbolag, använda för finansiering av prospekteringsarbeten, redovisas direkt i övrigt totalresultat.

Vid upprättandet av årsredovisningen har följande valutakurser använts:

	2014 Genomsnittskurs	2014 Balansdagskurs	2013 Genomsnittskurs	2013 Balansdagskurs
1 USD motsvarar NOK	6,3011	7,4332	5,8753	6,0837
1 USD motsvarar Euro	0,7526	0,8236	0,7529	0,7251
1 USD motsvarar RUR	38,3878	59,5808	31,8675	32,8653
1 USD motsvarar SEK	6,8457	7,7366	6,5132	6,4238

Klassificering av tillgångar och skulder

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

Olje- och gastillgångar

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

Kostnader som är direkt hänförliga till en prospekteringsbörning 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 skäligen 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 utvinna. Om metoder som bygger på sannolikheteori 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 geologiska data samt ingenjördata anses mindre sannolika att kunna utvinnas än bevisade reserver men mer sannolika att kunna utvinnas än möjliga reserver. Det är lika sannolikt att de faktiska återstående utvinningsbara volymerna kommer att överstiga eller understiga summan av de uppskattade bevisade och sannolika reserverna. I detta sammanhang, då sannolikhetslära tillämpas, ska det vara minst 50 procent sannolikhet att kvantiteterna som utvinns är minst lika med eller större än summan av uppskattade 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 eventuell nedskrivningsbehov utförs årligen eller när det finns händelser eller omständigheter som tyder på att redovisat värde för tillgångens aktiverade utgifter inom varje fält med avdrag för återställningskostnader, royalty och uppskjutna produktions- eller intäktsrelaterade skatter är högre än förväntad framtida kassaflöde, netto 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 den specifika tillgången. 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 tre till fem år för kontorsinventarier och övriga tillgångar. Bertam FPSO:n kommer att skrivas av över sin nyttjandetid när uppgraderingen av fartyget har slutförts och det befinner sig på Bertamfältet.

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 först 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.

- Övriga aktier och andelar (finansiella tillgångar som kan säljas) värderas till verkligt värde och en förändring i verkligt värde redovisas direkt i reserven för investeringar som kan säljas 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 kassaflödessakringar som kvalificerar för säkerhetsredovisning. Den effektiva delen av förändringen av verkligt värde på derivat som kvalificerar som kassaflödessakring redovisas i övrigt totalresultat. Vinsten eller förlusten hänförlig till den ineffektiva delen redovisas direkt i 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 som redovisats i övrigt totalresultat 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 överuttag av kolväten värderas till marknadspris per balansdagen. Ett underuttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga fordringar och värderas till avistapriset eller gällande kontraktspris och ett överuttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga skulder och värderas till rapporteringsdagens avistapris eller gällande kontraktspris.

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 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 reserven för investeringar som kan säljas. Vid realisering av värdeförändringen kommer den redovisade förändringen i verkligt värde att överföras till resultaträkningen. Förändringen i verkligt värde av säkringsinstrument som kvalificerar för säkerhetsredovisning redovisas i säkringsreserven. Vid reglering av säkringsinstrumentet redovisas den säkrade transaktionen i resultaträkningen. Valutaomräkningsreserven innefattar orealiserade omräkningsdifferenser hänförliga till omräkningen av de funktionella valutorna till rapporteringsvalutan.

Balanserad vinst innehåller de ackumulerade resultaten hänförliga till moderbolagets aktieägare.

Avsättningar

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

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

För fält där koncernen är skyldig att bidra till återställningskostnader görs en avsättning som motsvarar det framtida beräknade åtagandet. En tillgång, som del av olje- och gastillgången, motsvarande nuvärdet av den förväntade återställningskostnaden redovisas. Tillgången skrivs av över fältets livstid baserat på fältets produktion, enligt produktionsenhetsmetoden. Redovisningstransaktionen som utgör bokningen av tillgången tar hänsyn till nuvärdet av den

framtida skyldigheten. Nuvärdesfaktorn av den förväntade återställningsskyldigheten löses gradvis upp över fältets livstid och belastar de finansiella kostnaderna. Förändringar i återställningskostnader och reserver tillämpas framåtriktad 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.

Serviceintäkter, vilka avser tekniska tjänster och tjänster utförda av ledande befattningshavare till joint operations, 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

Aktierelaterade ersättningar, där regleringen görs med kontanter redovisas i resultaträkningen som kostnader över programmets löptid och som en skuld för långsiktiga incitamentsprogram. Skulden 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. Aktierelaterade ersättningar där regleringen görs i aktier redovisas i resultaträkningen som kostnader över programmets löptid och som eget kapital i balansräkningen. Optionen värderas till verkligt värde vid dagen för tilldelningen enligt en optionsvärderingsmetod och redovisas i resultaträkningen över löptiden utan någon omvärdering av optionen.

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 det aktuella året 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 realiseras eller den uppskjutna skatteskulden regleras. Uppskjutna skattefordringar redovisas i den omfattning det är troligt att framtida skattemässiga överskott kommer att finnas tillgängliga mot vilka de temporära skillnaderna kan utnyttjas.

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

Segmentrapportering

Rörelsesegment rapporteras på ett sätt som överensstämmer med den interna rapportering som lämnas till den högste verkställande beslutsfattaren det vill säga bolagsledningen 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 not 3, not 7 och not 8.

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 eventuellt nedskrivningsbehov och vid redovisning av avskrivning av olje- och gastillgångar samt återställningskostnader. Erkända standardmetoder för värdering används för att uppskatta bevisade och sannolika reserver. Dessa metoder tar hänsyn till den framtida utbyggnadsnivån som är nödvändig för att producera reserverna. En oberoende revisor av olje- och gasreserver granskar dessa uppskattningar, se sidan 131 Olje- och gasreserver. Förändringar i uppskattningar av olje- och gasreserver, vilka resulterar i förändrade framtida produktionsprofiler, kommer att påverka diskonterat kassaflöde som används vid bedömning av nedskrivningsbehov, förväntade datumet för återställning av borrhåll och avskrivningar i enlighet med produktionsenhetsmetoden. Förändringar i uppskattningar av olje- och gasreserver kan till exempel uppkomma som ett resultat från ytterligare borrhåll,

iakttagelser av långsiktig reservoarprestanda eller förändringar i makroekonomiska faktorer såsom oljepris och inflation.

Information avseende bokfört värde för olje- och gastillgångar och kostnadsförda belopp, inklusive kostnader för avskrivning, prospektering och nedskrivning beskrivs i not 8.

Nedskrivning av olje- och gastillgångar

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

Information avseende bokfört värde för olje- och gastillgångar och nedskrivning av olje- och gastillgångar beskrivs i not 3 och not 8.

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 borttagning av anläggningar och återställning av borrhåll. 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 redovisat värde för avsättning för återställningskostnader beskrivs i not 20.

Händelser efter balansdagens utgång

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	2014	2013
Olja	627,4	997,0
Kondensat	3,0	3,4
Gas	114,6	160,0
Försäljning av olja och gas	745,0	1 160,4
Förändring i under- och överuttag	23,4	-45,2
Övriga intäkter	16,8	16,8
	785,2	1 132,0

För ytterligare information om intäkter se förvaltningsberättelsen på sidan 83.

Not 2 – Produktionskostnader

MUSD	2014	2013
Utvinningskostnader	94,4	103,0
Tariff- och transportkostnader	18,4	21,6
Direkta produktionskatter	3,6	3,4
Förändring i under- och överuttag	-0,8	-2,0
Övriga	-49,1	13,6
	66,5	139,6

För ytterligare information om produktionskostnader se förvaltningsberättelsen på sidan 84.

Not 3 – Segmentinformation

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

Nedanstående sammanställning visar segmentinformation avseende intäkter, produktionskostnader, prospekteringskostnader, nedskrivning av olje- och gastillgångar, bruttoresultat och viss information om tillgångar och skulder avseende koncernens affärssegment. Därutöver presenteras segmentinformation i not 7 och not 8.

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. Cirka 70 procent av de totala intäkterna har kontrakterats med en kund. I tabellen nedan ingår moderbolaget i övriga.

MUSD	2014	2013
Norge		
Olja	530,5	886,6
Kondensat	1,7	2,0
Gas	58,8	98,5
Försäljning av olja och gas	591,0	987,1
Förändring i under- och överuttag	24,4	-47,0
Övriga intäkter	3,8	5,6
Intäkter	619,2	945,7
Produktionskostnader	-11,3	-85,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-88,5	-130,2
Prospekteringskostnader	-272,1	-285,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-400,7	-81,7
Bruttoresultat	-153,4	363,3

fortsättning – not 3

MUSD	2014	2013
Frankrike		
Olja	96,8	110,2
Försäljning av olja och gas	96,8	110,2
Förändring i under- och överuttag	-0,5	-0,4
Övriga intäkter	1,7	2,2
Intäkter	98,0	112,0
Produktionskostnader	-33,1	-34,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-16,9	-12,5
Prospekteringskostnader	-4,6	-0,2
Bruttoresultat	43,4	65,0
Nederländerna		
Olja	0,1	0,2
Kondensat	1,3	1,4
Gas	33,8	44,6
Försäljning av olja och gas	35,2	46,2
Förändring i under- och överuttag	-0,5	2,2
Övriga intäkter	2,2	1,7
Intäkter	36,9	50,1
Produktionskostnader	-16,8	-14,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-15,9	-15,0
Prospekteringskostnader	-1,4	-1,3
Bruttoresultat	2,8	19,1
Malaysia		
Prospekteringskostnader	-14,4	-0,5
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	-41,7
Bruttoresultat	-14,4	-42,2
Indonesien		
Gas	22,0	16,9
Försäljning av olja och gas	22,0	16,9
Övriga intäkter	–	–
Intäkter	22,0	16,9
Produktionskostnader	-5,4	-5,0
Avskrivningar och återställningskostnader	-10,3	-11,4
Prospekteringskostnader	-94,2	-0,4
Bruttoresultat	-87,9	0,1
Övriga		
Övriga intäkter	9,1	7,3
Intäkter	9,1	7,3
Produktionskostnader	0,1	-0,5
Avskrivningar och återställningskostnader	–	-0,2
Prospekteringskostnader	0,3	–
Bruttoresultat	9,5	6,6

fortsättning – not 3

MUSD	2014	2013
Summa		
Olja	627,4	997,0
Kondensat	3,0	3,4
Gas	114,6	160,0
Försäljning av olja och gas	745,0	1,160,4
Förändring i under- och överuttag	23,4	-45,2
Övriga intäkter	16,8	16,8
Intäkter	785,2	1,132,0
Produktionskostnader	-66,5	-139,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-131,6	-169,3
Prospekteringskostnader	-386,4	-287,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-400,7	-123,4
Bruttoresultat	-200,0	411,9

