

Värde driven transformering

Årsredovisning 2015



Innehåll

Översikt

Vår affärsmodell	2
Tillbakablick 2015	4
Framtiden 2016	5
Vd har ordet	6
Ordföranden har ordet	8
Hållbar tillväxt	10
Oljemarknaden	12
Aktie och aktieägare	14

Verksamheten

Översikt – COO	16
Produktion, reserver och resurser	18
Norge	22
Malaysia	30
Kontinentaleuropa	32

Risk

Riskhantering	34
---------------	----

Transformering under ansvar

Översikt – VP Corporate Responsibility	38
Våra medarbetare	40
Hälsa och säkerhet	42
Miljö	44
Klimatförändringar	46
Intressentdialog	48
Hållbarhetsrapportering	49

Bolagsstyrning

Bolagsstyrningsrapport 2015	50
-----------------------------	----

Finansiella rapporter

Innehåll finansiella rapporter	71
Översikt – CFO	72
Förvaltningsberättelse	73
Koncernens finansiella rapporter	85
Redovisningsprinciper	90
Noter till koncernens finansiella rapporter	96
Moderbolagets årsredovisning	117
Moderbolagets finansiella rapporter	117
Noter till moderbolagets finansiella rapporter	120
Styrelsens försäkran	122
Revisionsberättelse	123

Ytterligare information

Nyckeltal	124
Definitioner av nyckeltal	125
Finansiell femårsöversikt	126
Olje- och gasreserver	127
Definitioner och förkortningar	128
HSE indikatorer	129
Aktiedata	130
Information till aktieägare	131

Översikt 2015



Produktionsstart Edvard Grieg

Lundin Petroleum startade produktion från tre nya fält under 2015. Produktion från Bøyla och Bertam startade under första halvåret och från Edvard Grieg i november. Som en följd av denna transformering väntas produktionen fördubblas under 2016.

- » **Edvard Grieg** sidorna 24, 29
- » **Bøyla** sidan 27
- » **Bertam** sidan 31

Vår vision är att förse samhället med energi som utvinns på ett ansvarsfullt och effektivt sätt

Lundin Petroleums verksamhet världen över bedrivs på ett ansvarsfullt sätt med syfte att skapa såväl socialt och miljömässigt som ekonomiskt värde för alla intressenter.

- » **Riskhantering** sidan 34
- » **Transformering under ansvar** sidan 38
- » **Bolagsstyrning** sidan 50



Johan Sverdrup utbyggnad godkänd

Lundin Petroleum redovisade reserver om 513 MMboe, netto, till följd av godkänd plan för utbyggnad och drift under 2015. Utbyggnaden av Fas 1 har påbörjats och produktion beräknas starta i slutet av 2019.

» Hållbar tillväxt sidan 10
» Johan Sverdrup sidan 25



Alex Schneiter tillträder som ny vd

Det är en stor ära och jag är mycket stolt över att tillträda som ny koncernchef och vd för Lundin Petroleum, ett bolag med unika tillgångar, ett enastående team av medarbetare, en spännande profil för framtida tillväxt och som blivit det ledande oberoende prospekterande och producerande oljebolaget i Europa.

» Vd har ordet sidan 6

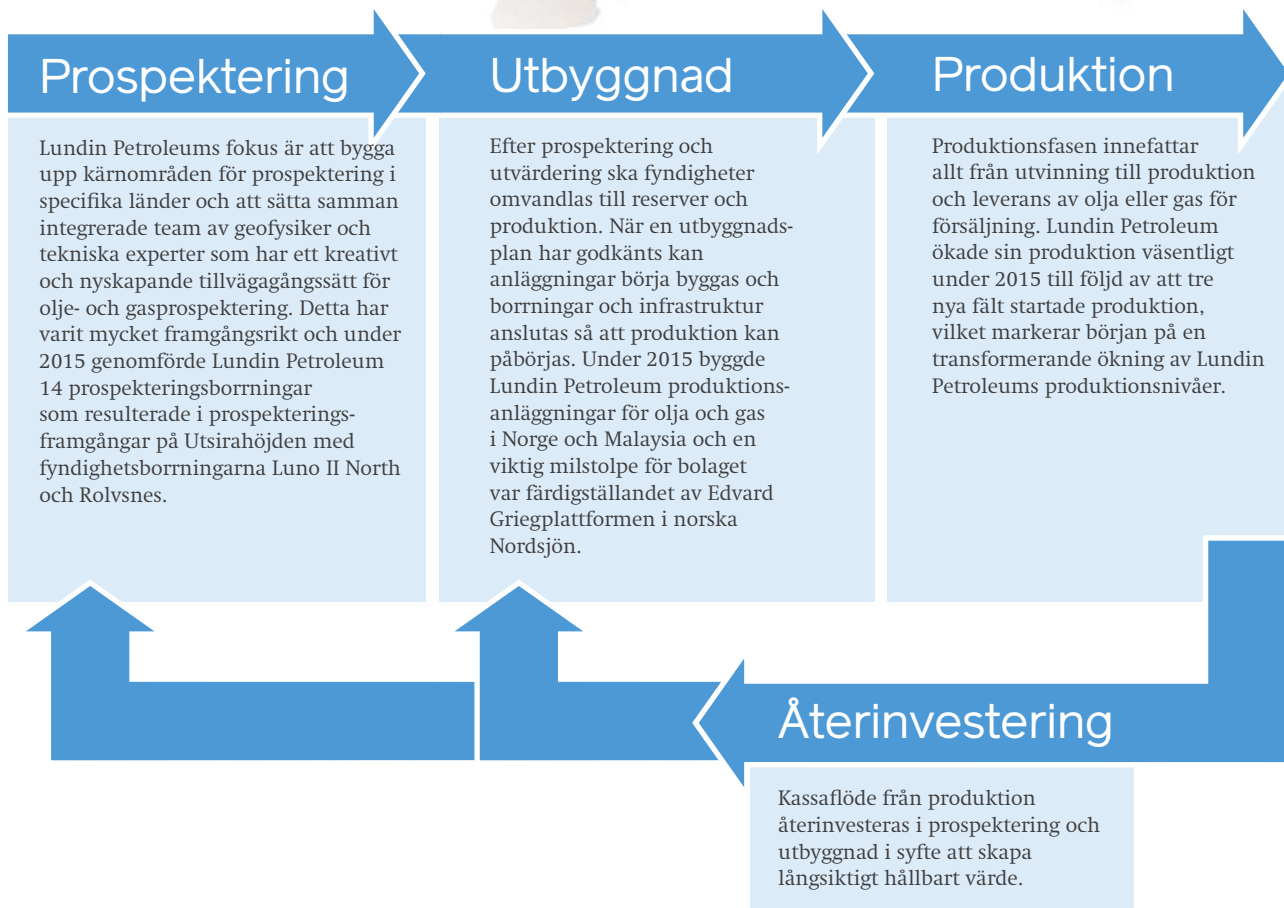
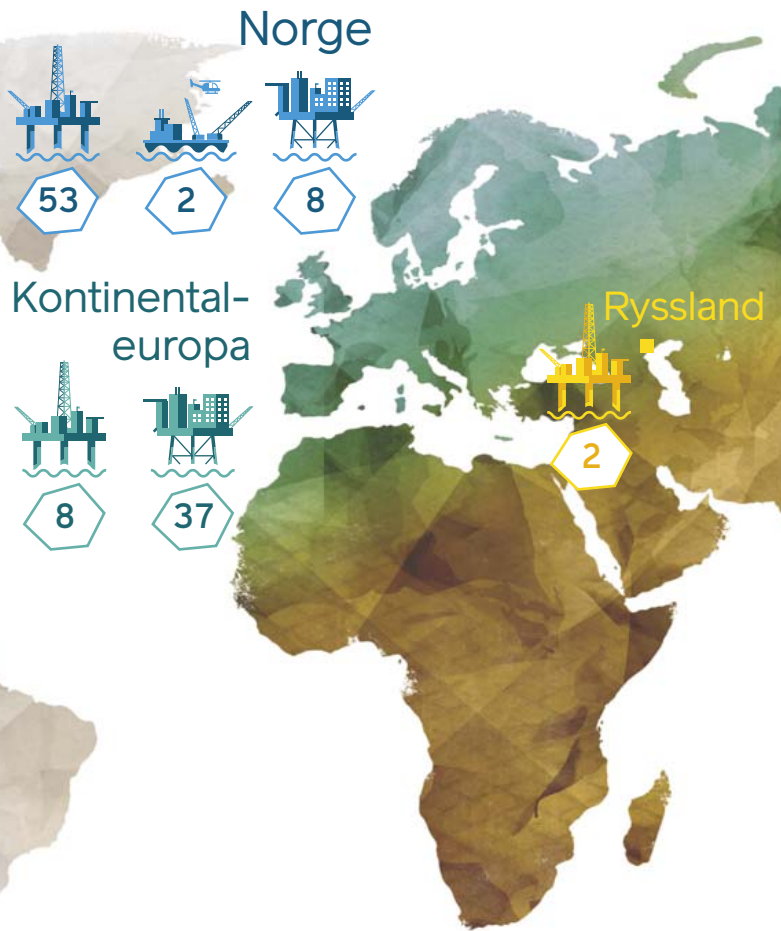
Resultat 2015

- Inga dödsfall, allvarliga olyckor eller negativ påverkan på miljön sidorna 4, 39, 129
- Produktionsstart av fälten Edvard Grieg, Bøyla och Bertam sidorna 24, 27, 29, 31
- Två fyndigheter på Utsirahøyden sidorna 24, 77
- Två framgångsrika utvärderingsborrningar på Altafyndigheten sidan 26, 76
- Betydande reservökning till totalt 685 MMboe sidan 19
- Kreditfacilitet för prospektering om 4,5 miljarder NOK undertecknad sidorna 72, 111

Värde driven transformering

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två kärnområden, Norge och Malaysia, och har tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland.

Lundin Petroleum har som målsättning att skapa långsiktigt hållbart värde genom hela värdekedjan inom prospektering och produktion och har resurser och kompetens att ta prospekteringsframgångar vidare till produktionsfasen. Detta visas mycket tydligt med Edvard Griegprojektet, som slutfördes på ett säkert sätt och inom tidsplan och budget.





Malaysia



Prospekteringslicenser

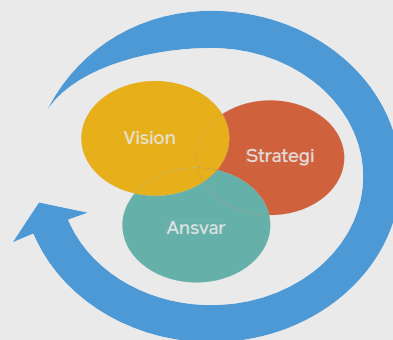


Utbyggnadslicenser



Produktionslicenser

Per den 31 december 2015



Lundin Petroleums affärsmodell är att skapa hållbart värde genom hela värdekedjan

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

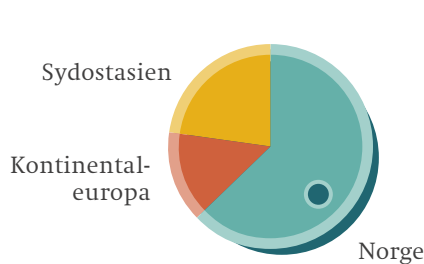
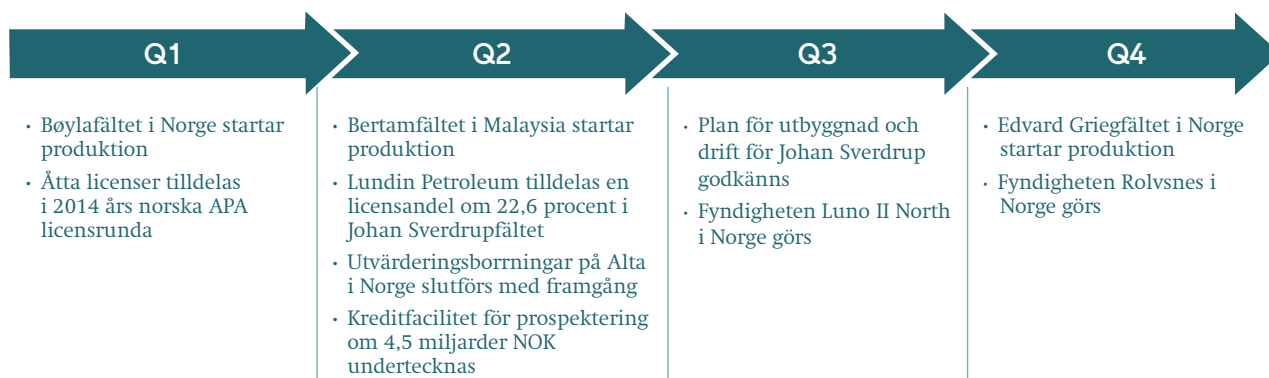
Lundin Petroleums **strategi** är att:

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

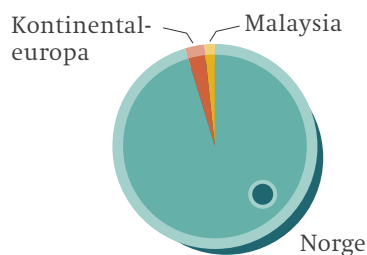
Lundin Petroleum har ett **ansvar** gentemot:

- aktieägare, att realisera och upprätthålla en god avkastning på investeringarna och en fortsatt tillväxt av bolagets tillgångar.
- medarbetare, att förse dem med en säker arbetsmiljö med belönande arbetsvillkor.
- värdländerna, ägare av naturresurserna, att finna och producera olja och gas på ett professionellt, effektivt och ansvarsfullt sätt.
- lokalsamhällen, att bidra till utveckling och ökad levnadsstandard för lokalbefolkningar.
- samhället i stort, att bidra till välfärdsskapande och begränsa påverkan på miljön.

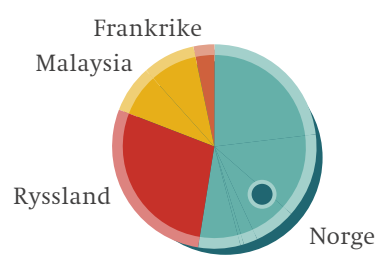
Tillbakablick 2015



32 300
boepd



685
MMboe



386
MMboe

Finansiella resultat	2015	2014
Genomsnittligt pris på Brentolja	52,4 USD/boe	99,0 USD/boe
Utvinningkostnader	10,3 USD/boe	10,9 USD/boe
EBITDA	384,7 MUSD	671,3 MUSD
Operativt kassaflöde	699,6 MUSD	1 138,5 MUSD
Resultat	-866,3 MUSD	-431,9 MUSD

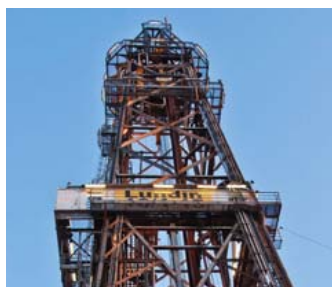
Hållbarhetsresultat	2015	2014
Dödsfall	0	0
Oljeutsläpp	0	2
LTI-frekvens	1,76 ¹	1,23 ¹

¹per miljon arbetade timmar

Framtiden 2016

- Målsättning om inga dödsfall, inga allvarliga olyckor och ingen negativ påverkan på miljön
- Hållbar organisk tillväxtstrategi
- Starkt fokus på kostnadsdisciplin och operativ effektivitet
- Positiv påverkan i alla verksamhetsområden

2016 Investeringsbudget 1,08 miljarder USD



Prospektering och utvärdering 145 MUSD

- En prospekteringsborrning på Utsirahøyden
- Två prospekteringsborrningar i södra Barents hav
- Två prospekteringsborrningar i Malaysia
- Två prospekteringsborrningar i Nederländerna
- Återupptagande av borrningen Alta-3 samt studier för utbyggnadsmöjligheter
- Konzeptval för Fas 2 av Johan Sverdrup
- Studier avseende kommersiell bärighet för Luno II



Utbyggnad 936 MUSD

- Utbyggnad av Fas 1 av Johan Sverdrup pågår
- Utbyggnadsborrning på Edvard Grieg
- Inkoppling av Ivar Aasen
- Utbyggnadsborrning i större Alvheimområdet
- Utbyggnad av Viper/Kobra
- Utbyggnadsborrning på Bertam



Förväntad produktion 60 000–70 000 boepd

- Upptrappning av Edvard Griegs produktion
- Utbyggnad av större Alvheimområdet
- Produktionsstart av Ivar Aasen förväntad till Q4 2016
- Produktionsstart av Viper/Kobra förväntad i slutet av 2016



Transformerande ökning av produktionen

Det gör mig mycket stolt att kunna meddela att Lundin Petroleum uppnådde en viktig milstolpe i och med produktionsstarten av Edvard Grieg i slutet av november 2015. Vi slutförde detta projekt tidigare än vad vi meddelade i vår senaste prognos och än viktigare, det genomfördes på ett säkert sätt och inom budget. De initiala resultaten är mycket uppmanande och över förväntan vad gäller anläggningarnas drifttid och borrningarnas produktivitet. Det här har varit en enastående bedrift från vårt norska projektteam samt våra uppdragstagare och underleverantörer och hade inte varit möjligt utan det utomordentliga stöd vi fått från våra partners och den norska staten. Edvard Grieg markerar början på en transformerande ökning av Lundin Petroleums produktionsnivåer och kassaflödesgenerering. Jag är också glad att kunna meddela att vi uppnådde vår reviderade, förväntade produktion för helåret om 32 000 boepd.

Vår målsättning för 2016 är väldigt tydlig. För det första kommer vi att maximera vår nuvarande operativa effektivitet för att etablera en stabil grund med starkt kassaflöde för Lundin Petroleums nästa tillväxtfas. En effektiv kapitalhantering och operativ effektivitet förblir vår främsta prioritering. Vi ser också nuvarande period med lågt oljepris som en möjligheternas tid för vår verksamhet. För det andra kommer vi att fortsätta att arbeta väldigt hårt för att bibehålla en stark balansräkning och god tillgång på likviditet. Disciplin vad gäller kapital kommer att bli huvudfokus i dessa utmanande tider. Detta kommer också att tillåta oss att behålla en opportunistisk attityd och till fullo utnyttja det aktuella klimatet av deflation. För det tredje kommer vi att fortsätta att spela en proaktiv roll i Johan Sverdrupprojektet och ge allt det stöd som behövs på partnernivå för att maximera den slutgiltiga lönsamheten för denna tillgång i världsklass. Till sist, vår organiska tillväxtstrategi förblir oförändrad och vi kommer att fortsätta att prospektera efter nya resurser. I det rådande klimatet kommer vi emellertid att hålla fast vid ett starkt disciplinerat och fokuserat arbetssätt, vilket har varit mycket framgångsrikt tidigare och lett till betydande fyndigheter och värdeskapande.

Lundin Petroleum befinner sig i en stark position med reserver om nära 700 MMboe och en produktionsbas som kommer att växa betydligt. Våra utvinningskostnader kommer att sjunka under 10 USD per fat och med god tillgång på likviditet för att kunna stå emot det rådande klimatet med låga oljepriser, kommer vi att ta oss ur denna nedgång starkare än någonsin.



Lundin Petroleum befinner sig i en stark position med reserver om nära 700 MMboe och en produktionsbas som kommer att växa betydligt

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Edvard Grieg och produktion

Produktion från Edvard Grieg startade den 28 november 2015 och sedan dess har en utmärkt drifttid uppnåtts. Initial produktivitet per borrning har överträffat förväntningarna och gjort det möjligt att uppnå produktionsnivåer över 90 000 boepd, brutto. Till följd av framgångsrik fältutvärdering har vi dessutom kunnat redovisa ytterligare reserver om 20 MMboe, brutto för Edvard Griegfältet, vilket ökar de totala reserverna för fältet till 207 MMboe, brutto.

Brynhildfältets produktion var i linje med förväntan under det andra halvåret 2015, men utmaningen att uppnå jämna nivåer vad gäller drifttid kvarstår. Data som hittills har samlats in från Brynhilds produktionsborrningar tyder på att den sammanhängande volymen är väsentligen lägre än vad som förutsågs i vår utbyggnadsplan. Den uppdaterade reservminskningen av Brynhild har emellertid kompenseras av positiva uppdateringar av Alvheimområdet och Edvard Griegs reserver.

Vår förväntade produktion för 2016 uppgår till mellan 60 000 och 70 000 boepd, vilket innebär en fördubbling av 2015 års nivåer. Edvard Grieg kommer att bli det fält som bidrar mest till Lundin Petroleum's produktionstillväxt, tills Johan Sverdrupfältet startar produktion i slutet av 2019. Edvard Grieg kommer att nå plattåproduktion som planerat under det andra halvåret 2016.

Johan Sverdrup utbyggnad

Genomförandet av Fas 1 av Johan Sverdrups utbyggnad fortskrider enligt plan. Framförallt fortsätter vi att se fördelen av de nuvarande marknadsvillkoren och den effekt som det låga oljeprisläget har på kostnaderna. Statoil, operatören för Johan Sverdrupfältet, har meddelat ytterligare minskningar av kostnaderna för Fas 1, vilka nu uppskattas till 108,5 miljarder NOK jämfört med den ursprungliga utbyggnadsplanens uppskattning om 123 miljarder NOK, vilket är en minskning med 12 procent. Därutöver har åtgärder för att få bort flaskhalsar godkänts, med målsättning att öka produktionskapaciteten för Fas 1.

Stora framsteg har också gjorts med att definiera konceptet för Fas 2. Detta har resulterat i ytterligare besparingar, med en investering för hela fältet som nu uppskattas till mellan 160 och 190 miljarder NOK (realt 2015) jämfört med den ursprungliga utbyggnadsplanen för hela fältet som uppskattades till mellan 170 och 220 miljarder NOK. Val av koncept för Fas 2 förväntas mot slutet av 2016.

Johan Sverdrup är perfekt positionerat för att dra full fördel av det tuffa klimatet med låga oljepriser. Jämfört med de senaste åren har tidpunkten inte varit bättre för att tilldela kontrakt. Jag förutser att vi får se ytterligare kostnadsbesparingar för Johan Sverdrup, vilket kommer att förbättra ekonomin ytterligare för detta projekt i världsklass.

Prospektering och utvärdering

Vi fortsätter att vara aktiva på prospekteringssidan med särskilt fokus på Utsirahøyden i södra Barents hav i Norge och Sabah i Malaysia. Under året som gick gjorde vi två nya fyndigheter, Luno II North och Rolvsnes, som är belägna på Utsirahøyden. Studier pågår för närvarande för att fastställa om dessa, och andra närliggande fyndigheter, är kommersiellt gångbara som möjliga återkopplingar till Edvard Griegs anläggningar.

Jag är fast förvissad vad gäller vår förmåga att fortsätta att finna nya resurser med kvalitet och potential för att skapa värde inom våra kärnområden för prospektering. Allt som allt har vi visat att vi, med ett fokuserat arbetssätt, innovativt och kreativt tänkande och en långsiktig organisk tillväxtstrategi, kommer fortsätta att generera väsentligt aktieägarvärde. Det kommer vi att göra genom att bibehålla våra låga kostnader för att finna nya resurser i Norge, vilka ligger väl under 1 USD per fat.

Vår strategi för 2016 är oförändrad och vårt främsta fokus kommer att vara södra Barents hav, där vi ska vara aktiva inom såväl prospektering som utvärdering, med särskilt fokus på det existerande Altafyndighetsområdet. Jag hyser stark tilltro till att potentialen i södra Barents hav är stor och att det här är en region där Lundin Petroleum kommer att lägga ner väsentliga resurser under kommande år. Ytterligare prospekteringsborrningar kommer också att genomföras på Utsirahøyden i Norge och Sabah i Malaysia.

Jag är övertygad om att vi kommer att kunna dra fördel av detta utmanande klimat fullt ut, när vi nu går in i en ny fas av betydande tillväxt. Till syvende och sist handlar det om att positionera Lundin Petroleum för en transformering som är hållbar och värde driven. Denna transformering är möjlig med den entusiasm och kultur av hårt arbete som finns i bolaget. Jag är mycket tacksam för ert fortsatta stöd kära aktieägare, styrelse och samtliga medarbetare inom Lundin Petroleum.

Med vänliga hälsningar,



Alex Schneiter
Koncernchef och vd



Då efterfrågan på olja förblir stark och troligen kommer att fortsätta öka till åtminstone 2030, är det högst sannolikt att oljepriset kommer att stiga till rekordnivåer igen

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Väl positionerade för nästa tillväxtfas

En historisk milstolpe nåddes i november 2015 då produktion påbörjades på Edvard Griegfältet. Platåproduktion förväntas uppgå till 100 000 boepd, brutto under andra halvåret 2016. Detta är utan motstycke det största och mest komplexa projekt Lundin Petroleum någonsin genomfört som operatör och det genomfördes inom tidsplan och budget, utan någon negativ påverkan på miljön och med utmärkta säkerhetsresultat.

Jag är mycket stolt över vårt team på Lundin Norway för denna bedrift, som har säkrat Lundin Petroleums framtid när vi går in i nästa tillväxtfas som kommer att kulminera med produktionsstarten av Johan Sverdrupfältet. Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 av denna gigantiska utbyggnad mottog slutligt godkännande i augusti 2015. Produktion för Fas 1 beräknas starta i slutet av 2019 och uppnå en produktionsnivå över 380 000 bopd, brutto. Johan Sverdrup kommer, när hela fältet når en platåproduktion om mellan 550 000 och 650 000 bopd, brutto, att stå för ungefär 40 procent av den norska oljeproduktionen och vara det största producerande fältet i Norge.

Bertamfältet, där Lundin Petroleum är operatör, startade också produktion under året med produktionsstart i april 2015. Detta var vårt första utbyggnadsprojekt i Malaysia och det slutfördes på ett säkert sätt, inom budget och enligt tidsplan inom 18 månader efter godkännandet av utbyggnadsplanen, vilket är en anmärkningsvärd prestation.

Lundin Petroleum fortsätter, trots det svåra marknadsläget, att investera i prospektering med starkt fokus på södra Barents hav, där Lundin Petroleum redan haft betydande framgångar med Alta- och Gohtafyndigheterna. Under 2016 kommer Altafyndigheten ytterligare utvärderas, borrhningen av Neiden kommer att återupptas och borrhningen av Filicudistrukturen, belägen strax söder om Statoils Johan Castbergfyndighet, kommer att genomföras.