MUSD	Tillgångar		Eget kapital och skulder	
	2014	2013	2014	2013
Norge	3 549,3	2 975,9	3 188,1	2 545,2
Frankrike	237,4	258,9	128,6	120,6
Nederländerna	2 819,8	2 067,9	3 019,2	1 689,3
Malaysia	683,8	267,7	447,1	60,1
Indonesien	63,4	123,3	229,1	248,1
Ryssland	501,8	594,8	422,4	421,1
Sverige	2,4	3,1	3,9	12,1
Övriga	113,9	124,2	67,7	52,5
Eliminering av koncerninterna mellanhavanden	-2 879,8	-2 054,4	-2 879,8	-2 054,4
Tillgångar/skulder	5 092,0	4 361,4	4 626,3	3 094,6
Eget kapital hänförligt till aktieägare	N/A	N/A	431,5	1 207,2
Innehav utan bestämmande inflytande	N/A	N/A	34,2	59,6
Summa koncernens egna kapital	N/A	N/A	465,7	1 266,8
Summa konsoliderat	5 092,0	4 361,4	5 092,0	4 361,4

För ytterligare information om olje- och gastillgångar per land se not 8.

För ytterligare information om intäkter, produktionskostnader, nedskrivning och återställningskostnader, prospekteringskostnader, nedskrivning av olje- och gastillgångar se förvaltningsberättelsen sidorna 83 – 85.

Not 4 – Finansiella intäkter

MUSD	2014	2013
Ränteintäkter	1,2	2,4
Garanti-intäkter	0,5	0,5
Övrigt	0,1	0,5
	1,8	3,4

Not 5 – Finansiella kostnader

MUSD	2014	2013
Räntekostnader	21,1	5,1
Valutakursförlust, netto	356,3	46,5
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	2,4	1,5
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	7,0	5,9
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	12,6	8,7
Engagemangavgifter för lånefacilitet	21,4	17,1
Övrigt	1,0	1,1
	421,8	85,9

Under 2014 aktiverades ränta till ett belopp om 36,6 MUSD (18,2 MUSD).

Valutakursrörelser är främst ett resultat av US dollarans (USD) 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. För ytterligare information om intäkter se förvaltningsberättelsen på sidan 85.

Not 6 – Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden

I juli 2014 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av sina ryska producerande onshore-tillgångar i Komiregionen. Dessa tillgångar konsoliderades proportionellt fram till slutet av 2013. Till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements per den 1 Januari 2014 har dessa gemensamt kontrollerade enheter redovisats i enlighet med kapitalandelsmetoden fram till datumet för försäljningen.

MUSD	Antal aktier		Andel %
	31 december 2014	31 december 2013	
RF Energy Investments Ltd.	–	11 540	50
- CJSC Pechoraneftegas	–	20 000	Direkt 100, indirekt 50
- LLC Zapolyarneftegas	–	1	Direkt 100, indirekt 50
- LLC NK Recher-Komi	–	1	Direkt 100, indirekt 50
- Geotundra BV	–	20 000	Direkt 100, indirekt 50

"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 Energy koncernen	2014	2013
MUSD	Såld i juli 2014	12 månader
Resultaträkning		
Intäkter	60,2	127,7
Rörelsekostnader och andra kostnader	-60,8	-128,0
Årets resultat	-0,6	-0,3
Balansräkning		
Anläggningstillgångar	–	62,1
Omsättningstillgångar	–	32,8
Summa tillgångar	–	94,9
Eget kapital	–	49,2
Långfristiga skulder	–	31,6
Kortfristiga skulder	–	14,1
Summa eget kapital och skulder	–	94,9

Utöver den 50-procentiga andelen av ovanstående förlust har koncernen under 2014 också redovisat en nettoförlust om 12,6 MUSD, vilken är hänförlig till det bokföringsmässiga värdet av tillgångarna.

fortsättning – not 6

Till följd av antagandet av IFRS 11 Joint arrangement från och med den 1 januari 2014 har resultat- och balansräkningen räknats om per den 31 december 2013. Effekten av förändringen av redovisningsprincip framgår av nedanstående sammanställning.

MUSD	2013 Rapporterat	Effekt av IFRS 11	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 resultat	72,9	–	72,9
Balansräkning			
Långfristig fordran	–	9,7	9,7
Anläggningstillgångar	3 996,1	-31,0	3 965,1
Investering i intressebolag	–	24,6	24,6
Omsättningstillgångar	378,4	-16,4	362,0
Summa tillgångar	4 374,5	-13,1	4 361,4
Eget kapital	1 266,8	–	1 266,8
Långfristiga skulder	2 615,3	-6,1	2 609,2
Kortfristiga skulder	492,4	-7,0	485,4
Summa skulder och eget kapital	4 374,5	-13,1	4 361,4

Not 7 – Inkomstskatter

Skattekostnad MUSD	2014	2013
Aktuell skatt		
Norge	-431,7	2,9
Frankrike	8,9	19,2
Nederländerna	2,4	3,5
Indonesien	–	-1,7
Ryssland	0,1	–
Övriga	0,6	0,8
	-419,7	24,7
Uppskjuten skatt		
Norge	172,2	196,2
Frankrike	5,9	4,7
Nederländerna	8,1	-9,8
Indonesien	-10,3	1,6
Ryssland	-0,2	-0,1
Malaysia	-9,2	-2,2
	166,5	190,4
Summa skatt	-253,2	215,1

För ytterligare information om inkomstskatter se förvaltningsberättelsen på sidan 85.

fortsättning – not 7

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

MUSD	2014	2013
Resultat före skatt	-685,1	288,0
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige 22% (22%)	150,7	-63,4
Effekt av utländska skattesatser	138,8	-179,9
Skatteeffekt på ej avdragsgilla kostnader	-116,1	-33,9
Skatteeffekt på avdrag för petroleumskatt	101,0	55,8
Skatteeffekt på utnyttjande av ej bokförda underskottsavdrag	6,0	13,2
Skatteeffekt på uppkomna ej bokförda underskottsavdrag	-30,5	-7,4
Justeringar av föregående års taxeringar	3,3	0,5
Skatteintäkt/kostnad	253,2	-215,1

Skattesatsen i Norge om 78 procent är den huvudsakliga orsaken till den väsentliga effekten av utländska skattesatser i tabellen ovan.

Skatteintäkter/kostnader hänförliga till delposter i övrigt totalresultat uppgår till följande belopp:

MUSD	2014			2013		
	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt	Före skatt	Skatteeffekt	Efter skatt
Valutaomräkningsdifferens	-196,3	–	-196,3	-31,7	–	-31,7
Kassaflödessäkring	-148,7	–	-148,7	-8,1	1,9	-6,2
Investeringar som kan säljas	-15,3	–	-15,3	1,9	–	1,9
Övrigt totalresultat	-360,3	–	-360,3	-37,9	1,9	-36,0
Aktuell skatt		–			–	
Uppskjuten skatt		–			1,9	
		–			1,9	

Den uppskjutna skatteintäkten om – MUSD (1,9 MUSD) har redovisats direkt i övrigt totalresultat.

Bolagsskatteskuld – aktuell och uppskjuten MUSD	Aktuell		Uppskjuten	
	2014	2013	2014	2013
Norge	–	3,6	844,8	924,6
Frankrike	–	–	43,9	43,1
Nederländerna	1,3	0,2	0,9	5,2
Indonesien	–	–	–	7,1
Ryssland	0,3	0,3	83,7	76,7
Malaysia	–	–	–	9,2
Övriga	0,2	0,2	–	0,1
Summa skatteskuld	1,8	4,3	973,3	1,066,0

Det finns också en skattefordran om 373.6 MUSD (6.5 MUSD) till största delen hänförlig till Norge som redovisats i skattefordringar per den 31 december 2014.

fortsättning – not 7

Specifikation av uppskjutna skattefordringar och skatteskulder ¹ MUSD	2014	2013
Uppskjuten skattefordran		
Icke-utnyttjade underskottsavdrag	253,5	102,3
Överuttag	–	18,8
Övriga avdragsgilla temporära skillnader	18,0	19,9
	271,5	141,0
Uppskjutna skatteskulder		
Avskrivningar utöver plan	1 064,8	1 093,8
Brynhild kostnadsdelningsavtal	38,7	–
Valutakursvinst/förlust	19,1	–
Uppskjuten skatt på övervärden	109,1	90,6
Övriga skattepliktiga temporära skillnader	0,2	0,2
	1 231,9	1 184,6

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 Norge och i Nederländerna uppgående till 105,2 MUSD (30,9 MUSD) och ej utnyttjat särskilt avdrag för skatteändamål i Norge om 134,7 MUSD (59,4 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 när det bokförda värdet skrivs av i redovisningen.

Outnyttjade skattemässiga underskott

Koncernen har holländska underskottsavdrag, uppgående till cirka 271 MUSD (181 MUSD). Holländska underskottsavdrag kan utnyttjas i upp till nio år. En uppskjuten skattefordran uppgående till 59 MUSD (57 MUSD), beräknad på dessa underskottsavdrag har ej beaktats per den 31 december 2014 på grund av osäkerheten i när och i vilken omfattning de kan utnyttjas. Redovisningen överensstämmer med föregående år.