Branschens lägsta utvinningskostnad

Lundin Petroleum har etablerat sig som en väl ansedd operatör i verksamhetens alla stadier, från grundläggande prospektering till utbyggnad och produktion med en framtida utvinningskostnad på under 10 USD per fat, vilket är bland de lägsta i branschen. En anledning till de låga utvinningskostnaderna är att bolaget historiskt sett koncentrerat sig på att finna konventionella resurser med stor potential. I Norge uppgår vår genomsnittliga kostnad för att finna nya resurser till endast 0,7 USD per fat, efter skatt, vilket är exceptionellt lågt.

Nästa tillväxtfas

Med fortsatt låga oljepriser prövas dock överlevnadsförmågan hos branschens aktörer, i stort som smått, och ett flertal projekt har redan antingen skjutits upp eller lagts ner. Lyckligtvis innebär dock skattelagstiftningen i Norge, tillsammans med de avsevärda kostnadsminskningar som gjorts över hela linjen, att Johan Sverdrup fortsätter att vara ett lönsamt projekt, ända ner till ett oljepris under 30 USD per fat. Jag anser alltså att oljepriset på kort till medellång sikt kommer att återhämta sig till nivåer som innebär att de flesta konventionella oljeprosjekt kan fortsätta, dock inte till nivåer höga nog att uppmuntra till investeringar i okonventionella resurser som skifferolja, oljesand och fält på mycket djupt vatten.

Då efterfrågan på olja förblir stark och troligen kommer att fortsätta öka till åtminstone 2030, är det högst sannolikt att oljepriset åter kommer att stiga till rekordnivåer när effekten av alla nedlagda projekt blir märkbar inom de kommande två till fem åren. Marknaden kommer att fortsätta att vara i obalans så länge produktionen fortsätter på rekordnivåer och lagringskapacitet saknas för att ta tillvara överskottet. Det är dock tveksamt hur länge dessa produktionsnivåer kan upprätthållas utan att väsentliga investeringar görs och reservoarer skadas.

Rådande låga oljepris är självfallet problematiskt sett ur ett finansieringsperspektiv och vi är lyckligt lottade att ha fortsatt starkt stöd från våra finansiella institutioner, trots den osäkra framtid många företag i vår industri går till mötes. Jag värdesätter också mer än någonsin våra medarbetares hårda arbete och starka engagemang samt hur de ständigt antar de utmaningar vi ställs inför och arbetar för att infria löftet om att vi ska bli det mest framgångsrika oberoende olje- och gasbolaget i världen.



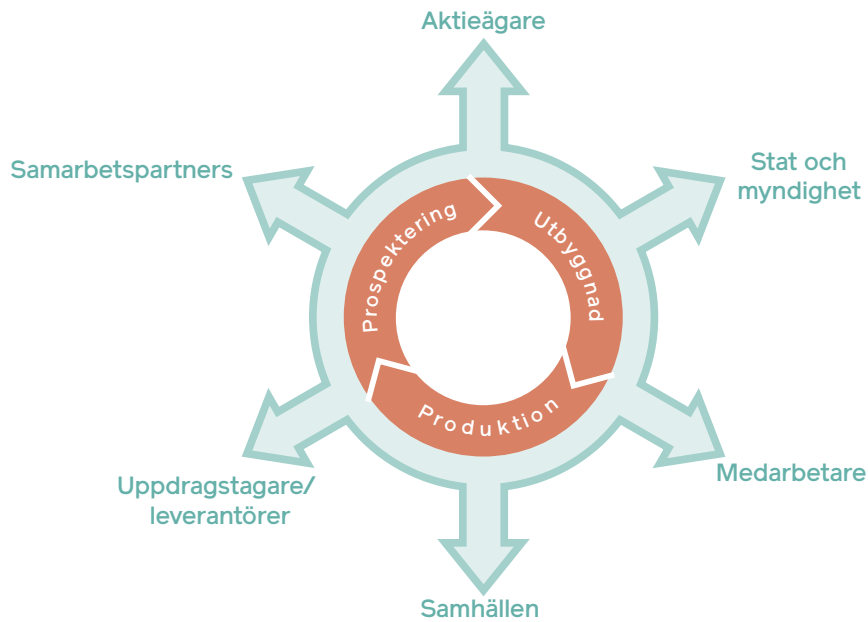
Ian H. Lundin
Styrelseordförande



Mer information om bolagsstyrning
finns på sidorna 50–70

Hållbar tillväxt

Att finna och utveckla resurser skapar långsiktigt hållbart värde för våra aktieägare och samhället i stort



Aktieägare

Lundin Petroleum ägs av aktieägarna och vårt viktigaste mål är att skapa exceptionellt och långsiktigt hållbart värde för dem. Värdeskapandet åstadkoms genom en strategi som särskilt betonar hållbarhet och organisk tillväxt. Vi ser ständigt över vår portfölj av tillgångar för att säkerställa att vi maximerar dess värde, inklusive optimering av kostnadsnivåer i alla faser av våra tillgångars livscykel.

Medarbetare

Våra medarbetare är vår allra viktigaste tillgång och vi ser till att de har en säker och belönande arbetsmiljö så att de kan utveckla de färdigheter, kunskaper och den motivation som krävs för att lyckas väl i arbetet. Investeringen i våra medarbetare manifesteras i Lundin Petroleums goda resultat samt den låga personalomsättningen jämfört med normen i branschen.

Uppdragstagare och leverantörer

Lundin Petroleum anlitar ett stort antal uppdragstagare och leverantörer för sin verksamhet inom prospektering, utbyggnad och produktion, vilket skapar arbetstillfällen i hela olje- och gasindustrin samt i servicesektorn. Se till exempel sidan 11 för en översikt av de uppdragstagare som anlits för det gigantiska Johan Sverdrupfältet.

Samarbetspartners

Goda affärssamarbeten är nyckeln till framgång inom olje- och gasindustrin. Lundin Petroleum har ett nära samarbete med partners genom alla projektfaser för att dela kostnader och risker samt för att säkerställa att prospekteringsaktiviteter och utbyggnadsprojekt genomförs på ett säkert sätt och inom tidsplan.

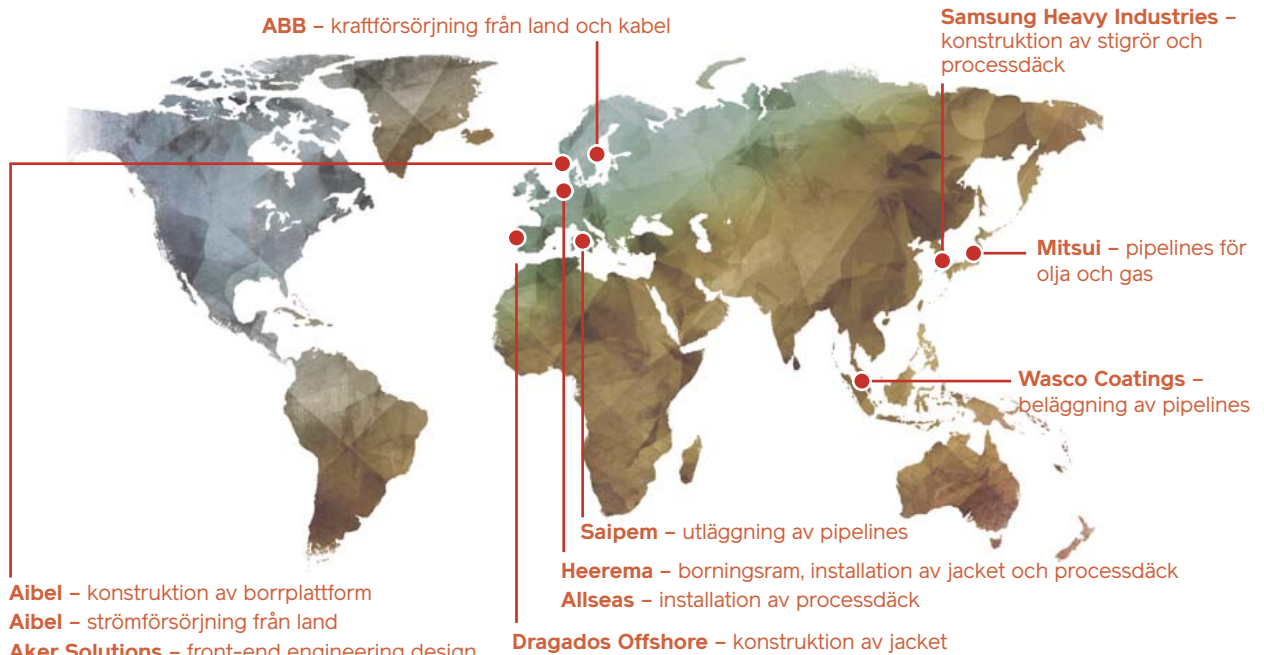
Stat och myndighet

Ett av Lundin Petroleums huvudsakliga ekonomiska bidrag till samhället utgörs av skattebetalningar till de värdländer där verksamhet bedrivs, främst i form av bolags- och produktionsskatter på försäljningsintäkter från olje- och gasproduktion. I Norge till exempel är den samlade skatten, inklusive petroleumskatt, 78 procent. Edvard Griegfältet, som startade produktion i slutet av 2015, förväntas under sin livstid generera över 20 miljarder NOK i skatteintäkter till norska staten.

Samhällen

Lokalsamhällen är viktiga för Lundin Petroleum och vi för en nära dialog med lokala intressenter och bygger långsiktiga relationer baserade på förtroende, både innan verksamhet startar samt under det operativa arbetets gång. Utöver den infrastruktur och de intäkter och arbetstillfällen som vår verksamhet skapar har bolaget finansierat ett betydande antal projekt inom social utveckling, utbildning och miljö samt olika organisationer, i syfte att bidra till lokal utveckling.

Större kontrakt för Johan Sverdrup som blivit tilldelade¹



¹per den 1 mars 2016

Utbyggnaden av Johan Sverdrup är ett projekt med global räckvidd

Johan Sverdrupprojektets blotta storlek och omfång kommer att göra det till ett av de viktigaste industriella projekten i Norge under de kommande 50 åren. Utbyggnaden av och produktionen från detta gigantiska fält kommer att skapa enorma vinster för samhället i stort för generationer framåt.

Under 2016 förväntas fältet sysselsätta fler än 14 000 personer dagligen, som gemensamt kommer att arbeta för att slutföra projektet inom tidsplan, enligt uppsatta kvalitetskrav och, framför allt, med fokus på utmärkta resultat inom hälsa, säkerhet och miljö.

De större kontrakten för konstruktion av plattformarna, leverans av undervattensutrustning samt tjänster för Fas 1 av projektet har fördelats. Majoriteten av kontrakten har tilldelats företag i Norge men många internationella företag har också anlitats, vilket visar att Johan Sverdrup är ett projekt med verkligt global räckvidd.

Minskningar av utsläpp i luft och hav

Strömförsörjningen för Johan Sverdrupfältet kommer att genereras från land, vilket beräknas minska koldioxidutsläppen med 19 miljoner ton över fältets livstid. Detta är en minskning med 80 till 90 procent jämfört med en standardutbyggnad och motsvarar lika mycket koldioxid som hela olje- och gasindustrin på norska kontinentalsockeln släpper ut under ett helt år.

För att reducera utsläppen i havet kommer bästa möjliga vattenreningsteknik att användas på Johan Sverdrupfältet och vatten som använts i produktionen kommer att återinjiceras i reservoaren, vilket förväntas resultera i en 98-procentig minskning av utsläppen i havet.



Utbyggnaden av Fas 1 kan ge uppemot 51 000 arbetsår i Norge, och produktionsfasen uppemot 2 700 arbetsår



Mer information om Johan Sverdrupfältet finns på sidan 25

Oljemarknaden – en översikt

Oljemarknaden – vd har ordet

Vi fortsätter att se en extrem volatilitet i oljepriser som faller till nivåer som vi inte sett på mer än ett decennium och för mig är det tydligt att striden om marknadsandelar närmar sig sitt slut. Vid nuvarande prisnivåer tror jag att ett återställande av balansen mellan utbud och efterfrågan är ofrånkomlig och att det sannolikt kommer att ske under den andra hälften av 2016, när producenter med höga produktionskostnader tvingas minska sin produktion. Vi vet, från egen erfarenhet, att unika och värdefulla tillgångar som Johan Sverdrup inte upptäcks varje dag och att det bara är fält med dessa egenskaper som kan byggas ut vid nuvarande prisnivåer. I alla fält sker en naturlig minskning av kolväten och därför kommer de markanta nedskärningarna i investeringar och senareläggning av projekt som vi nu sett till slut att leda till att oljepriset återhämtar sig.

Vi måste trots det möta en verklighet med låga oljepriser och den bästa strategin vid sådana marknadsvillkor är att bygga upp en tillgångsbas till låg kostnad, vilket är precis vad vi gör.

Alex Schneiter
Koncernchef och vd



Oljemarknaden i sitt sammanhang

Efter tre och ett halvt år av starka oljepriser nåddes till sist kulmen i mitten av juni 2014, med priser på över 115 USD per fat. Ökat oljeutbud från producenter utanför OPEC, i synnerhet uppsvinget för den amerikanska skifferoljeproduktionen, skapade förutsättningarna för en kamp om marknadsandelar med OPEC. I november 2014 beslutade OPEC att som "swing producer" gå från att vara utbudshämmande till att istället, genom att öka sina produktionsnivåer, höja temperaturen på oljemarknaderna. Oljepriset föll dramatiskt för att i slutet av 2014 närma sig 50 USD per fat, en nivå vi inte sett sedan början av 2009.

Oljemarknaden idag

I början av 2015 handlade oljeprisdebatten om huruvida vi skulle få en v-formad återhämtning eller om vi stod inför en längre period med låga oljepriser. När oljepriset i maj 2015 närmade sig 70 USD per fat verkade det onekligen som om debatten höll på att vinnas av de mer optimistiska kommentatorerna som förväntade sig en snabb återhämtning av oljepriserna. Denna återhämtning var dock kortvarig, med priser under 40 USD per fat vid slutet av 2015. Detta var nästan som en déjà vu-upplevelse efter OPEC-mötet i november, då man misslyckades med att enas om produktionsminskningar till en nivå som kunde ha balanserat oljemarknaderna under mer ordnade former. Istället såg vi hur Saudiarabien kraftfullt utmanade producenter med högre produktionskostnader när kampen om marknadsandelar gick in i sitt sista skede. Ytterligare volatilitet skapades av nya marknadsfaktorer såsom tillbakagången i Kinas ekonomi och nervös



förväntan inför återkomsten på marknaden av iransk råolja. Detta, i kombination med en snabbt återhämtad amerikansk produktion, skapade förutsättningar för ytterligare osäkerhet snarare än en ordnad återhämtning av oljepriserna, som i början av 2016 sjönk så lågt som under 30 USD per fat.

Effekter på olje- och gasindustrin

Det skulle i vissa avseenden kunna hävdas att denna chock för branschen kan leda till oväntade positiva konsekvenser. Det står klart att kostnaderna inom industrin i åratal ökat till ohållbara nivåer. Dessutom har många marknadsaktörer utvecklat alltmer komplexa interna standarder för utrustning och tjänster som, istället för att genom ny teknik förbättra produktiviteten till lägre kostnader, snarare skapat ökad och onödigt komplexitet som slutligen lett till högre kostnadsnivåer.

Lyckligtvis har vår industri mött den utmaning som lägre oljepriser utgör och reagerat med fördubblade ansträngningar för att sänka kostnaderna, förbättra effektiviteten och öka produktiviteten genom att förmå både utrustnings- och tjänsteleverantörer att också de anpassa sig efter den nya verkligheten på marknaden och effektivisera sin verksamhet och förbättra produktiviteten. Detta borde underlätta för att skapa värde framöver.

Med blicken mot framtiden står det för oss klarare än någonsin att grunden nu har lagts för en bättre balans mellan utbud och efterfrågan. Vi ser varje vecka antalet aktiva oljeriggar i USA minska till historiskt låga nivåer. Vi fortsätter att se enorma nedskärningar i investeringar allteftersom branschaktörer prioriterar kassaflöden och maximal likviditet, vilket innebär att de bästa och starkaste aktörerna kommer att kunna resa sig ur nedgången och dra nytta av de nya marknadsförhållandena.

Väl rustade att hantera låga oljepriser

Lundin Petroleum är mycket väl positionerat och står stadigt i den motvind branschen befinner sig i. Våra tillgångar befinner sig på botten av branschens kostnadskurva och våra framtida åtaganden är fokuserade på projekt som Edvard Grieg och Johan Sverdrup, vilka kommer att generera starkt kassaflöde även vid mycket låga oljepriser.

Vår prognos för 2016 visar att vi även vid oljepriser på 30 USD per fat kan generera operativt kassaflöde på 25 USD per fat, något som väldigt få företag i branschen kan matcha.

När vi blickar framåt, domineras vår tillväxt av Johan Sverdrup och med sjunkande kostnadsnivåer innebär detta att vi når break-even vid ett pris på mindre än 30 USD per fat. Projekt av världsklass, som Johan Sverdrup, kommer bara en gång per generation. Vi är som bolag mycket lyckligt lottade att kunna tilldela kontrakt för denna unika fyndighet i en tid som aldrig varit mer gynnsam vad gäller kostnadsnivåer och kapacitet att slutföra projektet inom tidsplan och under budget.

Kombinationen av vår tillgångsbas och goda likviditet gör att det inte råder någon tvekan om att vi kommer att komma ur den här konjunkturcykeln starkare än någonsin. Vår organiska tillväxtstrategi förblir nyckeln till att ytterligare kunna dra nytta av bolagets styrkor, eftersom detta är det minst kostsamma sättet att öka vår resursbas och skapa långsiktigt hållbart värde för alla våra intressenter.

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 svåra marknadsläget steg Lundin Petroleumaktien under 2015 med 9 procent, vilket kan jämföras med S&P Global Oil Index som sjönk med 21 procent eller en referensgrupp om 7 europeiska prospekterings- och produktionsbolag som sjönk med 33 procent.

Börsvärde

Lundin Petroleums börsvärde per den 31 december 2015 var 38 137 MSEK.

Handel med Lundin Petroleums aktie

Under 2015 omsattes totalt 432 miljoner aktier vid NASDAQ Stockholm till ett värde om cirka 52,9 miljarder SEK och ett genomsnitt om 1,7 miljoner aktier omsattes dagligen. Aktieomsättningen under 2015 uppgick till 1,5 gånger antalet emitterade aktier och till 2 gånger antalet aktier tillgängliga för handel.

Aktiekapital

Aktiekapitalet uppgick per den 31 december 2015 till 3 179 106 SEK fördelat på 311 070 330 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK (avrundat) 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 7 maj 2015 beslutade att bemyndiga styrelsen att fram till nästa årsstämma köpa eller sälja Lundin Petroleums aktier upp till 5 procent av det totala antalet aktier. 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. Under 2015 köpte eller sålde Lundin Petroleum inga egna aktier och per den 31 december 2015 innehade bolaget 2 000 000 egna aktier.

Årsstämmans bemyndigande

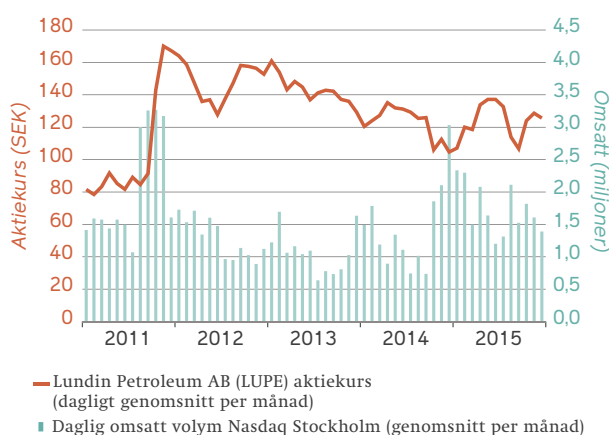
Årsstämman 2015 beslutade att bemyndiga styrelsen att besluta om emission av totalt högst 34 miljoner nya aktier samt att därvid kunna avvika från aktieägarnas företrädesrätt i syfte att möjliggöra för bolaget att anskaffa kapital för finansieringen av verksamheten och för genomförandet av företagsförvärv. Om bemyndigandet utnyttjas i sin helhet motsvarar ökningen av aktiekapitalet en utspäningseffekt om cirka 10 procent efter emission.

Utdelningspolicy

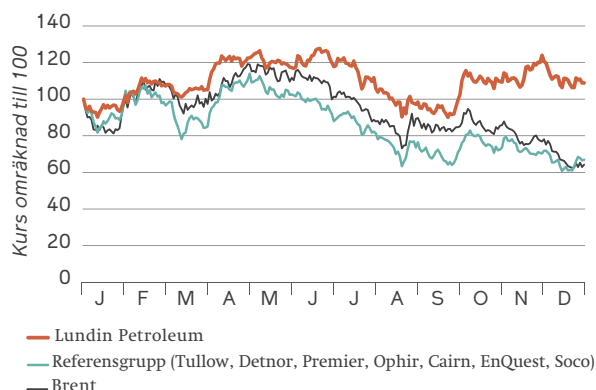
Lundin Petroleums primära målsättning är att öka värdet för aktieägare, anställda och samhället genom att bedriva en lönsam verksamhet med tillväxt. Detta kommer att åstadkommas genom ökade kolvätereserver, utbyggnad av fyndigheter för att öka produktion och slutligen genom kassaflöden och nettointäkter. 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 Lundin Petroleums finansiella ställning och möjligheterna till tillväxt genom lönsamma investeringar. Utdelning kommer att ske när bolagets kassaflöden och nettointäkter medger en långsiktig finansiell styrka och flexibilitet. Till följd av Lundin Petroleums betydande produktionstillväxt under de kommande åren, som drivs av fälten Edvard Grieg och Johan Sverdrup i Norge, förväntas aktieägarnas totala avkastning över tid att till viss del övergå från en ökning i aktiekursen till erhållna utdelningar.

Fem års aktiekurs 2011–2015



Relativ aktiekursutveckling 2015



Källa: Bloomberg



Mer information om aktiens kursutveckling finns på Lundin Petroleums hemsida.

Mer aktieägarinformation finns på sidan 130

Ägarstruktur

Lundin Petroleum hade 37 254 aktieägare per den 31 december 2015. Svenska privata aktieägares innehav uppgick till 11 procent. De 10 största aktieägarna exkluderar förvaltarregistrerade aktieinnehav.

De 10 största aktieägarna per den 31 december 2015	Antal aktier	%
Lorito Holdings (Guernsey) Ltd. ¹	76 342 895	24,5
Swedbank Robur fonder	19 620 448	6,3
Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. ¹	10 844 643	3,5
Landor Participations Inc. ²	10 638 956	3,4
SKAGEN fonder	5 320 855	1,7
Handelsbanken fonder	4 116 426	1,3
Nordea fonder	2 676 590	0,9
Fjärde AP-fonden	2 253 729	0,7
SPP Fonder	1 985 071	0,6
SEB	1 817 400	0,6
Övriga aktieägare	175 453 317	56,5
Summa	311 070 330	100,0

¹ Ett investmentbolag som är helägt av en Lundinfamiljetrust.

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

Ovanstående lista inkluderar endast institutionella aktieägare som äger aktier direkt och finns upptagna i aktieboken hos Euroclear Sweden.

Den 14 januari 2016 meddelade Statoil ASA köp av 37 101 561 aktier i Lundin Petroleum, vilket motsvarar 11,93 procent.

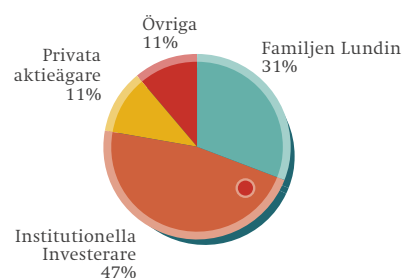
Storleksklasser	Antal aktieägare	Andel av antal aktier, %
1 – 500	26 907	1,33
501 – 1 000	4 515	1,22
1 001 – 10 000	4 908	4,75
10 001 – 50 000	606	4,29
50 001 – 100 000	93	2,13
100 001 – 500 000	151	11,31
500 001 –	74	74,96
Summa	37 254	100,00

Aktiedata

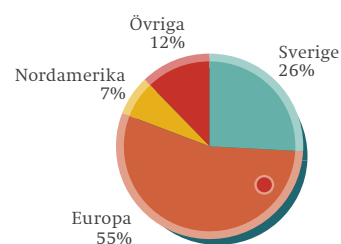
	31 dec 2015	31 dec 2014
Antal utställda aktier	311 070 330	311 070 330
Antal aktier återköpta av Lundin Petroleum	2 000 000	2 000 000
Antal aktier i cirkulation	309 070 330	309 070 330

Källa: Euroclear Sweden, december 2015

Aktieägarstruktur – Sektor



Aktieägarstruktur – Geografisk



Källa: IPREO, november 2015

Globala och lokala index

Lundin Petroleumaktien ingår i flera globala och lokala index. Nedan visas en sammanställning över några av de större indexen¹ som Lundin Petroleum ingår i.

- OMX Stockholm 30
- STOXX Europe 600
- Bloomberg European 500
- S&P Global Oil
- S&P Global Broad Market Index

¹ Efter totalt marknadsvärde per den 16 februari 2016



2015 var ett transformerande år för Lundin Petroleum med tre nya fält som startade produktion

Nick Walker
Chief Operating Officer

Organisk tillväxtstrategi ger resultat

Vår strategi om att skapa värde genom organisk tillväxt ger resultat och vi är fortfarande övertygade om att detta är det bästa sättet att skapa långsiktigt hållbart aktieägarvärde. Denna strategi har varit framgångsrik för oss och på löpande band skapat nya projekt som sätts i produktion.

Under 2015 övergick bolagets verksamhet i en ny fas med produktionsstart av tre nya fält: Bøyla, Bertam och vårt flaggskepp Edvard Grieg, där vi också är operatör. Alla tre projekten slutfördes på ett säkert sätt, enligt tidsplan, inom budget och med starka operativa resultat.