Not 8 – Olje- och gastillgångar

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Kostnadsställen med produktion	1 054,9	684,8
Kostnadsställen utan produktion	3 127,7	3 136,0
	4 182,6	3 820,8

2014 Kostnadsställen med produktion MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Summa
Anskaffningsvärde					
1 januari	1 146,2	347,4	150,7	66,4	1 710,7
Investeringar	27,8	29,3	3,9	-0,9	60,1
Förändringar i uppskattningar	11,5	-0,1	-3,8	–	7,6
Omklassificeringar	926,2	0,2	–	–	926,4
Omräkningsdifferens	-215,1	-43,9	-17,8	–	-276,8
31 december	1 896,6	332,9	133,0	65,5	2 428,0
Avskrivningar					
1 januari	-771,1	-130,8	-96,6	-27,4	-1 025,9
Årets avskrivningar	-88,5	-16,8	-15,9	-10,2	-131,5
Nedskrivningar	-400,7	–	-0,5	–	-401,2
Omräkningsdifferens	156,2	16,9	12,4	–	185,5
31 december	-1 104,1	-130,7	-100,6	-37,7	-1 373,1
Redovisat värde	792,5	202,2	32,4	27,8	1 054,9

fortsättning – not 8

2013 Kostnadsställen med produktion, MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien		Summa	
Anskaffningsvärde							
1 januari	1 221,0	317,7	137,0	68,3		1 744,0	
Investeringar	14,3	7,0	4,8	-1,9		24,2	
Förändringar i uppskattningar	14,7	1,0	2,7	–		18,4	
Omklassificeringar	–	6,8	–	–		6,8	
Omräkningsdifferens	-103,8	14,9	6,2	–		-82,7	
31 december	1 146,2	347,4	150,7	66,4		1 710,7	
Avskrivningar							
1 januari	-718,5	-113,0	-76,3	-16,0		-923,8	
Årets avskrivningar	-117,2	-12,5	-15,0	-11,4		-156,1	
Avyttringar	–	–	-1,3	–		-1,3	
Omräkningsdifferens	64,6	-5,3	-4,0	–		55,3	
31 december	-771,1	-130,8	-96,6	-27,4		-1 025,9	
Redovisat värde	375,1	216,6	54,1	39,0		684,8	
2014 Kostnadsställen utan produktion, MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Malaysia	Summa
1 januari	2 310,5	7,9	6,0	62,7	559,0	189,9	3 136,0
Investeringar	1 663,8	5,9	1,9	47,5	4,0	230,8	1 953,9
Kostnadsförda prospekteringskostnader	-272,1	-4,6	-0,9	-94,2	–	-14,4	-386,2
Förändringar i uppskattningar	36,4	–	–	–	–	21,7	58,1
Omklassificeringar	-926,2	-0,2	–	–	–	–	-926,4
Omräkningsdifferens	-644,4	-1,0	-0,8	0,1	-62,1	0,5	-707,7
31 december	2 168,0	8,0	6,2	16,1	500,9	428,5	3 127,7
2013 Kostnadsställen utan produktion, MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Malaysia	Summa
1 januari	1 199,7	12,2	5,1	44,6	563,0	183,4	2 008,0
Investeringar	1 598,1	2,4	0,6	18,5	6,0	48,7	1 674,3
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	559,0	189,9	3 136,0

Omklassificeringen 2014 från kostnadsställen utan produktion till kostnadsställen med produktion var hänförliga till produktionsstarten av Brynhildfältet, Norge som påbörjade produktion i december 2014.

Nedskrivning

Lundin Petroleum har utfört sitt nedskrivningstest för varje tillgång i produktion eller under utbyggnad per den 31 december 2014 i samband med den årliga revisionen av olje- och gasreserver. Lundin Petroleum har använt en oljepriskurva baserad på framtida priser som uppskattats vid årets slut, en framtida inflationsfaktor om 2% (2%) per år, samt en diskonteringsränta om 8% (8%), för beräkningen av framtida kassaflöden efter skatt. Till följd av nedskrivningstestet skrevs Brynhildfältets redovisade värde ned med 400,7 MUSD före skatt. För ytterligare information om nedskrivningar se förvaltningsberättelsen sidan 84.

Aktiverade räntekostnader

Under 2014 har 36,6 MUSD (18,2 MUSD) aktiverade ränteutgifter lagts till olje- och gastillgångarna och är hänförliga till utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia. 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 operations 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 2014 uppskattas till 501,5 MUSD (490,7 MUSD), för vilka externa parter, som är joint operations partners, kommer att bidra med cirka 252,2 MUSD (224,4 MUSD).

Not 9 – Övriga materiella anläggningstillgångar

MUSD	2014				2013			
	FPSO	Fastigheter	Övrigt	Summa	FPSO	Fastigheter	Övrigt	Summa
Anskaffningsvärde								
1 januari	63,4	11,3	40,1	114,8	32,5	11,3	22,2	66,0
Förvärvat vid konsolidering	–	–	–	–	–	–	12,7	12,7
Investeringar	118,8	–	6,1	124,9	29,8	–	6,4	36,2
Avyttringar	–	–	-0,1	-0,1	–	–	-0,1	-0,1
Omräkningsdifferens	-3,3	-0,1	-5,3	-8,7	1,1	–	-1,1	–
31 december	178,9	11,2	40,8	230,9	63,4	11,3	40,1	114,8
Avskrivningar								
1 januari	–	-1,6	-28,2	-29,8	–	-1,6	-15,0	-16,6
Avyttringar	–	–	0,1	0,1	–	–	–	–
Förvärvat vid konsolidering	–	–	–	–	–	–	-9,6	-9,6
Årets avskrivningar	–	-0,1	-4,6	-4,7	–	-0,1	-4,3	-4,4
Omräkningsdifferens	–	0,1	3,7	3,8	–	0,1	0,7	0,8
31 december	–	-1,6	-29,0	-30,6	–	-1,6	-28,2	-29,8
Redovisat värde	178,9	9,6	11,8	200,3	63,4	9,7	11,9	85,0

Årets avskrivningar avser avskrivningar enligt plan, vilka baseras på anskaffningskostnaden och en uppskattad nyttjandeperiod om tre till fem 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.

Bertam FPSO:n kommer att skrivas av över sin återstående livslängd när uppgraderingen av fartyget har slutförts och den befinner sig på Bertamfältet.

Not 10 – Övriga aktier och andelar

Övriga aktier och andelar består av:	31 december 2014			31 december 2013	
	Antal aktier	Andel %	Redovisat värde MUSD	Redovisat värde MUSD	Redovisat värde MUSD
ShaMaran Petroleum Corp.	50 000 000	6,2 %	4,7	–	21,6
Cofraland BV ¹	–	–	–	–	0,4
			4,7		22,0

¹Cofraland BV likviderades under 2014.

Investeringen i ShaMaran Petroleum Corp. (ShaMaran) redovisades till aktiernas verkliga värde vid datumet för förvärvet 2009 och i enlighet med redovisningsregler redovisas efterföljande förändringar i aktiernas verkliga värde i övrigt totalresultat. Se även not 35.

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

ShaMaran Petroleum Corp. MUSD	2014	2013
1 januari	21,6	19,6
Förändring i verkligt värde	-15,3	1,5
Omräkningsdifferens	-1,6	0,5
31 december	4,7	21,6

Not 11 – Finansiella instrument

Finansiella instrument per kategori

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

31 december 2014 MUSD	Summa	Lånefordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkrings- ändamål
Tillgångar					
Övriga aktier och andelar	4,7	–	4,7	–	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	32,3	32,3	–	–	–
Fordringar på joint operations	49,1	49,1	–	–	–
Övriga kortfristiga fordringar	446,5	446,5	–	–	–
Likvida medel	80,5	–	–	80,5	–
	613,1	527,9	4,7	80,5	–
	Summa	Övriga skulder	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkrings- ändamål
Skulder					
Finansiella skulder	2 654,0	–	2 654,0	–	–
Övriga långfristiga skulder	29,1	29,1	–	–	–
Derivatinstrument	135,3	–	–	–	135,3
Skulder till joint operations	383,5	383,5	–	–	–
Övriga kortfristiga skulder	63,6	63,6	–	–	–
	3 265,5	476,2	2 654,0	–	135,3

31 december 2013 MUSD	Summa	Lånefordringar och övriga fordringar	Investeringar som kan säljas	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkrings- ändamål
Tillgångar					
Övriga aktier och andelar	22,0	–	22,0	–	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	11,9	1,5	10,4	–	–
Övriga långfristiga fordringar	9,7	9,7	–	–	–
Derivatinstrument	6,2	–	–	–	6,2
Fordringar på joint operations	25,2	25,2	–	–	–
Övriga kortfristiga fordringar	168,3	168,3	–	–	–
Likvida medel	82,4	–	–	82,4	–
	325,7	204,7	32,4	82,4	6,2
	Summa	Övriga skulder	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkrings- ändamål
Skulder					
Finansiella skulder	1 239,1	–	1 239,1	–	–
Övriga långfristiga skulder	25,0	25,0	–	–	–
Derivatinstrument	5,6	–	–	–	5,6
Skulder till joint operations	334,5	334,5	–	–	–
Övriga kortfristiga skulder	61,3	61,3	–	–	–
	1 665,5	420,8	1 239,1	–	5,6

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.

fortsättning – not 11

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

31 december 2014			
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Likvida medel	80,5	–	–
Övriga aktier och andelar	4,7	–	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	32,3	–	–
	117,5	–	–
Skulder			
Derivatinstrument	–	135,3	–
	–	135,3	–

31 december 2013			
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Likvida medel	82,4	–	–
Övriga aktier och andelar	21,6	–	0,4
Obligationer	10,4	–	–
Långfristiga fordringar	9,7	–	–
Derivatinstrument	–	6,2	–
	124,1	6,2	0,4
Skulder			
Derivatinstrument	–	5,6	–
	–	5,6	–

Övriga aktier och andelar nivå 3		
MUSD	2014	2013
1 januari	0,4	0,4
Avyttring/likvidation	-0,4	–
31 december	–	0,4

Utestående derivat kan specificeras enligt följande:

Verkligt värde på utestående derivatinstrument i balansräkningen	31 december 2014		31 december 2013	
	MUSD	Tillgångar	Skulder	Tillgångar
Ränteswappar	–	22,3	–	1,0
Valutasäkringsinstrument	–	113,0	6,2	4,6
Summa	–	135,3	6,2	5,6
Långfristig	–	33,9	3,0	1,6
Kortfristig	–	101,4	3,2	4,0
Summa	–	135,3	6,2	5,6

Det verkliga värdet av räntesäkringen beräknas genom att använda kurvan för terminsräntan över den utestående delen av swaptransaktionen. Den effektiva delen av räntesäkringen per den 31 december 2014 uppgick till en nettoskuld om 22,3 MUSD (1,0 MUSD).

Det verkliga värdet av valutasäkringen beräknas genom att använda kurvan för terminkursen över den utestående delen av de utestående valutakurssäkringkontrakten. Den effektiva delen av valutasäkringen per den 31 december 2014 uppgick till en nettoskuld om 113,0 MUSD (1,6 MUSD nettotillgång).

Not 12 – 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.

För ytterligare information om risker i den finansiella rapporteringen se avsnitten Intern kontroll och riskhantering i Bolagsstyrningsrapporten på sidorna 72–73 och Risker och riskhantering på sidorna 40–43.

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 för att skapa aktieägarvärde. Koncernen kan efter behov upprätta nya kreditfaciliteter, återbetala skulder, eller utföra andra sådana omstruktureringsaktiviteter när det är lämpligt. Bolagsledningen 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 har gjorts gjorda avseende mål, policies och rutiner under året som avslutades den 31 december 2014.

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

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Banklån	2 690,0	1 275,0
Likvida medel	-80,5	-82,4
Nettoskuld	2 609,5	1 192,6

Ökningen i förhållande till 2013 är främst hänförlig till finansiering av koncernens utbyggnadsaktiviteter.

Ränterisk

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.

De totala räntekostnaderna för 2014 uppgick till 60,1 MUSD, vilka inkluderar aktiverade ränteutgifter om 36,6 MUSD, vilka var hänförliga till lån avseende koncernens utbyggnadsaktiviteter och resultatet av de avslutade räntesäkringarna. En ränteförändring om 150 procentenheter skulle fått till följd en förändring om 6,3 MUSD i den totala räntekostnaden för året när koncernens räntesäkringar för 2014 inkluderas i beräkningen.

I mars 2013 ingick Lundin Petroleum en treårig ränteswap till fast ränta som startade den 1 april 2013 för belåning om 500 MUSD, som lägger fast den rörliga LIBOR-räntan till cirka 0,57 procent per år för säkringens löptid. I mars 2014 ingick Lundin Petroleum ytterligare ränteswappar som startar den 1 juli 2014 och löper ut i december 2018 enligt följande:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan 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

Valutakursrisk

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.

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.

fortsättning – not 12

Koncernen har ingått valutasäkringskontrakt som lägger fast valutakursen mellan USD och NOK för att möta operativa krav på NOK, vilket beskrivs i nedanstående tabell.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
5 547,1 MNOK	897,4 MUSD	6,18 NOK: 1 USD	jan 2014 – dec 2014
4 424,5 MNOK	690,8 MUSD	6,40 NOK: 1 USD	jan 2015 – dec 2015
1 251,8 MNOK	182,5 MUSD	6,86 NOK: 1 USD	jan 2016 – jun 2016

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 2014 har en kortfristig skuld, uppgående till 101,4 MUSD (4,0 MUSD) och en långfristig skuld uppgående till 33,9 MUSD (1,6 MUSD) redovisats, vilka representerar det verkliga värdet av de utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakten. Jämförelseperiodens kortfristiga och långfristiga tillgång avsåg därutöver valutasäkringskontrakt hänförliga till valutasäkringskontrakt och uppgick till 3,2 MUSD respektive 3,0 MUSD.

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 2014 vid en konvertering av koncernens dotterbolags resultaträkningar från funktionell valuta till rapporteringsvalutan US dollar.

Rörelseresultatet i de finansiella rapporterna (MUSD)		-252,2	-252,2
Förändring valutakurser	Genomsnittlig kurs 2014	10% försvagning av USD	10% förstärkning av USD
EUR/USD	0,7526	0,6841	0,8278
NOK/USD	6,3011	5,7283	6,9312
RUR/USD	38,3878	34,8980	42,2266
CHF/USD	0,9140	0,8309	1,0054
Summa påverkan på rörelseresultatet (MUSD)		-12,4	12,4

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

Priset på olja och gas

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

Tabellen nedan sammanfattar den inverkan en förändring i oljepriset skulle ha haft på resultatet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2014.

Årets resultat i de finansiella rapporterna (MUSD)	-431,9	-431,9
Möjlig förändring	-10%	10%
Summa påverkan på årets resultat (MUSD)	-24,7	24,7

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

Lundin Petroleums policy är att anta en flexibel hållning gentemot oljeprissäkring, baserad på en bedömning av fördelarna med 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 2014, ingick koncernen inga oljeprissäkringskontrakt. Det finns inga utstående oljeprissäkringskontrakt per den 31 december 2014.

Kreditrisk

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

Per den 31 december 2014 uppgick koncernens kundfordringar till 40,3 MUSD (125,8 MUSD). Det finns inga nyligen inträffade betalningsförsummelse. Övriga långfristiga och kortfristiga fordringar anses återvinningsbara och ingen avsättning för osäkra fordringar har redovisats per den 31 december 2014. Likvida medel hålls med banker som har en historiskt hög kreditvärdighet.

fortsättning – not 12

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 sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD för att finansiera Lundin Petroleums pågående utgifter för prospektering och utbyggnad, särskilt i Norge. Kreditfaciliteten är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen och utökades till 4,0 miljarder USD i februari 2014. Koncernens pågående utbyggnads- och prospekteringsutgifter förväntas att finansieras av koncernens operativa kassaflöde och lånefaciliteten. 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. Faciliteten förfaller i juni 2019 och det finns en låneminskingsplan som börjar 2016 och går ner till noll vid den slutliga förfalldagen. Dessutom baseras beloppet som är tillgängligt under faciliteten på nuvärdet av det framtida nettokassaflödet, för tillgångarna. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av tillgängligt belopp, förfaller en del av den aktuella utestående banklånesaldo inom fem år. Inga återbetalningar behöver göras under 2015 avseende kreditfaciliteten.

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 långgivare vidta specifika åtgärder för att göra gällande deras säkerhet, vilka inkluderar en snabbare återbetalning av utestående belopp under kreditfaciliteten. Koncernen bryter inte mot skuldöverenskommelserna.

Tabellen nedan 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.

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Långfristiga		
Återbetalning inom 1 – 2 år:		
Derivatinstrument	20,3	1,5
Återbetalning inom 2 – 5 år:		
Banklån	2 690,0	704,0
Derivatinstrument	13,6	0,1
Återbetalning efter 5 år:		
Banklån	–	571,0
Derivatinstrument	–	–
Övriga långfristiga skulder	29,1	25,0
	2 753,0	1 301,6

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Kortfristiga		
Återbetalning inom 6 månader:		
Leverantörsskulder	23,9	16,3
Skatteskulder	1,8	4,3
Skulder till joint operations	383,5	334,5
Övriga kortfristiga skulder	37,9	40,7
Derivatinstrument	35,0	1,5
Återbetalning efter 6 månader:		
Derivatinstrument	66,4	2,5
	548,5	399,8

Lundin Petroleum har genom sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV ingått produktionsdelningskontrakt med Petroliam Nasional Berhad, det statliga malaysiska olje- och gasbolaget (Petronas). Bankgarantier har utfärdats till stöd för arbetsåtaganden och andra kostnader hänförliga till vissa av dessa produktionsdelningskontrakt och de utestående bankgarantierna uppgick per den 31 december 2014 till 40,4 MUSD av vilka 7,7 MUSD är garanterade till slutet av 2015 och de återstående 32,7 MUSD är garanterade till 2017. En ytterligare bankgaranti, till stöd för arbetsåtaganden i Indonesien utfärdades i december 2014 till ett belopp om 1,0 MUSD, vilken gäller till och med slutet av 2015.

Not 13 – Övriga finansiella tillgångar

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Obligationer	–	10,4
Brynhild kostnadsdelningskontrakt	31,0	–
Övriga	1,3	1,5
	32,3	11,9

Per den 31 december 2013 ägde koncernen 7,6 Etrionobligationer nominerade i Euro med en kupongränta om 9 procent per år och förfalldag i april 2015. Obligationerna avyttrades under 2014.

Kostnadsdelningskontraktet för Brynhild är hänförligt till den långfristiga delen av värderingen till verkligtvärde av kostnadsdelningskontraktet, i enlighet med vilket kostnadsdelen varierar med oljepriset. Den kortfristiga delen beskrivs i not 17.

Not 14 – Lager

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Lager av olja och gas	3,5	3,1
Borrutrustning och förbrukningsmaterial	38,1	18,1
	41,6	21,2

Not 15 – Kundfordringar

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

Not 16 – Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Förutbetald hyra	0,9	0,7
Förutbetalda verksamhetsutgifter	36,5	52,2
Förutbetalda försäkringar	1,5	3,7
Upplupna intäkter	–	0,5
Övriga	2,6	4,6
	41,5	61,7

Förutbetalda verksamhetsutgifter inkluderade 21,7 MUSD (35,7 MUSD) hänförliga till kostnader för förflyttning av en norsk rigg som kommer att användas på framtida borrhningar.

Not 17 – Övriga fordringar

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Underuttag	3,6	9,4
Brynhild kostnadsdelningskontrakt	21,6	–
Kortfristig mervärdesskattfordran	5,6	4,1
Fordran avseende utfarmning	0,4	10,9
Övriga	1,4	11,6
	32,6	36,0

Kostnadsdelningskontraktet för Brynhild är hänförligt till värderingen till verkligt värde av den kortfristiga delen av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Den långfristiga delen beskrivs i not 13.

Not 18 – Likvida medel

Likvida medel innehåller endast kontanta medel i kontantkassan och på bankkonton. Inga kortfristiga placeringar innehades per den 31 december 2014.

Not 19 – Övriga reserver

MUSD	Reserv för investeringar som kan säljas	Säkrings- reserv	Valuta- omräknings- reserv	Summa övriga reserver
1 januari 2013	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
Totalresultat	-15,3	-148,7	-175,5	-339,5
31 december 2014	-6,5	-147,9	-281,8	-436,2

Not 20 – Avsättning för återställningskostnader

MUSD	2014	2013
1 januari	241,6	186,1
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	7,0	5,9
Decommissioning costs	0,1	13,2
Betalningar	-1,2	-1,5
Förändring i uppskattningar	65,7	43,5
Omräkningsdifferens	-39,1	-5,6
31 december	274,1	241,6

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 75% att regleras efter mer än 15 år, vilket baserats på uppskattningarna som använts i beräkningen av återställningskostnaderna per den 31 december 2014.