De första resultaten från Edvard Grieg överträffar förväntningarna, vilket bådär gott för goda resultat under 2016. Redan i början av året var vår produktion mer än dubbelt så hög som nivåerna för 2015 och vi kommer under året att se ytterligare ökning av Edvard Griegs kapacitet när fältet når platåproduktion under andra halvåret 2016.

Under 2015 gav vi klartecken för start av Fas 1 av den gigantiska Johan Sverdruputbyggnaden, det största Fas 1 projektet någonsin i Norge och vi arbetar nu vidare med konceptval för Fas 2. När Fas 1 startar produktion i slutet av 2019 kommer vår produktion att överstiga 100 000 boepd, för att därefter öka ytterligare till 150 000 boepd när vi når platåproduktion för hela fältet.

Vi har naturligtvis anpassat vår verksamhet till dagens situation och fokuserar på strategiska aktiviteter och att minska vår kostnadsbas. Vår verksamhet är av hög kvalitet och vi kommer under 2016 att ha en utvinningskostnad på mindre än 10 USD per fat, vilken kommer att minska till hälften när produktionen på Johan Sverdrup startar. Jag anser att vi ligger väl till för att komma ur denna konjunkturcykel starkare än någonsin.

Vi har behållit ett starkt prospekteringsprogram med fokus på Utsirahøyden och södra Barents hav i Norge samt Sabah i Malaysia. Våra framgångar fortsätter med utvärderingen av de betydande Alta- och Gohtafyndigheterna i södra Barents hav och vi kommer även under 2016 att vara det mest aktiva bolaget i området. Södra Barents hav är på framväxt som ett betydande nytt produktionsområde, och jag är förvissad om att Alta- och Gohtaprojekten med tiden kommer att gå vidare mot utbyggnad. Vårt mål med Utsirahöjdsprogrammet är att fortsätta hålla våra nya anläggningar på Edvard Grieg i full gång även efter fältets platåproduktion. De nyligen gjorda fyndigheterna Luno II North och Rolvsnes är en bra början.

Resultat kan inte åstadkommas utan människor och de exceptionella prestationer vi uppnått i verksamheten speglar det team i världsklass vi har på Lundin Petroleum, ett team som det var ett stort privilegium att få ansluta mig till under 2015.



EDVARD GRIEG
16/1-LUNDIN

Produktion

Utfall 2015

32 300 boepd

Prognos 2016

60 000–70 000 boepd

Upptrappning av Edvard Griegs produktion under 2016

2015 års produktion nådde den reviderade prognosen

Under 2015 producerade Lundin Petroleum 11,8 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) med ett genomsnitt om 32 300 fat oljeekvivalenter per dag (boepd), vilket är i nivå med den reviderade produktionsprognosen som meddelades i augusti 2015. Den ursprungliga prognosen för 2015 om mellan 41 000 och 51 000 boepd reviderades ner i mitten av året, huvudsakligen till följd av den reviderade prognosen för Brynhild och den försenade installationen av processdäcken på Edvard Grieg. Produktionsprognosen om 75 000 boepd vid årets slut nåddes i januari 2016 och markerar en transformerande ökning av produktionen.

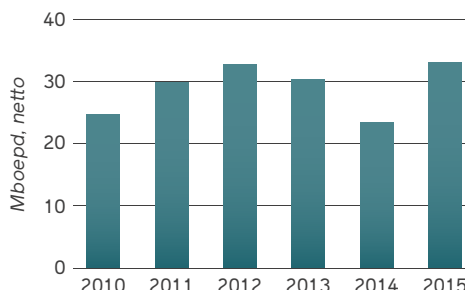
Produktionen för 2016 förväntas fördubblas

Lundin Petroleums produktion för 2016 förväntas till mellan 60 000 och 70 000 boepd, vilket är dubbelt så högt som produktionsnivån för 2015. Denna transformerande ökning är ett direkt resultat av att fyra nya utbyggnadsprojekt startat produktion, i synnerhet Edvard Griegfältet där Lundin Petroleum är operatör. I linje med planen för reservoarens hantering kommer dock Edvard Griegs produktionsnivåer att hållas lägre än fältets fulla potential under den tid det tar att bygga upp kapacitet för vatteninjiceringsboringar under 2016. Under första halvåret 2016 kommer vatteninjiceringsboringar att genomföras direkt efter varandra, vilket möjliggör en upptrappning av produktionen till platånivå under andra halvåret.

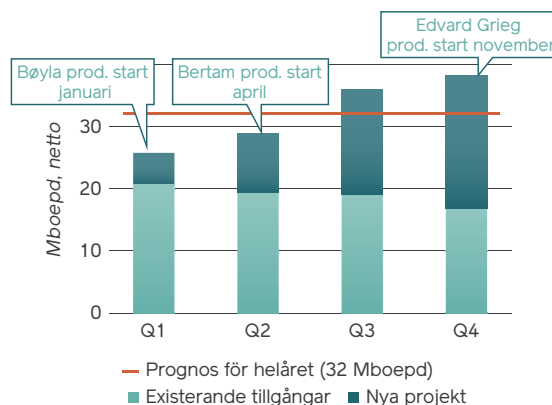
Med blicken framåt

Det gigantiska oljefältet Johan Sverdrup planeras starta produktion i slutet av 2019 och förväntas öka Lundin Petroleums produktionsnivåer till över 100 000 boepd när Fas 1 når platåproduktion under 2020, för att sedan öka ytterligare till cirka 150 000 boepd när platåproduktion för hela fältet nås. Detta exkluderar potentiella tillskott från resten av bolagets betydande betingade resursbas eller tillskott från de prospekteringsboringar Lundin Petroleum planerar att genomföra.

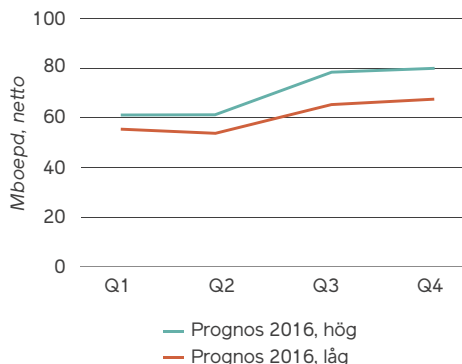
Produktion – Historik



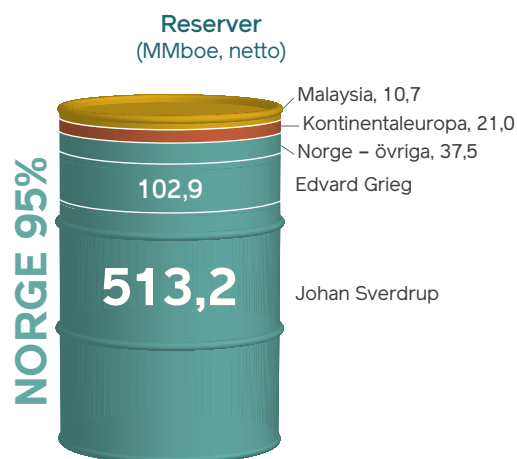
Produktion 2015



Produktion – Prognos 2016



Reserver vid slutet av 2015 685,3 MMboe



Med Johan Sverdrupfältet har Lundin Petroleums reserver mer än trefaldigats det senaste året

Reserver – sammanfattning	MMboe
Reserver vid slutet av 2014	187,5
Produktion under 2015	-11,8
- Avyttringar / + Förvärv	-0,8
+ Revideringar	+510,4
Reserver vid slutet av 2015	685,3
Ökning av reserver	292%
Reserversättningsgrad	4 329%

Ökning av reserver under 2015

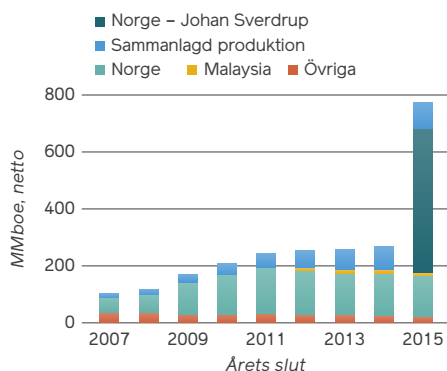
I slutet av 2015 uppgick Lundin Petroleums certifierade reserver till 685,3 MMboe. Under 2015 ökades reserverna med mer än 500 MMboe nya reserver, vilket innebar en ökning med nästan 300 procent jämfört med 2014, exklusive 2015 års produktion om 11,8 MMboe. Från 2003 till 2015 har Lundin Petroleum mer än niodubblat sin reservbas.

Den markanta ökningen beror på att Johan Sverdrupfältet för första gången inkluderats i reservbasen och även på de positiva uppdateringarna av reserverna i fälten Edvard Grieg och Volund, vilket jämnats ut av negativa uppdateringar av reserverna i Brynhildfältet och avyttringen av bolagets reserver i Indonesien. Ökningen av reserver, inberäknat den totala produktionen om 11,8 MMboe, resulterade i en reserversättningsgrad på 4 000 procent vid slutet av 2015. Återstående reserver i förhållande till produktion var 29 år vid slutet av 2015, vilket är klart över branschnormen.

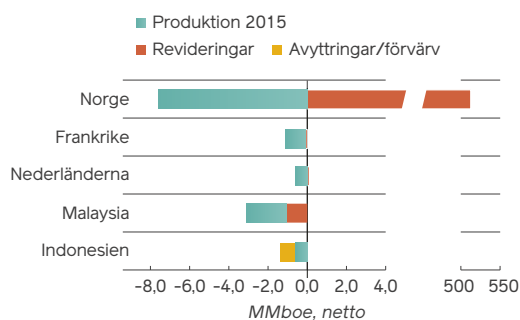
Till övervägande del oljereserver

96 procent av reserverna om 685,3 MMboe är relaterade till olja och flytande naturgas (Natural Gas Liquids, NGL). Lundin Petroleum redovisar alla sina reserver i fat oljeekvivalenter per bolagets licensandel. Samtliga reserver är föremål för oberoende revision av ERC Equipoise Ltd. (ERCE).

Reserver – Historik



Reserver – Förändringar (slutet av 2015)



Reserver

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

Information om olje- och gasreserver och definitioner finns på sidorna 127–128

Betingade resurser vid slutet av 2015

386 MMboe

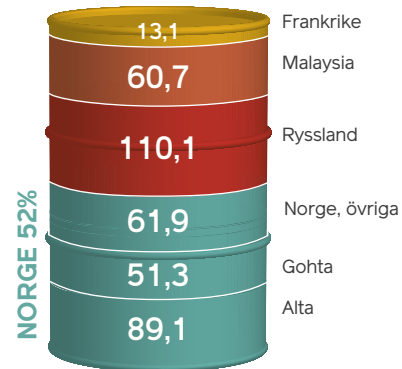
Lundin Petroleum har ett antal upptäckta olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser. Betingade resurser är kända olje- och gasresurser som ännu inte klassificerats som reserver på grund av ett eller flera ouppfyllda villkor. Ett kontinuerligt arbete pågår för att uppfylla dessa villkor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

Ökning av betingade resurser

Den betingade resursbasen ökades genom fyndigheterna under 2015 års prospekteringsprogram, Luno II North och Rolvsnes, båda belägna på Utsirahöjden i norska Nordsjön.

Under 2015 gjordes också en genomgång av portföljen med betingade resurser, inklusive avyttring av de betingade resurserna i Indonesien och SE Torfältet i Norge, samt utfarmningen av de betingade gasresurserna i SB303 i Malaysia. Detta innebar en minskning av de betingade resurserna med fyra procent jämfört med 2014.

Betingade resurser
(MMboe, netto)



Betingade resurser

Om inte annat anges är alla betingade resurser i denna årsredovisning obekräftade enligt bästa estimat.

För definitionen av resurser, se sidan 128



Prospekteringsresurser

Lundin Petroleum's 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 avgörande att ha såväl prospekteringsarealer i världsklass som högt kvalificerade medarbetare. Lundin Petroleum har koncentrerat sig på två huvudsakliga prospekteringsområden, Norge och Malaysia.

Lundin Petroleum redovisar endast uppskattade prospekteringsresurser för de potentiella strukturer som ska 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

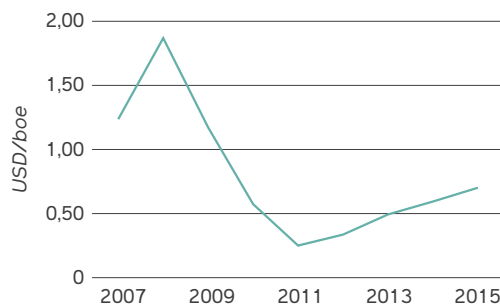
I Norge har Lundin Petroleum vuxit till att bli en av de största arealinnehavarna, som operatör, och har under de senaste tio åren varit den mest framgångsrika prospekteraren. Vid slutet av 2015 har Lundin Petroleum genomfört totalt 81 prospekterings- och utvärderingsborrningar till en sammanlagd kostnad för att finna nya resurser om 0,7 USD per fat. Under 2015 vann Lundin Norway pris som årets prospekteringsbolag med en jurymotivering som betonade Lundin Norways vilja att ta beräknade risker och testa nya geologiska modeller.