Not 21 – Pensionsavsättning

MUSD	2014	2013
1 januari	1,5	1,5
Aktuarievinst	–	0,2
Utbetalningar	-0,2	-0,2
Omräkningsdifferens	-0,1	–
31 december	1,2	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 (151 TUSD) betalas till Eva Lundin. Bolaget kan, om det så väljer, betala ut denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 1 800 TCHF (1 817 TUSD).

Not 22 – Övriga avsättningar

MUSD	LTIP	Betalning infarmning	Övrigt	Summa
1 januari 2014	77,0	–	3,6	80,6
Avsättningaar	13,1	56,0	0,2	69,3
Utbetalningar	-44,8	–	-0,2	-45,0
Omklassificering	-38,3	–	–	-38,3
Omräkningsdifferens	-0,3	–	-0,2	-0,5
31 december 2014	6,7	56,0	3,4	66,1
Långfristig	1,8	7,5	3,4	12,7
Kortfristig	4,9	48,5	–	53,4
Summa	6,7	56,0	3,4	66,1

För detaljer avseende koncernens LTIP se not 33.

Not 23 – Finansiella skulder

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Banklån	2 690,0	1 275,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-36,0	-35,9
	2 654,0	1 239,1

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

För ytterligare information se not 12.

Not 24 – Övriga upplupna kostnader

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Semesterlön	7,3	11,0
Rörelsekostnader	33,2	20,1
Sociala avgifter	3,5	3,4
Löner	–	0,1
Övrigt	2,1	4,8
	46,1	39,4

Not 25 – Övriga skulder

MUSD	31 december 2014	31 december 2013
Långsiktiga incitamentsprogram	28,2	–
Överuttag	–	29,2
Källskatt på löner	6,8	7,2
Mervärdesskatteskuld	0,1	0,1
Skuld avseende sociala avgifter	0,6	0,7
Mineralresursskatt	–	0,6
Övrigt	2,2	2,9
	37,9	40,7

Not 26 – Ställda panter

I februari 2014 ökade Lundin Petroleum sin sjuåriga säkrad revolverande "borrowing base" facilitet till 4,0 miljarder USD, vilket beskrivs i not 12. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 december 2014 uppgår till 1 126,8 MUSD (1 870,3 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de koncernbolag vars aktier är pantsatta, vilket beskrivs i avsnittet om moderbolaget nedan.

Not 27 – Ansvarförbindelser och eventuatillgångar

Ansvarförbindelser

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.

Eventuatillgångar

I samband med ett dotterbolag till Gunvor International BV:s (Gunvor) 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.

Beloppets storlek och tidpunkten för sådan betalning avseende eventuatillgången och ansvarsförbindelsen hänförliga till Laganskyblocket är beroende av framtida prospekterings- och produktionsverksamheter. På grund av osäkerheter hänförliga till dessa verksamheter, kan uppskattningar av kassainflöden och -utflöden inte beräknas med säkerhet.

I samband med försäljningen av Lundin Petroleum's Salawati-intressen, Indonesien till RH Petrogas 2010, har RH Petrogas gått med på att betala upp till 3,9 MUSD som villkorad köpeskilling. Beloppets storlek och tidpunkt för sådan betalning kommer att baseras på framtida fältutbyggnad inom Salawati Islandblocket.

Not 28 – Resultat per aktie

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

	2014	2013
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare (i USD)	-427 209 353	77 553 799
Vägt genomsnittligt antal aktier för året	309 170 986	310 017 074
Resultat per aktie (USD)	-1,38	0,25

Resultat per aktie efter full utspädning är detsamma som resultat per aktie eftersom utspädningseffekten av koncernens 608 103 rättigheter under det långsiktiga incitamentsprogrammet för vilket reglering görs i aktier, inte är väsentlig.

Not 29 – Justering för ej kassaflödesjusterande poster

MUSD	Not	2014	2013
Prospekteringskostnader	3	386,4	287,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	3	400,7	123,4
Avskrivningar och nedskrivningar	8/9	136,2	160,5
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	5	12,6	8,7
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	5/20	7,0	5,9
Återställningskostnader	3/20	0,1	13,2
Långsiktiga incitamentsprogram		14,5	9,9
Ränteintäkter	4	-1,2	-2,4
Aktuell skatt	7	-419,7	24,7
Uppskjutna skatt	7	166,5	190,4
Räntekostnader	5	21,1	5,1
Valutakursvinster/förluster	4/5	333,5	52,1
Brynhild kostnadsdelningsavtal	12	-36,7	–
Andel av resultat i joint venture som redovisas enligt kapitalandelsmetoden	6	12,9	–
Övriga avsättningar		0,2	0,6
Övriga ej kassaflödesjusterande poster		-0,4	0,3
Justering kassaflöde från verksamheten		1 033,7	880,1

Not 30 – 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 2014 ingick koncernen transaktioner med närstående på kommersiell grund enligt vad som framgår nedan:

MUSD	2014	2013
Inköp av tjänster	-0,6	-0,4
Försäljning av tjänster	0,7	0,4

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 bolagsledning redovisas i not 32. Det finns inga utestående belopp hänförliga till ledande personer med nyckelställning vid årets slut.

Not 31 – Genomsnittligt antal anställda

Genomsnittligt antal anställda per land	2014		2013	
	Summa anställda	varav män	Summa anställda	varav män
Moderbolaget i Sverige	3	1	3	1
Utländska dotterbolag				
Norge	320	240	218	163
Frankrike	54	41	50	38
Nederländerna	7	4	8	4
Indonesien	24	14	23	12
Ryssland	43	24	44	26
Tunisien	—	—	6	4
Malaysia	98	68	60	35
Schweiz	44	27	38	22
Summa utländska dotterbolag	590	418	447	304
Summa koncernen	593	419	450	305

Styrelseledamöter och bolagsledning	2014		2013	
	Summa vid slutet av året	varav män	Summa vid slutet av året	varav män
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter ¹	7	5	7	5
Subsidiaries abroad				
Bolagsledning ¹	7	6	7	6
Summa koncernen	14	11	14	11

¹ C. Ashley Heppenstall, VD och styrelseledamot har endast inräknats i bolagsledningen.

Not 32 – Ersättning till styrelse, bolagsledning och andra anställda

Löner, andra ersättningar och sociala kostnader TUSD	2014		2013	
	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter	686	147	646	131
Anställda	454	236	214	114
Utländska dotterbolag				
Bolagsledning	13 696	960	10 456	730
Andra anställda	101 696	23 957	90 391	21 518
Summa koncernen	116 465	25 300	101 707	22 493
varav pensionskostnader		9 821		8 670

Tabellen ovan visar kostnaden som har redovisats i resultaträkning under året och överensstämmer inte med gjorda betalningar. Inlösendatum för det syntetiska optionsprogrammet inföll under 2014 och kostnaden har redovisats under tidigare år eftersom kostnadsföring har skett över programmets löptid. Tabellen nedan visar de faktiska utbetalningarna som gjorts till bolagsledningen under 2014.

Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter och bolagsledning TUSD	Fast styrelse arvode/ grundlön och andra förmåner ¹	Kortfristig rörlig lön ²	Unit bonus program	Syntetiska optioner	Arvode för kommittéarbete	Arvode för särskilda uppdrag utanför styrelsearbetet ³	Pension	Summa 2014	Summa 2013
Moderbolaget i Sverige									
Styrelseledamöter									
Ian H. Lundin	150	–	–	–	–	232	–	382	389
Peggy Bruzelius	72	–	–	–	15	–	–	87	46
Kristin Færøvik	–	–	–	–	–	–	–	–	43
Asbjørn Larsen	72	–	–	–	15	–	–	87	87
Lukas H. Lundin	72	–	–	–	–	–	–	72	72
William A. Rand	72	–	–	–	37	–	–	109	114
Magnus Unger	72	–	–	–	15	–	–	87	141
Cecilia Vieweg	72	–	–	–	22	–	–	94	49
Summa styrelseledamöter	582	–	–	–	104	232	–	918	941
Utländska dotterbolag									
Bolagsledning									
C. Ashley Heppenstall	1 149	708	–	12 842	–	–	95	14 793	1 929
Övriga ⁴	3 596	2 469	443	27 396	–	–	480	34 384	5 674
Summa Bolagsledning	4 745	3 177	443	40 237	–	–	575	49 177	7 603

¹ Andra förmåner inkluderar skolvigter och sjukförsäkring.

² Bonusbetalningen som tilldelades och utbetalades under 2014 är hänförlig till prövningen som gjordes av ersättningskommittén i januari 2014 vilken tar i beaktande den anställdes bidrag till koncernens resultat under 2013.

³ Övriga ersättningar som betalats under 2014 är hänförliga till särskilda uppdrag som utförts av styrelseledamöter för koncernens räkning. Betalningen av dessa ersättningar var i enlighet med de arvoden som godkänkts av årsstämman 2013 och 2014.

⁴ Omfattar sju personer (Chief Operating Officer, Chief Financial Officer, Vice President Corporate Responsibility, Vice President Legal, Vice President Corporate Planning & Investor Relations, tidigare Senior Vice President Development och tidigare CFO). Jämförelsetalen för 2013 har räknats om.

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.

Bolagsledning

Den avgiftsbestämda pensionsplanen är mellan 15% och 18% av den pensionsgrundande inkomsten. Bolaget bidrar till 60% av pensionen och den anställda till resterande 40%. Den pensionsgrundande inkomsten definieras som årlig grundlön och bonus och har ett tak på ungefär 842 TCHF (842 TUSD). Den normala pensionsåldern för VD är 65 år.

En ömsesidig uppsägningstid av mellan en och tolv månader gäller mellan bolaget och bolagsledningen och är betingad av den anställdes anställningstid i bolaget. 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).

fortsättning – not 32

Styrelsen har i särskilda fall dessutom rätt att godkänna avgångsvederlag utöver uppsägningstid och överenskomna avgångsvederlag om anställningen sägs upp av bolaget utan anledning eller i andra fall, vilket kan beslutas av styrelsen. Sådana avgångsvederlag kan innebära upp till ett års grundlön och inga andra förmåner skall ingå. Avgångsvederlag skall sammanlagt (d.v.s. uppsägningstid och avgångsvederlag) uppgå till maximalt två års grundlön.

Den tidigare VP Finance och CFO:n lämnade bolaget vid mitten av 2014. Under överenskomna villkor för avgångsvederlag erhöll han en utbetalning motsvarande ett års grundlön vid hans avgång, vilket styrelsen godkände som ett tillåtet avsteg från ersättningspolicyn för bolagsledningen, med beaktande av särskilda skäl och hans väsentliga bidrag till bolaget under hans år i tjänst. Dessutom erhöll han utbetalning för hela sin del av de syntetiska optionerna.

Se sidorna 66–69 i Bolagsstyrningsrapporten för ytterligare information avseende koncernens principer för ersättning och ersättningspolicy för bolagsledningen för 2014.

Not 33 – Långsiktiga incitamentsprogram

Bolaget har följande långsiktiga incitamentsprogram (LTIP).

Unit bonus program

Under 2008 införde Lundin Petroleum 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 2014 var 131,30 SEK.

LTIPs som följer samma principer som 2008 års LTIP har därefter införts varje år.

Nedanstående tabell visar antalet tilldelade units under LTIP-programmen, det utestående beloppet per den 31 december 2014 och vilket år de kommer att lösas in.

Unit bonus program	Program				
	2011	2012	2013	2014	Total
Utestående vid periodens början	123 992	238 496	422 730	–	785 218
Tilldelade under perioden	–	–	–	372 897	372 897
Förverkade under perioden	-4 251	-8 004	-14 359	-1 383	-27 997
Förfallna under perioden	-119 741	-116 392	-138 055	–	-374 188
Utestående vid periodens slut	–	114 100	270 316	371 514	755 930
Inlösen datum					
31 maj 2015		114 100	135 158	123 838	373 096
31 maj 2016		–	135 158	123 838	258 996
31 maj 2017		–	–	123 838	123 838
Utestående vid periodens slut		114 100	270 316	371 514	755 930

Kostnaderna för programmen framgår av nedanstående tabell.

Unit bonus program MUSD	2014	2013
2010	–	0,5
2011	1,8	0,7
2012	1,1	2,2
2013	2,0	3,9
2014	1,4	–
	6,3	7,3

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 2014 uppgick till MUSD 6,7 (MUSD 8,8). Avsättningen är beräknad baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen. Aktiekursen per balansdagen den 31 december 2014 var 112,40 SEK.

fortsättning – not 33

Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleums aktieägare införandet av LTIP för bolagsledningen (vilken innefattade Koncernchef och VD, Chief Operating Officer, tidigare Chief Financial Officer (CFO) och tidigare Senior Vice President Development) vilken innefattade en tilldelning av syntetiska optioner som kan lösas in fem år efter utställandet. Inlösendet av optionerna berättigade mottagaren till att erhålla en kontant betalning baserad på ökningen i marknadsvärdet på Lundin Petroleumaktien. Utbetalningen av tilldelningen under dessa syntetiska optioner inträffar 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-tilldelningen innehöll 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK.

Bolagsledning	Syntetiska optioner
C. Ashley Heppenstall	2 062 848
Alexandre Schneiter	1 512 756
Chris Bruijnzeels (Tidigare SVP Development)	962 662
Geoffrey Turbott (Tidigare VP Finance och CFO)	962 662
Bolagsledning	5 500 928

Inlösenddatum för det syntetiska optionsprogrammet inföll i maj 2014 och 50 procent av inlösenbeloppet utbetalades under det andra kvartalet 2014. Den andra delen av det syntetiska optionsprogrammet som kommer att utbetalas inom tolv månader har omklassificerats till kortfristiga skulder under det andra kvartalet 2014. Den återstående betalningen under de syntetiska optionerna avseende den tidigare CFO:n utbetalades under det tredje kvartalet 2014 i enlighet med bestämmelserna i planen. 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 men har rätt att erhålla tilldelningar i det nya prestationsbaserade incitamentsprogrammet som beskrivs nedan.

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 2014 uppgick till 28,2 MUSD (68,2 MUSD). Avsättningen är beräknad baserat på Lundin Petroleums aktiekurs på balansdagen genom att använda Black and Scholes metod applicerad på den andel av tilldelningen som har redovisats per balansdagen.

Den icke-kassaflödespåverkande kostnaden för de syntetiska optionerna till bolagsledningen, inklusive sociala avgifter uppgick till 6,1 MUSD (3,3 MUSD) för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2014.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Bolagsstämman 2014 beslutade om ett nytt prestationsbaserat LTIP för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2014 och tilldelningen för 2014 har redovisats under året. Summan av antalet rättigheter uppgick för 2014 till 608 103 och kostnaden redovisas över den treåriga inlösenperioden som börjar den 1 juli 2014. Varje rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarar verkligt värde vid datumet för tilldelningen beräknat enligt en optionsprissättningsmodell och per den 31 december 2014 kostnadsfördes 1.0 MUSD. Tilldelningen av aktier vid slutet av inlösenperioden är beroende av att vissa prestationsvillkor uppfylls.

Prestationsbaserat incitamentsprogram	Antal
C. Ashley Heppenstall	144 307
Övriga ¹	193 299
Summa bolagsledning	337 606
Övriga anställda	270 497
Summa	608 103

¹ Omfattar sex personer (Chief Operating Officer, Chief Financial Officer, Vice President Corporate Responsibility, Vice President Legal, Vice President Corporate Planning & Investor Relations och tidigare Senior Vice President Development).

Prestationsbaserat incitamentsprogram	2014
Utestående vid periodens början	–
Tilldelade under perioden	608 103
Förverkade under perioden	–
Förfallna under perioden	–
Utestående vid periodens slut	608 103

Not 34 – Ersättning till koncernens revisorer

TUSD	2014	2013
PwC		
Revisionsarvode	1 136	1 104
Revisionsrelaterat	123	64
Skatterådgivning	48	26
Övriga tjänster	12	344
Summa PwC	1 320	1 538
Ersättningar till andra revisorer än PwC	207	235
Summa	1 527	1 773

I revisionsarvode ingår granskning av delårsrapporten 2014. Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdrag innehåller uppdrag som licensrevision och revisioner av produktionsdelningskontrakt. Övriga tjänster avser rådgivning för verksamhetsutveckling.

Not 35 – Händelser efter balansdagens utgång

Lundin Petroleum meddelade i januari 2015 att det tilldelats åtta licenser i den norska APA 2014 licensrundan, med Lundin Petroleum som operatör för sex.

Bøylafältet, Norge påbörjade produktion den 19 januari 2015.

I oktober 2014 skrev Lundin Petroleum under ett stödköpeavtal i samband med nyemissionen som föreslagits av ShaMaran Petroleum (ShaMaran). Lundin Petroleum kom, tillsammans med ShaMaran Petroleums större aktieägare, överens om att teckna sina pro rata andelar av nyemissionen och att dessutom teckna de aktier som inte tecknas av övriga aktieägare mot en med aktier betald garantiersättning från ShaMaran. Nyemissionserbjudandet avslutades av ShaMaran i februari 2015. Lundin Petroleum utnyttjade sin rättighet och förvärvade sin pro rata andel om 46,5 miljoner aktier till ett belopp om 4,65 miljoner CAD och Lundin Petroleum förvärvade ytterligare 20,4 miljoner aktier i ShaMaran till ett totalt belopp om 2,0 miljoner CAD. Efter det att nyemissionen var avslutad avyttrade Lundin Petroleum 20,4 miljoner av aktierna i ShaMaran. Per den 31 december 2014, före avslutet av nyemissionserbjudandet, ägde Lundin Petroleum 50,0 miljoner aktier i ShaMaran, vilket motsvarade 6,2 procent av ShaMarans totala antal utestående aktier vid det datumet. Per den 31 Mars 2015 ägde Lundin Petroleum 103,8 miljoner aktier i ShaMaran, vilket motsvarade 6,6 procent av ShaMarans totala antal utestående aktier vid det datumet.

Moderbolagets årsredovisning

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 108,7 MSEK (76,1 MSEK) för räkenskapsåret 2014.

I resultatet ingår administrationskostnader om 144,9 MSEK (105,7 MSEK) och finansiella intäkter om 209,9 MSEK (181,4 MSEK) hänförliga till en utdelning om 205,7 MSEK (178,2 MSEK) och garanti-intäkter om 3,5 MUSD (3,1 MUSD).

Skatteintäkten som uppgår till 36,4 MSEK (– MSEK) har redovisats som inkomstskatt och är hänförlig till en upplösning av en historisk avsättning för skatt.

Ställda pantar om 8 717,8 MSEK (12 014,5 MSEK) avser det bokförda värdet på aktierna som pantsattes i samband med kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV.

Den svenska internationella åklagarkammaren inledde i juni 2010 en förundersökning om påstådda brott mot den internationella humanitära rätten i Sudan 1997–2003. Bolaget samarbetar med åklagarmyndigheten genom att lämna information om sin verksamhet i Block 5A i Sudan under den aktuella tidsperioden och har i samband med detta ådragit sig kostnader i form av arvode från rådgivare och därtill relaterade kostnader. Lundin Petroleum tillbakavisar kategoriskt alla påståenden om missgärningar och kommer att fortsätta att samarbeta med åklagarmyndighetens utredning.

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 94–99.