2016 års prospekteringsprogram inkluderar två prospekteringsborrningar i Norge, en på Utsirahöjden och en i södra Barents hav samt ett återupptagande av en borrning i södra Barents hav.

Prospekteringsprogram i Malaysia

Sedan Malaysia etablerades som ett kärnområde 2008 har Lundin Petroleum vuxit till att bli den näst största arealinnehavaren efter Petronas, med en total licensareal om cirka 28 000 km², brutto. Prospekteringsprogrammet för 2016 omfattar två prospekteringsborrningar i Sabah, offshore östra Malaysia.

Norge – sammanlagd prospekterings- och utvärderingskostnad ¹



¹ Kostnader inkluderar sammanlagda kostnader för prospektering och utvärdering från starten fram till den 31 december 2015. Upptäckta resurser inberäknar de 2P reserver för Edvard Grieg, Volund, Bøyla, Brynhild och Johan Sverdrup som återstår vid årets slut 2015. Den samlade produktionen för Gaupe, Volund, Brynhild, Bøyla och Edvard Grieg fram till den 31 december 2015 är också inkluderad i reserverna. 2P reserverna för Brynhild har justerats efter ägarandelen om 50 procent vid tidpunkten för upptäckten. De betingade resurserna för Gohta, Alta, Luno II, Luno II North och Rolvsnes har uppskattats av Lundin Petroleum.



Norge

Produktionsstarten av Edvard Griegfeltet är en viktig milstolpe för Lundin Petroleum och markerar början på en transformerande ökning av bolagets produktionsnivåer och kassaflödesgenerering



Genom sin organiska tillväxtstrategi har Lundin Petroleum framgångsrikt lyckats etablera bolaget som en av de mest betydande aktörerna i Norge. Lundin Petroleums mycket aktiva prospekterings- och utvärderingsprogram i Norge under det senaste decenniet, som innefattar 81 prospekterings- och utvärderingsborrningar, har lett till utvinningsbara resurser på över 830 MMboe, netto.

Med över 60 licenser har Lundin Petroleum lagt en stadig grund som gör det möjligt att fortsätta bolagets organiska tillväxtstrategi i syfte att öka resurser, reserver och produktion. Lundin Petroleums prospekteringsaktiviteter är fokuserade till två nyckelområden, Utsirahøyden i Nordsjön samt Loppahøyden i södra Barents hav. Bolagets utvärderings-, utbyggnads- och produktionsaktiviteter är fokuserade till tre nyckelområden, större Alvheimområdet, Utsirahøyden med utbyggnaderna av Edvard Grieg och Johan Sverdrup samt Loppahøyden i södra Barents hav med fyndigheterna Alta och Gohta.

Nyckeltal Norge	2015	2014
Reserver (MMboe)	654	149
Betingade resurser (MMboe)	202	207
Genomsnittlig produktion per dag (Mboepd), netto	21	18
Omsättning, netto (MUSD)	376	619
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	52	94
Utvinningskostnader (USD/boe)	10	7
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	77	154

Utsirahøyden – Nordsjön

Edvard Griegfältet - PL338 (I.a. 50%)

- Edvard Griegfyndighet 2007
- Tellusfyndighet 2011
- Edvard Grieg reserver om 103 MMboe, netto.
- Produktionsstart i november 2015
- Utbyggnadsborrning pågår
- Framgångsrik utvärdering av Edvard Grieg SE under 2014 och 2015
- Ivar Aasenheten (I.a. 1,385%) utbyggnad pågår
 - förväntad produktionsstart Q4 2016

Johan Sverdrupfältet (I.a. 22,6%)

- Fyndighet 2010 i PL501 och 2011 i PL265
- 22 borrningar och 7 sidospårsborrningar
- Samordningsavtal slutfört (I.a. 22,6%)
- Plan för utbyggnad och drift godkänd i augusti 2015
- Reserver om 513 MMboe, netto
- Större kontrakt för Fas 1 tilldelade under 2014 och 2015
- Val av koncept för Fas 2 under 2016
- Produktionsstart för Fas 1 i slutet av 2019

Prospektering på Utsirahøyden

- Luno II-fyndighet 2013 i PL359 betingade resurser om 27 – 71 MMboe, brutto
- Luno II North-fyndighet 2015 i PL359 betingade resurser om 12 – 26 MMboe, brutto
- Rolvsnesfyndighet 2015 i PL338C betingade resurser om 3 – 16 MMboe, brutto
- 1 prospekteringsborrning under 2016
 - Fosenstrukturen i PL544 (I.a. 40%), torr

Större Alvheimområdet – Nordsjön

Alvheimfältet (I.a. 15%)

- Reserver om 17,9 MMboe, netto
- Slutlig utvinning 323 MMboe, brutto
- Produktion 2015 om 7 800 boepd, netto
- 15 producerande borrningar, 9 multilaterala
- 3 nya kompletterande borrningar under 2016
- Pågående utbyggnad av Viper/Kobra (förväntad produktionsstart i slutet av 2016)
- 15-procentig ägarandel i Alvheim FPSO:n

Volundfältet (I.a. 35%)

- Reserver om 9,6 MMboe, netto
- Slutlig utvinning 84 MMboe, brutto
- Produktion 2015 om 4 900 boepd, netto

Bøylafältet (I.a. 15%)

- Bøylafyndighet 2009
- Caterpillarfyndighet 2011
- Reserver om 2,4 MMboe, netto
- Produktion 2015 om 2 100 boepd, netto

Loppahøyden – södra Barents hav

Gohta- och Altafyndigheterna PL492 och PL609 (I.a. 40%)

- Gohtafyndighet 2013
- Utvärderingsborrning på Gohta – betingade resurser om 91 – 184 MMboe, brutto
- Altafyndighet 2014
- 2 utvärderingsborrningar på Alta under 2015
- Betingade resurser för Alta om 125 – 400 MMboe, brutto

Prospektering på Loppahøyden

- 2 prospekteringsborrningar under 2016
 - Neidenstrukturen i PL609 (I.a. 40%) återupptagande av borrning
 - Fillicudstrukturen i PL533 (I.a. 35%)

Övriga områden

Brynhildfältet - PL148 (I.a. 90%)

- Reserver om 5,1 MMboe, netto
- Produktion 2015 om 4 200 boepd, netto

Majoriteten av Lundin Petroleums reserver och produktion är för närvarande lokaliserade till det produktiva Utsirahöjdsområdet

Utsirahøyden

Utsirahøyden är det område i Norge där Lundin Petroleum lagt sitt huvudsakliga fokus. Bolaget har under de senaste åren byggt upp branschledande kunskap och expertis rörande de geologiska förutsättningarna på Utsirahøyden, vilket hittills har resulterat i fyndigheter om mer än 2,5 miljarder fat utvinningsbara bruttoresurser.

Det var Lundin Petroleums innovativa tankesätt och väl avvägda risktagande som var nyckeln till att förstå de geologiska förutsättningarna i Utsirahøyden 2007 då Edvard Grieg fyndigheten gjordes, och då påföljande borrningar runt Utsirahøyden ledde till fyndigheterna Johan Sverdrup, Ivar Aasen, Luno II, och under 2015 till fyndigheterna Luno II North och Rolvsnes. Bolagets prospekteringsstrategi för området har två skilda fokus, dels stora strukturer med potential att kunna byggas ut som fristående projekt, dels närliggande strukturer med möjlighet till återkoppling till befintliga anläggningar.

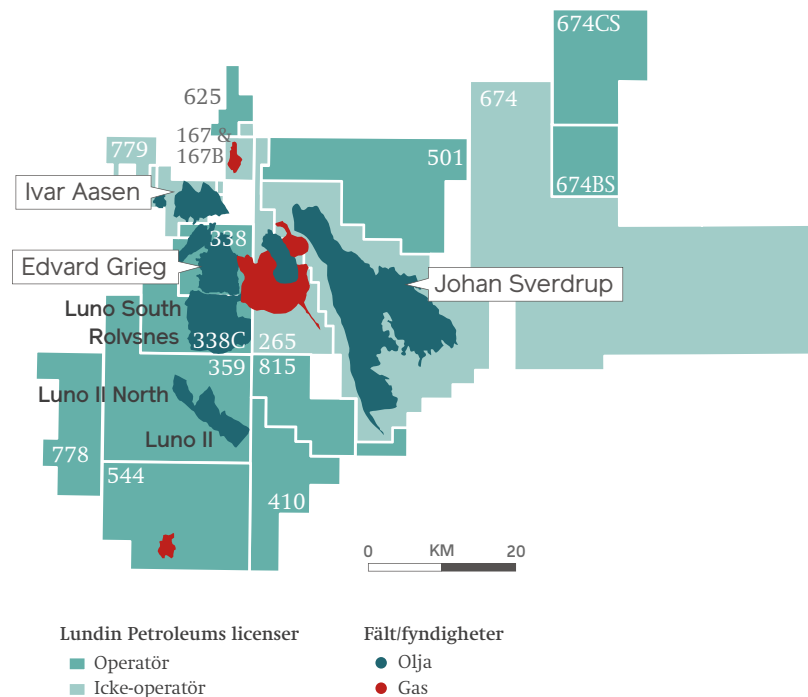
Edvard Grieg

Produktion från Edvard Griegfältet startade i november 2015. Fältet upptäcktes 2007 som ett resultat av Lundin Petroleums första prospekteringsbörning som operatör i Norge och är bolagets första fristående utbyggnadsprojekt, som operatör, på den norska kontinentalsockeln. Att fältet nu har startat produktion är en viktig milstolpe för bolaget och de första resultaten från fältet har varit utmärkta och både anläggningens driftstid och reservoarprestandan har varit över förväntan.

Edvard Grieg, som ingår i PL338, är beläget cirka 180 km väster om Stavanger, och uppskattas innehålla reserver om 207 MMboe, brutto. Under 2014 och 2015 genomfördes två utvärderingsbörningar i den sydöstra delen av fältet vilka ledde till en ökning av reserverna med 20 MMboe, brutto. Ytterligare en utvärderingsbörning genomfördes med framgång under 2015 på Rolvsnesstrukturen, belägen strax söder om Edvard Grieg, där betingade resurser påträffades om mellan 3 till 16 MMboe, brutto. Rolvsnesfyndigheten har potential att öka till 46 MMboe, under förutsättning att en framtida horisontell börning påträffar frakturer i denna vittrade berggrundsreservoar.

Utbyggnaden av Edvard Grieg består av totalt tio produktionsbörningar och fyra vatteninjiceringsbörningar med en platåproduktion om 100 000 boepd, brutto som förväntas nås under andra halvåret 2016. Utbyggnadsbörningarna förväntas fortsätta in i 2018.

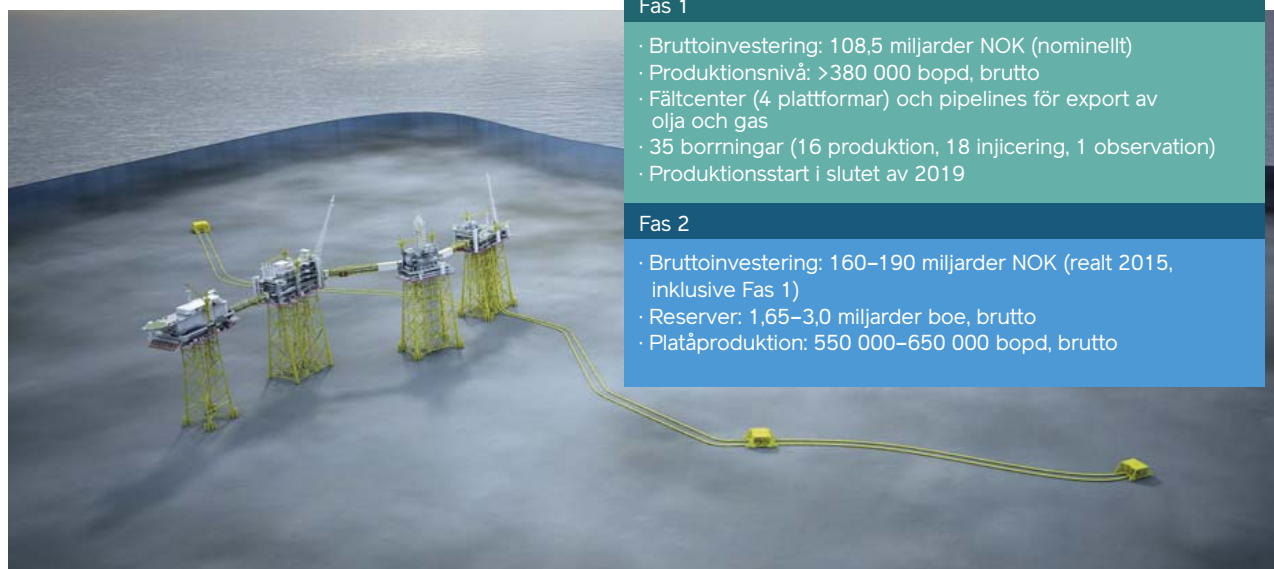
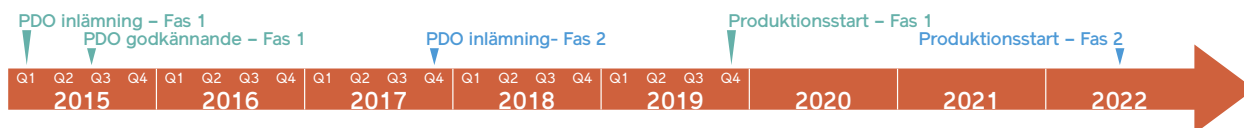
Karta över Utsirahöjdsområdet



Ivar Aasen

Ivar Aasenfältet är beläget omedelbart norr om Edvard Griegfältet. Lundin Petroleum tilldelades 2014 en ägarandel i Ivar Aasen om 1,385 procent, netto, eftersom Ivar Aasens reservoar sträcker sig in i Edvard Grieglicensen. Ivar Aasenfältet uppskattas innehålla reserver om 183 MMboe, brutto.

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacken med processdäck. Olja och gas kommer att transporteras till Edvard Griegplattformen och produktionsstart för Ivar Aasenfältet beräknas ske under fjärde kvartalet 2016.



Planen för utbyggnad och drift för Johan Sverdrup godkändes av det norska olje- och energidepartementet i augusti 2015

Johan Sverdrupfältet är beläget på Utsirahöjden i centrala delen av norska Nordsjön, cirka 20 km öster om Lundin Petroleum's Edvard Griegfält och omkring 150 km väster om norska kusten. Lundin Petroleum gjorde Johan Sverdrupfyndigheten 2010, och efter ett omfattande utvärderingsprogram med totalt 22 utvärderingsborrningar och sju sidospårsborrningar, har fältet avgränsats med framgång och har en utmärkt reservoarkvalitet i relativt homogen sandsten som sträcker sig över ett område på cirka 200 km². Planen för utbyggnad och drift (PDO) godkändes i mitten av 2015 tillsammans med överenskommelsen avseende samordningsavtalet (unitisation agreement), enligt vilket bolagets licensandel som icke-operatör är 22,6 procent. Johan Sverdrupfältet uppskattas innehålla reserver om mellan 1,65 och 3,0 miljarder boe, brutto.

Fas 1 av utbyggnaden påbörjades under 2015. Projektet fortskrider enligt tidsplan och huvuddelen av upphandlings- och projekteringskontrakten har blivit tilldelade. Tilldelningen av kontrakt har skett lägligt i en period av minskande kostnader inom servicesektorn för olja och gas, vilket har lett till att bruttoinvesteringen för Fas 1 minskats med 14,5 miljarder NOK till 108,5 miljarder NOK (nominellt). Detta representerar en minskning om 12 procent och möjligheter finns för ytterligare kostnadsbesparingar.

Fas 1 av utbyggnaden innefattar installation av fyra fasta plattformar vid fältcentret, med särskilda pipelines till olje- och gasterminalerna Mongstad och Kårstø på den norska västkusten. Produktionskapaciteten under Fas 1 är 380 000 bopd vilken kommer att öka ytterligare efter att nyligen

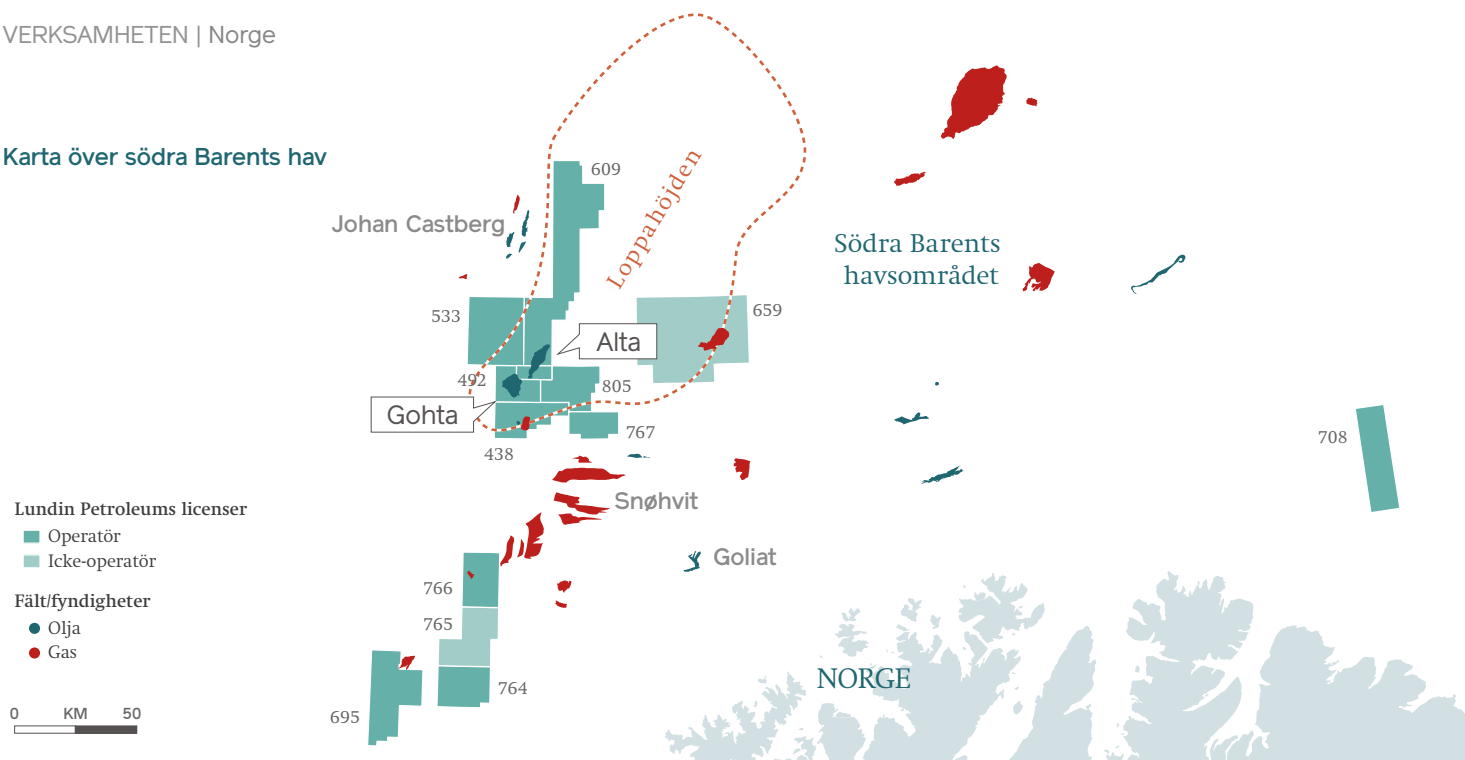
godkända åtgärder för att avlägsna flaskhalsar genomförts. Förborring av 17 utbyggnadsborrningar påbörjades under det första kvartalet 2016, och installation av stigrörs- och borrarläggningsplattformarna är planerad till 2018 och för processanläggnings- och boendeplattformarna till 2019. Produktionsstart för Fas 1 beräknas till slutet av 2019.

Val av koncept för Fas 2 av utbyggnaden kommer att göras under 2016, med planerad produktionsstart för Fas 2 under 2022. Fas 2 kommer att innefatta ytterligare en processanläggningsplattform i fältcentret som kommer att öka fältets fulla kapacitet till mellan 550 000 och 650 000 bopd. Givet marknadsläget och optimering av projektets omfattning minskas de totala kostnaderna för utbyggnaden av hela fältet från mellan 170 och 220 miljarder NOK till mellan 160 och 190 miljarder NOK (realt 2015).

De senaste kostnadsberäkningarna för Fas 1 av projektet, som meddelats av operatören Statoil, baseras för övrigt på valutakurser som antagits förbli desamma som de kurser som användes vid inlämnandet av PDO:n. Kursen NOK till USD var vid inlämnandet av PDO:n 6,0 NOK per USD. Enligt uppskattningarna kommer 60 procent av investeringen om 108,5 miljarder NOK för Fas 1 av projektet att vara i norska kronor.

Den norska kronan har försvagats betydligt med 30 procent mot US dollarn, i förhållande till kursen som användes i PDO:n. Eftersom majoriteten av Lundin Petroleum's verksamhet finansieras i US dollar skulle en fortsatt försvagning av den norska kronan kunna innebära ytterligare besparingar om 18 procent, mätt i US dollar. För att kunna ta tillvara en del av denna fördel tog Lundin Petroleum beslutet att låsa den historiskt svaga norska kronan genom att säkra 890 miljoner USD till en genomsnittlig kurs om 8,44 NOK per USD, vilket utgör cirka 50 procent av Lundin Petroleum's exponering för kursförändringar i NOK för Fas 1 fram till slutet av 2019.

Karta över södra Barents hav



Framgångsrik utvärdering av Altafyndigheten under 2015

Södra Barents hav

Södra Barents hav är Lundin Petroleums andra fokusområde för prospektering i Norge med licenser i relativt grunda vatten som är isfria tack vare golfströmmen. Bolaget har sedan 2007 byggt upp ett av de största arealinnehaven i södra Barents hav och är, efter de banbrytande oljefyndigheterna Gohta och Alta under 2013 respektive 2014, fast beslutat att fortsätta sin prospekterings- och utvärderingsverksamhet i området. Bolaget ansökte i slutet av 2015 om licenser i den 23:e norska licensrundan för ytterligare areal och är hoppfull om att tilldelas areal under sommaren 2016.

Loppahöjden

Större delen av Lundin Petroleums arealinnehav täcker det prospekteringsrika Loppahöjden. Licensen ligger på samma geologiska trend som Statoils Johan Castbergfyndighet i väst och Lundin Petroleums egna Gohta- och Altafyndigheter i södra delen av Loppahöjden. Södra Barents hav är på väg att bli en betydande ny producerande region, med fälten Snøhvit och Goliat redan i produktion och Statoils tillkännagivande att de kommer att gå vidare med konceptval för utbyggnaden av Johan Castberg.

Lundin Petroleum var tidigt i södra Barents hav och började bygga upp ett arealinnehav så långt tillbaka som 2007. Sedan dess har bolaget gjort sju prospekteringsborrningar, som alla påträffat kolväten och resulterat i två betydande oljefyndigheter, Alta och Gohta med betingade resurser om mellan 216 och 584 MMboe, brutto. Under 2015 har Lundin Petroleum med framgång utvärderat Altafyndigheten, genom två utvärderingsborrningar på strukturens västra och östra flanker. Tryckdata indikerar kommunikation mellan alla de tre borrningar som hittills gjorts i den 60 km² stora Altastrukturen. Ytterligare utvärdering av Alta- och Gohtafyndigheterna kommer att göras under de kommande åren. Programmet för 2016 inkluderar återupptagande och test av Alta-3 borrningen som gjordes 2015 samt en genomförbarhetsstudie av framtida utbyggnad.

Lundin Petroleum har identifierat ett antal prospekteringsstrukturer inom bolagets 6 700 km² areal i södra Barents hav och kommer att genomföra en prospekteringsborrning av Filicudistrukturen strax nordväst om Altafyndigheten, samt återuppta borrning av Neidenstrukturen, norr om Alta.



Säker prospektering i södra Barents hav

Lundin Petroleums planerings- och förberedelsearbete för prospektering i södra Barents hav inkluderar samarbete med och stöd från lokala aktörer och resurser. Detta i syfte att upprätta robusta lösningar för hantering av eventuella nödsituationer eller operativa utmaningar vad gäller den aktuella infrastrukturen.

I slutet av 2015 utförde den norska tillsynsmyndigheten för oljesäkerhet en granskning av Lundin Petroleums förberedelser inför en prospekteringsborrning i PL708, belägen i sydöstra delen av Barents hav, och slog fast att "Lundin har visat prov på grundlig planering vad gäller upprättande av en ny helikopterbas och etablering av verksamhet i ett nytt område i Barents hav."

Större Alvheimområdet

Alvheim-, Volund- och Bøylafälten är belägna i större Alvheimområdet i den centrala delen av Nordsjön. Produktion från Alvheim-, Volund- och Bøylafälten påbörjades under 2008, 2010 respektive 2015 och området som helhet kommer att utgöra cirka 20 procent av Lundin Petroleums produktion 2016.

Alvheim

Produktionen från Alvheimfältet under 2015 var 7 800 boepd, netto. Fältets produktion har sedan start varit över förväntan och reservoarens fortsatt mycket goda kapacitet har lett till att de slutliga utvinningsbara resurserna ökat från 184 till 323 MMboe, vilket är en ökning med 75 procent. Under 2015 genomfördes två nya kompletterande borrhningar som sedan togs i produktion. Under 2016 planeras ytterligare tre borrhningar med efterföljande produktionsstart i segmenten Boa och Viper/Kobra i större Alvheimområdet. Alvheims partners har också låtit tilldela ett nytt riggkontrakt för att med början under senare delen av 2016 genomföra ytterligare kompletterande borrhningar och prospektering i det närliggande området.

Volund

Den genomsnittliga produktionen från Volundfältet under 2015 var 4 900 boepd, netto. Volundfältets produktion har sedan starten 2010 också varit över förväntan och de slutliga utvinningsbara reserverna har ökat varje år. Sedan produktionsstart har de slutliga utvinningsbara reserverna ökat från 50 till 84 MMboe, brutto. Två nya kompletterande borrhningar på Volund är planerade under de kommande åren.