Moderbolagets resultaträkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	Not	2014	2013
Intäkter		9,2	3,1
Bruttoresultat		9,2	3,1
Administrationskostnader	7	-144,9	-105,7
Rörelseresultat		-135,7	-102,6
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	1	209,9	181,4
Finansiella kostnader	2	-1,9	-2,7
		208,0	178,7
Resultat före skatt		72,3	76,1
Inkomstskatt	3	36,4	–
Årets resultat		108,7	76,1

Moderbolagets rapport över totalresultat

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	2014	2013
Periodens resultat	108,7	76,1
Övrigt totalresultat	–	–
Totalresultat	108,7	76,1
Hänförligt till:		
Moderbolagets aktieägare	108,7	76,1
	108,7	76,1

Moderbolagets balansräkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	Not	2014	2013
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Aktier i dotterbolag	8	7 871,8	7 871,8
Övriga anläggningstillgångar		0,2	0,2
Summa anläggningstillgångar		7 872,0	7 872,0
Omsättningstillgångar			
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter		3,4	5,7
Övriga fordringar	4	13,3	11,6
Likvida medel		1,8	2,6
Summa omsättningstillgångar		18,5	19,9
SUMMA TILLGÅNGAR		7 890,5	7 891,9
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		2 295,3	2 357,5
Balanserad vinst		4 592,0	4 515,9
Årets resultat		108,7	76,1
Summa fritt eget kapital		6 996,0	6 949,5
Summa eget kapital		7 860,5	7 814,0
Långfristiga skulder			
Avsättningar		0,3	36,6
Skulder till koncernbolag		–	21,6
Summa långfristiga skulder		0,3	58,2
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		5,2	0,5
Skulder till koncernbolag		13,5	–
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	5	9,8	19,2
Övriga skulder		1,2	–
Summa kortfristiga skulder		29,7	19,7
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		7 890,5	7 891,9
Ställda panter	6	8 717,8	12 014,5
Ansvarsförbindelser	6	–	–

Moderbolagets kassaflödesanalys

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	2014	2013
Kassaflöde från verksamheten		
Årets resultat	108,7	76,1
Ej kassaflödespåverkande utdelning	-205,7	-178,2
Övriga ej likviditetspåverkande poster	168,2	159,6
Orealiserade valutakursförluster	0,7	-0,4
Förändringar i rörelsekapital:		
Förändring i omsättningstillgångar	0,6	3,4
Förändring i kortfristiga skulder	10,5	10,9
Summa kassaflöde från verksamheten	83,0	71,4
Kassaflöde från investering		
Förändring i långfristiga finansiella tillgångar	-0,1	-0,2
Summa kassaflöde från investering	-0,1	-0,2
Kassaflöde från finansiering		
Förändring i långfristiga skulder	-21,7	62,2
Köp av egna aktier	-62,2	-131,9
Summa kassaflöde från finansiering	-83,9	-69,7
Förändring av likvida medel	-1,0	1,5
Likvida medel vid årets början	2,6	1,1
Valutakursförändring i likvida medel	0,2	–
Likvida medel vid årets slut	1,8	2,6

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	Balanserad vinst	Summa	
1 januari 2013	3,2	861,3	2 489,4	4 515,9	7 005,3	7 869,8
Totalresultat	–	–	–	76,1	76,1	76,1
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-131,9	–	-131,9	-131,9
Summa transaktioner med ägare	–	–	-131,9	–	-131,9	-131,9
31 december 2013	3,2	861,3	2 357,5	4 592,0	6 949,5	7 814,0
Totalresultat	–	–	–	108,7	108,7	108,7
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
31 december 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5

¹ Under rapporteringsperioden minskade bolaget sitt aktiekapital med 68 402,50 SEK genom en indragning av 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet efterföljdes av en fondemission till samma belopp. Beloppen redovisades mot övriga reserver. Indragningen av aktierna medförde därmed inte någon förändring av bolagets aktiekapital.

Noter till de finansiella rapporterna

Moderbolaget

Not 1 – Finansiella intäkter

MSEK	2014	2013
Utdelning	205,7	178,2
Garanti-intäkter	3,5	3,1
Valutakursvinst	0,7	–
Övriga	–	0,1
	209,9	181,4

Not 2 – Finansiella kostnader

MSEK	2014	2013
Räntekostnader koncernbolag	1,9	2,3
Valutakursförluster, netto	–	0,4
	1,9	2,7

Not 3 – Inkomstskatt

MSEK	2014	2013
Årets resultat före skatt	72,3	76,1
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige 22% (22%)	-15,9	-16,7
Skatteeffekt av ej skattepliktig utdelning	45,3	39,2
Skatteeffekt av ej avdragsgilla kostnader	-3,0	-4,5
Ökning av ej bokförda skattemässiga underskott	-26,4	-18,0
Upplösning av avsättning för skatt	-36,4	–
	-36,4	–

Not 4 – Övriga fordringar

MSEK	31 December 2014	31 December 2013
Fordringar på koncernbolag	10,0	8,3
Mervärdesskattefordran	1,2	2,9
Övriga	2,1	0,4
	13,3	11,6

Not 5 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter

MSEK	31 December 2014	31 December 2013
Sociala avgifter	1,1	0,7
Styrelsearvoden	0,5	0,3
Lundin Foundation	–	2,2
Revision	1,1	1,1
Externa tjänster	7,1	14,9
	9,8	19,2

Not 6 – 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 26.

Not 7 – Ersättningar till revisorer

MSEK	2014	2013
PwC		
Revisionsarvode	1,7	1,4
Revisionsrelaterat	0,1	–
	1,8	1,4

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

Not 8 – Aktier i dotterbolag

MSEK	Organisations- nummer	Säte	Antal utställda aktier	Ägd andel	Nominellt värde per aktie	Bokfört värde per den 31 dec 2014	Bokfört värde per den 31 dec 2013
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 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 (i likvidation)	27314247	Haag, Nederländerna	18,000	100	EUR 1,00		
- Lundin Cendrawasih VII 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 (i likvidation)	27290262	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Cambodia BV (i 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 Tunisia BV	27284355	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Marine BV (i likvidation)	27275508	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
- Lundin Marine SARL (i 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		
Jet Arrow SA	660.2.774.006-9	Collonge-Bellerive, Schweiz	11 000	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 2014. Lundin Exploration BV och Lundin Komi BV likviderades under 2014.

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef och VD i Lundin Petroleum AB har den 8 april 2015 godkänt årsredovisningen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2014 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, 8 april 2015

Lundin Petroleum AB (publ) Org. Nr. 556610-8055

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Peggy Bruzelius
Styrelseledamot

Asbjørn Larsen
Styrelseledamot

Lukas H. Lundin
Styrelseledamot

William A. Rand
Styrelseledamot

Magnus Unger
Styrelseledamot

Cecilia Vieweg
Styrelseledamot

Vår revisionsberättelse har avgivits den 8 april 2015.

PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

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 2014. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 75–126.

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 2014 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 2014 och av dess finansiella resultat och kassaflöden för året enligt International Financial Reporting Standards, såsom de antagits av EU, och årsredovisningslagen. Förvaltningsberättelsen är förenlig med årsredovisningens och koncernredovisningens övriga delar.

Vi tillstyrker därför att årsstämman fastställer resultaträkningen och balansräkningen för moderbolaget och koncernen.

Rapport om andra krav enligt lagar och andra författningar

Utöver vår revision av årsredovisningen och koncernredovisningen har vi även utfört en revision av förslaget till dispositioner beträffande bolagets vinst eller förlust samt styrelsens och verkställande direktörens förvaltning för Lundin Petroleum AB (publ) för år 2014.

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 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 8 april 2015

PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Nyckeltal

Finansiella nyckeltal har beräknats på kvarvarande verksamhet.

Finansiell data (MUSD)	2014	2013	2012	2011	2010
Intäkter ¹	785,2	1 132,0	1 375,8	1 251,1	805,3
EBITDA	671,3	955,7	1 144,1	1 012,1	603,5
Årets resultat	-431,9	72,9	103,9	155,2	129,5
Operativt kassaflöde	1 138,5	967,9	831,4	676,2	573,4
Nyckeltal, aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	1,40	3,90	3,81	3,22	2,96
Operativt kassaflöde per aktie	3,68	3,12	2,68	2,17	1,84
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,07	2,92	2,64	2,88	1,79
Resultat per aktie	-1,38	0,25	0,35	0,51	0,46
Resultat per aktie efter full utspädning	-1,38	0,25	0,35	0,51	0,46
EBITDA per aktie	2,17	3,08	3,68	3,25	1,93
Utdelning per aktie	—	—	—	—	2,30
Antal utställda aktier vid periodens slut	311 070 330	317 910 580	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 070 330	309 570 330	310 542 295	311 027 942	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden	309 170 986	310 017 074	310 735 227	311 027 942	312 096 990
Börskurs					
Börskurs (SEK)	112,40	125,40	149,50	169,20	83,65
Börskurs (CAD) ²	N/A	19,73	22,87	24,54	N/A
Nyckeltal (%)					
Räntabilitet på eget kapital	-50	6	9	15	12
Räntabilitet på sysselsatt kapital	-11	16	35	53	24
Nettoskuldssättningsgrad	605	99	28	13	45
Soliditet	9	29	38	40	41
Andel riskbärande kapital	28	53	66	69	67
Räntetäckningsgrad	-13	52	75	59	19
Operativt kassaflöde/räntekostnader	49	149	119	55	27
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 var noterad på Toronto Stock Exchange från mars 2011 till november 2014 när aktien avnoterades frivilligt.

Lundin Petroleum antog under 2014 IFRS 11 Joint Arrangements. Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna har räknats om till följd av antagandet av den nya standarden.

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).

Nettoskuldsättningsgrad:

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.

Finansiell femårsöversikt

Resultaträkning i sammandrag (MUSD)	2014	2013 ¹	2012	2011	2010
Kvarvarande verksamhet					
Intäkter	785,2	1 132,0	1 375,8	1 251,1	805,3
Produktionskostnader	-66,5	-139,6	-203,2	-174,7	-163,8
Avskrivningar	-131,6	-169,3	-191,4	-165,1	-145,3
Prospekteringskostnader	-386,4	-287,8	-168,4	-140,0	-127,5
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	-400,7	-123,4	-237,5	–	–
Bruttoresultat	-200,0	411,9	575,3	771,2	368,7
Vinst vid försäljning av tillgångar	–	–	–	–	66,1
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-52,2	-41,2	-31,8	-67,0	-41,0
Rörelseresultat	-252,2	370,7	543,5	704,2	393,9
Resultat från finansiella investeringar	-420,0	-82,5	-21,2	25,4	-12,5
Resultat från andel i intressebolag	-12,9	-0,2	–	–	–
Resultat före skatt	-685,1	288,0	522,3	729,7	381,3
Skatt	253,2	-215,1	-418,4	-574,4	-251,9
Årets resultat från kvarvarande verksamhet	-431,9	72,9	103,9	155,2	129,5
Avyttrad verksamhet					
Årets resultat från avyttrad verksamhet	–	–	–	–	369,0
Årets resultat	-431,9	72,9	103,9	155,2	498,5
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare	-427,2	77,6	108,2	160,1	511,9
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande	-4,7	-4,7	-4,3	-4,9	-13,4
Årets resultat	-431,9	72,9	103,9	155,2	498,5
Balansräkning i sammandrag (MUSD)	2014	2013	2012	2011	2010
Materiella anläggningstillgångar	4 382,9	3 905,8	2 913,8	2 345,4	2 014,3
Övriga anläggningstillgångar	49,9	93,6	44,1	44,0	129,9
Omsättningstillgångar	659,2	362,0	335,8	298,0	284,9
Summa tillgångar	5 092,0	4 361,4	3 293,7	2 687,4	2 429,1
Eget kapital hänförligt till aktieägare	431,5	1 207,0	1 182,4	1 000,9	920,4
Innehav utan bestämmande inflytande	34,2	59,8	67,7	69,4	77,4
Summa eget kapital	465,7	1 266,8	1 250,1	1 070,3	997,8
Avsättningar	1 295,2	1 345,1	1 204,6	988,0	769,7
Långfristiga skulder	2 683,1	1 264,1	406,8	226,3	476,6
Kortfristiga skulder	648,0	485,4	432,2	402,8	185,0
Summa eget kapital och skulder	5 092,0	4 361,4	3 293,7	2 687,4	2 429,1

¹ Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna för 2013 har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements. Jämförelsetalen för åren 2010–2012 har inte räknats om.

Olje- och gasreserver

Bevisade och sannolika oljereserver	Summa MMbbl	Norge MMbbl	Frankrike MMbbl	Nederländerna MMbbl	Malaysia MMbbl	Ryssland MMbbl
1 januari 2013	183,5	139,9	23,9	0,1	12,7	6,9
Förändringar under året						
- förvärv	–	–	–	–	–	–
- försäljningar	–	–	–	–	–	–
- förändringar	4,8	4,2	-0,3	–	0,9	–
- utvidgningar och fyndigheter	–	–	–	–	–	–
- produktion	-9,4	-7,5	-1,1	–	–	-0,8
31 december 2013¹	178,9	136,6	22,5	0,1	13,6	6,1
2014						
Förändringar under året						
- förvärv	–	–	–	–	–	–
- försäljningar	-5,6	–	–	–	–	-5,6
- förändringar	3,1	3,2	-0,2	-0,1	0,2	–
- utvidgningar och fyndigheter	3,4	3,4	–	–	–	–
- produktion	-7,1	-5,5	-1,1	–	–	-0,5
31 december 2014¹	172,7	137,7	21,2	–	13,8	–

Bevisade och sannolika gasreserver	Summa Bn scf ²	Norge Bn scf	Nederländerna Bn scf	Indonesien Bn scf
1 januari 2013	108,4	70,8	21,7	15,9
Förändringar under året				
- förvärv	–	–	–	–
- försäljningar	–	–	–	–
- förändringar	-1,9	-3,2	2,4	-1,1
- utvidgningar och fyndigheter	–	–	–	–
- produktion	-15,1	-7,3	-4,4	-3,4
31 december 2013	91,4	60,3	19,7	11,4
2014				
Förändringar under året				
- förvärv	–	–	–	–
- försäljningar	–	–	–	–
- förändringar	6,8	7,7	-0,7	-0,2
- utvidgningar och fyndigheter	3,1	3,1	–	–
- produktion	-12,8	-5,6	-4,2	-2,9
31 december 2014	88,5	65,5	14,8	8,3

¹ Oljereserverna inkluderar 4,2 MMbbl 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.

Definitioner och förkortningar

Definition reserver

Reserver	2P reserver	
	Bevisade reserver	Sannolika reserver
Lundin Petroleum beräknar reserver och resurser enligt 2007 års Petroleum Resource Management Systems (PRMS) riktlinjer från Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Congress (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) och Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). Lundin Petroleum's 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 genom utbyggnadsprojekt, från ett visst givet datum och framåt under definierade förutsättningar. Uppskattningar av reserver är förknippade med osäkerhet och för att specificera osäkerhetsgraden delas reserverna in i kategorierna bevisade, sannolika och möjliga. Om inget annat anges, rapporterar Lundin Petroleum sina reserver som bevisade och sannolika, även förkortat 2P.	Bevisade reserver är sådana kvantiteter av petroleum som kan uppskattas, genom analys av geologiska data och ingenjördata, vara med skäligen 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 skäligen tillförlitlighet anses uttrycka en hög grad av tillit att dessa kvantiteter kan utvinnas. Skulle sannolikhetslära tillämpas skulle det vara minst 90 procents sannolikhet att kvantiteterna som utvinns är minst lika med eller större än de uppskattningar som gjorts.	Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av geologiska data samt ingenjördata anses mindre sannolika att kunna utvinnas än bevisade reserver men mer sannolika att kunna utvinnas än möjliga reserver. Det är lika sannolikt att de faktiska återstående utvinningsbara volymerna kommer att överstiga eller understiga summan av de uppskattade bevisade och sannolika reserverna. 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.

Definitioner resurser

Betingade resurser	Prospekteringsresurser
Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar, men där tänkta projekt ännu inte anses tillräckligt utvecklade för att vara kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser.	Prospekteringsresurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från upptäckta ansamlingar genom framtida utbyggnadsprojekt. Det finns både en osäkerhet avseende både upptäckten och utbyggnaden av prospekteringsresurser.

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

HSE indikatorer

HSE indikatorer		2014	2013	2012	2011	2010
Exponeringstimmar	Medarbetare	1 219 744	960 508	909 196	1 036 831	731 793
	Uppdragstagare	4 466 854	2 074 824	1 561 482	2 354 452	2 336 409
Dödsolyckor	Medarbetare	0	0	0	0	0
	Uppdragstagare	0	0	0	0	0
Incidenter som leder till förlorad arbetstid ¹	Medarbetare	0	2	2	3	2
	Uppdragstagare	7	4	5	3	2
Incidenter som leder till begränsad arbetsförmåga ²	Medarbetare	0	0	0	0	0
	Uppdragstagare	1	0	0	3	7
Incidenter som kräver sjukvård ³	Medarbetare	0	0	1	1	0
	Uppdragstagare	4	2	0	4	17
Frekvens incidenter med förlorad arbetstid ⁴	Medarbetare	0,00	0,42	0,44	0,58	0,55
	Uppdragstagare	0,31	0,39	0,64	0,25	0,17
Total frekvens för rapporterbara incidenter ⁴	Medarbetare	0,00	0,42	0,66	0,77	0,55
	Uppdragstagare	0,54	0,58	0,64	0,85	2,23
Oljeutsläpp	Antal	2	0	2	7	1
	Vol. (m ³)	5,2	0	4	33	10
Kemikalieutsläpp	Antal	6	7	1	2	1
	Vol. (m ³)	45,9	59,37	1,75	3,50	7,70
Kolväteläckor	Antal	0	0	0	0	0
	Massa (kg)	0	0	0	0	0
Nära tillbud med hög potential	Antal	7	2	5	3	3
Överträdelse av tillstånd	Antal	0	0	0	0	6

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.

Aktiedata

Aktiedata

Sedan bildandet av Lundin Petroleum i maj 2001 och fram till den 31 december 2014 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
Indragning av aktier/Fondemission	2014	0,01	-6 840 250	311 070 330	3 179 106
Summa			311 070 330	311 070 330	3 179 106

Information till aktieägare

Lundin Petroleum kommer att publicera följande rapporter:

- 6 maj 2015 Rapport för de första tre månaderna (januari – mars 2015)
- 5 augusti 2015 Rapport för de första sex månaderna (januari – juni 2015)
- 4 november 2015 Rapport för de första nio månaderna (januari – september 2015)
- 3 februari 2016 Bokslutsrapport 2015

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. Fullmaktsformulär finns på www.lundin-petroleum.com.

Årsstämma i Lundin Petroleum hålls torsdagen den 7 maj 2015 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 torsdagen den 30 april 2015 och anmäla sitt deltagande till Lundin Petroleum senast torsdagen den 30 april 2015.

Anmälan om deltagande

- per post till adress: Lundin Petroleum AB, c/o Computershare AB, Box 610, SE-182 16 Danderyd, Sverige
- per telefon: +46 8 518 01 554
- via e-mail: info@computershare.se
- via hemsidan www.lundin-petroleum.com

Vid anmälan skall uppges namn, personnummer/organisationsnummer samt registrerat aktieinnehav, adress och telefonnummer dagtid.

Aktieägare som låtit förvaltarregistrera sina aktier måste genom förvaltarens försorg tillfälligt låta inregistrera aktierna i eget namn för att få rätt att delta i årsstämman och utöva sin rösträtt. Sådan registrering måste vara verkställd torsdagen den 30 april 2015.

Denna information har offentliggjorts i enlighet med lagen om värdepappersmarknaden (SFS 2007:528) och/eller lagen om handel med finansiella instrument (SFS 1991:980).

Framåtriktade uttalanden

Vissa uttalanden samt viss informationen i detta meddelande utgör "framåtriktad information" (enligt tillämplig värdepapperslagstiftning). Sådana uttalanden och information (tillsammans, "framåtriktade uttalanden") avser framtida händelser, inklusive bolagets framtida resultat, affärsutsikter och affärsmöjligheter. Framåtriktade uttalanden inkluderar, men är inte begränsade till, uttalanden avseende uppskattningar av reserver och/eller resurser, framtida produktionsnivåer, framtida investeringar och fördelningen av dessa på prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter, framtida borrhningar samt andra prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av kvantiteter som ännu inte kan fastställas samt antaganden av företagsledningen.

Samtliga uttalanden, förutom uttalanden avseende historiska fakta, kan vara framåtriktade uttalanden. Uttalanden om bevisade och sannolika reserver och resurser kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitans på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

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.

Johan Sverdrup

I februari 2015 enades majoriteten av partnerskapet för Johan Sverdrup om följande tilldelning av resurser i det samordnade fältet: Statoil 40,0267 procent, Lundin Petroleum 22,12 procent, Petoro 17,84 procent, Det norske oljeselskap 11,8933 procent och Maersk Oil 8,12 procent. Denna tilldelning är villkorad av godkännande från det norska olje- och energidepartementet. Lundin Petroleums betingade resurserestimat inberäknar denna licensfördelning.

Lundin
Petroleum



Mer information om Lundin Petroleum
finns på www.lundin-petroleum.com



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