Bøyla

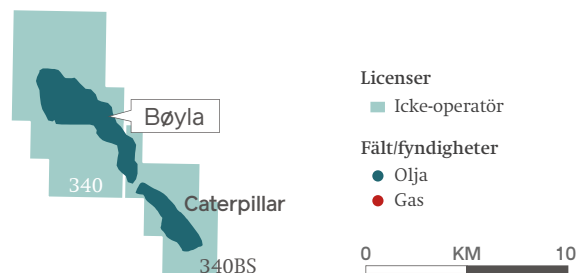
Den genomsnittliga produktionen från Bøylafältet under 2015 var 2 100 boepd, netto. Produktion från Bøylafältet startade i januari 2015 och fältet har byggts ut som en 28 km lång återkoppling längs havsbotten till FPSO:n Alvheim med två produktionsborrningar och en vatteninjiceringsborrning. Fältet nådde platåproduktion under andra halvåret 2015, efter att en andra produktionsborrning och en vatteninjiceringsborrning tagits i produktion.

Övriga områden

Brynhild

Brynhildfältets genomsnittliga produktion under 2015 uppgick till 4 200 boepd. Produktion från Brynhildfältet startade i slutet av 2014. Fältet har byggts ut som en återkoppling längs havsbotten till Piercefältet i Storbritannien, där producerad olja från såväl Brynhild som Pierce tas emot av FPSO:n Haewene Brim som ägs av Bluewater, med Shell som operatör.

Karta över större Alvheimområdet





Produktionsstarten på Edvard Grieg är ett mycket stolt ögonblick för oss alla. Detta demonstrerar tydligt vår starka förmåga att genomföra projekt och skapar, i kombination med vårt uppfinningsrika prospekteringssteam, spännande förutsättningar för ytterligare tillväxt i Norge

Kristin Færøvik
Vd, Lundin Norway

Det viktiga Edvard Grieg-projektet slutfördes på ett säkert sätt och inom tidsplan och budget

Produktion från Edvard Grieg påbörjades i november 2015 och markerar början på en transformerande ökning av Lundin Petroleum's produktion och kassaflödesgenerering.

Edvard Griegfältet är beläget på Utsirahøyden i Nordsjön och uppskattas innehålla reserver om 207 MMboe, brutto, inklusive en ökning med 20 MMboe efter framgångsrik utvärderingsborrning under 2014 och 2015 av bassängens baksida i den sydöstra delen av fältet. Initiala resultat för Edvard Grieg har visat på bättre drifttid och bättre produktionskapacitet än förväntat. De tre första produktionsborrningarna har uppnått en total produktion som överstigit 90 000 boepd och anläggningarna har sedan produktionsstart haft en drifttid över 95 procent. Plattåproduktion om 100 000 boepd, brutto, förväntas nå under andra halvåret 2016.

Edvard Griegfältet har byggts ut med en plattform på ståljacket som står på havsbotten. Processdäcken väger cirka 22 500 ton

och innefattar processanläggnings, service- och boendemoduler. Större delen av konstruktionsarbetet utfördes i Norge, med Kværner som huvudleverantör och ett flertal norska och utländska underleverantörer. Projekteringen utfördes av Aker Solutions, boendemodulen levererades av Apply Leirvik och jacketen monterades på Kværner Verdalarvet. Plattformsdäcket byggdes på Kværner Stordvarvet och Aker Solutions i Egersund. Statoil har ansvarat för konstruktion och installation av pipelines för export.

”Valet av norska leverantörer gjorde att vi kunde känna ett särskilt stort förtroende” säger Bjørn Sund, Director of Field Development på Lundin Norway. “Kværner och dess underleverantörer har omfattande erfarenhet från utbyggnadsprojekt på norska sockeln. Detta minimerade risken för förseningar och kvalitetsproblem, så att Lundin Norway kunde leda projektet med en relativt liten projektorganisation” fortsätter Sund.

Edvard Grieg är utformat som ett fältcenter och kommer att ta emot olja och gas för bearbetning från närliggande fält och framtida utbyggnader. Råolja kommer att transporteras via pipelinen Grane till Stureterminalen i Øygarden i Hordaland, medan gas kommer att transporteras via en separat pipeline till St. Fergus i Skottland.



Officiell invigning av Edvard Griegfältet

Produktionsstarten på Edvard Griegfältet firades officiellt i februari 2016 med den norska olje- och energiministern Tord Lien som besökte plattformen offshore.

Fältet och plattformen förväntas inbringa avsevärda intäkter till norska staten, om minst 20 miljarder NOK, under de närmsta 20 åren och längre därtill. Men än viktigare är fyndigheten för vår förståelse för geologin och oljesystemen på Utsirahøyden. Utan Edvard Grieg hade den gigantiska Johan Sverdrupfyndigheten sannolikt inte blivit gjord.

Malaysia

Bertamprojektet slutfördes inom 18 månader från godkänd utbyggnadsplan till produktionsstart - en enastående prestation vad gäller projektgenomförande



Nyckeltal Malaysia	2015	2014	Malaysiska halvön	Sabah
Reserver (MMboe)	11	14	<ul style="list-style-type: none"> Bertamfältet i PM307 (l.a. 75%) <ul style="list-style-type: none"> Reserver 11 MMboe, netto Produktionsstart april 2015 Utbyggnadsborrning Bertam A15 under 2016 Tembakau gasfyndighet i PM307 (l.a. 75%) 2012, utvärderad 2014 	<ul style="list-style-type: none"> SB303 (WI 55%) 4 existerande gasfyndigheter, möjlig klusterutbyggnad SB307/308 (WI 65%)
Betingade resurser (MMboe)	61	72		
Genomsnittlig produktion per dag (Mboepd), netto	5	—		
Omsättning, netto (MUSD)	71	—		
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	49	—		
Utvinningskostnader (USD/boe)	24	—		
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	16	—		



Malaysia

Sedan Lundin Petroleum etablerade sig i Malaysia 2008 har bolaget tillämpat en organisk tillväxtstrategi, som hittills har resulterat i reserver om 13 MMboe, netto, och betingade resurser om 61 MMboe, netto. Lundin Petroleum är den näst största arealinnehavaren offshore Malaysia med 28 000 km², genom fyra produktionsdelningskontrakt offshore Malaysiska halvön och två produktionsdelningskontrakt i Sabah, offshore östra Malaysia.

Malaysiska halvön

Lundin Petroleums verksamhet i Malaysia nådde en milstolpe 2015 med produktionsstarten av oljefältet Bertam, offshore Malaysiska halvön. Bertamfältet i block PM307 utvärderades framgångsrikt under 2012 och utbyggnadsplanen för fältet lämnades in och godkändes i slutet av 2013. Ett synnerligen effektivt genomförande av utbyggnadsplanen gjorde att fältet kunde starta produktion i april 2015. Bertamutbyggnaden består av en obemannad borrhplattform och 12 utbyggnadsborrningar som producerar till Bertam FPSO:n.

Under utvärderingsborrningen Bertam-3 identifierades under 2015 en östlig förlängning av Bertamfältet och en utbyggnadsborrning genomförs för närvarande på denna förlängning av reservoaren, vilken kommer att tas i produktion under det andra kvartalet 2016. Ytterligare möjligheter till kompletterande borrningar har identifierats och den ekonomiska bärigheten utvärderas för närvarande, vilket skulle potentiellt kunna leda till ytterligare utbyggnadsborrningar i framtiden.

Bertam FPSO:n har sedan den började ta emot olja från Bertamfältet i april 2015 uppnått en utmärkt driftstid om 98 procent.

Lundin Petroleum meddelade tidigt under 2016 försäljningen av den till 100 procent ägda Bertam FPSO:n till M3nergy för 265 miljoner USD. Avtalet träder i kraft den 1 januari 2016 under förutsättning att M3nergy säkrar finansiering.

Gasfyndigheten Tembakau i block PM307 uppskattas innehålla betingade resurser om 231 miljarder kubikfot (bcf) gas, brutto och studier avseende fyndighetens kommersiella bärighet pågår.

Under 2015 ingick Lundin Petroleum ett utfarmningsavtal med Dyas, enligt vilket Lundin Petroleum har överfört en 15-procentig licensandel i block PM328. Efter utfarmningen har Lundin Petroleum en licensandel om 35 procent.

Sabah

Lundin Petroleum har gjort tre gasfyndigheter offshore Sabah med fyndigheterna Tarap, Cempulut och Berangan i block SB303. Sammanlagt innehåller dessa fyndigheter, tillsammans med den existerande Titik Tarangfyndigheten, betingade gasresurser om 347 bcf, brutto och studier för en kommersialisering av dessa fyndigheter pågår.

I slutet av 2015 och början av 2016 genomförde Lundin Petroleum prospekteringsborrningar på tre oberoende strukturer i block SB307/308. Prospekteringsborrningarna Imbok och Bambazon påträffade båda oljeförande reservoarer men i icke-kommersiella volymer. Prospekteringsborrningen Maligan påträffade gas men i icke-kommersiella volymer.

Innan de tre prospekteringsborrningarna påbörjades ingick Lundin Petroleum ett utfarmningsavtal med Dyas, enligt vilket Lundin Petroleum överförde en 20-procentig licensandel i block SB307/308 och i block SB303 i utbyte mot att Dyas betalade vissa kostnader hänförliga till prospekteringsborrningarna.

Kontinentaleuropa

Lundin Petroleum fortsätter att förlänga livslängden på bolagets mogna tillgångsbas i Frankrike och Nederländerna som förser bolaget med stabil produktion och kassaflödesgenerering samtidigt som de kräver begränsade investeringar



Frankrike och Nederländerna

Lundin Petroleum fortsätter att förlänga livslängden på bolagets mogna tillgångsbas i Frankrike och Nederländerna. Dessa tillgångar ger stabil och förutsägbar produktion med låg minskningstakt av kolväten och låga skatter gör att förändringar i olje- och gaspriser får stor effekt.

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, Engie, Oranje-Nassau Energie och Total som operatörer.

De franska och nederländska tillgångarna förvärvades 2002 genom företagsförvärvet av Coparex. De sammanlagda nettoreserverna var vid tiden för förvärvet omkring 32 MMboe

och ackumulerad nettoproduktion från förvärvsdatum till slutet av 2015 uppgick till 28 MMboe. Resterande nettoreserver vid slutet av 2015 var 19 MMboe, vilket visar att cirka 54 procent av den producerade volymen ersatts med reserver genom en proaktiv strategi för kompletterande borrning och hantering av reservoarer.

Under 2014 slutförde Lundin Petroleum med framgång återutbyggnaden av Grandville i Paris Basin och påbörjade kompletterande borrning på återutbyggnaden av Vert la Gravelle, med två slutförda borrningar under 2015. De återstående fem kompletterande borrningarna har skjutits upp fram till att oljepriset återhämtar sig.

Gasproduktionen i Nederländerna under 2015 var över förväntan till följd av goda produktionsresultat från Slootdorp-fältet onshore. Under 2016 planeras två utbyggnadsbörningar offshore och två prospekteringsbörningar onshore.

Nyckeltal Frankrike	2015	2014
Reserver (MMboe)	19	21
Betingade resurser (MMboe)	13	13
Genomsnittlig produktion per dag (Mboepd), netto	3	3
Omsättning, netto (MUSD)	52	98
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	52	94
Utvinningskostnader (USD/boe)	21	26
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	27	51

Nyckeltal Nederländerna	2015	2014
Reserver (MMboe)	2	3
Genomsnittlig produktion per dag (Mboepd), netto	2	2
Omsättning, netto (MUSD)	26	37
Uppnått försäljningspris (USD/boe)	39	51
Utvinningskostnader (USD/boe)	15	20
Bidrag till operativt kassaflöde (USD/boe)	20	26



Riskhantering

Lundin Petroleums ansvar för riskhantering återfinns på alla nivåer för att kontinuerligt identifiera, förstå och hantera hot och möjligheter 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. Därigenom kan risker hanteras som en integrerad och fortlöpande del i Lundin Petroleums beslutsprocesser och kontrollmekanismer.

Identifiering av risk

Identifiering och bedömning av risk utgår från att verksamheten ska uppnå bolagets affärs mål. En korrekt riskbedömning utgör en grund för att kunna belysa vilka risker som bör prioriteras av ledningen, såväl lokalt som på koncernnivå.

Som en del av processen att identifiera och bedöma risker i alla verksamhetsområden, granskar och analyserar Lundin Petroleum de risker som påverkar verksamheten. Riskerna bedöms kvartalsvis genom en standardiserad metod baserad på sannolikhet och konsekvens.

Efter att risker har identifierats överväger den lokala ledningen möjliga förändringar av interna och externa kontrollsystem i syfte att bättre kunna uppnå affärs målen. I denna process läggs vikten av att bedöma risker och möjligheter fast, liksom när åtgärder bör vidtas.

Hantering av risk

Riskhantering skapar värde genom att ge ledningen redskap att effektivt hantera potentiella osäkerhetsmoment. Riskhantering är en av styrelsens utstakad process utformad för att identifiera potentiella händelser som kan komma att påverka Lundin Petroleum. En proaktiv riskhantering uppmuntras och upprätthålls genom att utveckla den interna kunskap och kompetens som krävs för att möta de utmaningar som affärs miljön medför.

Riskhantering kan innebära acceptans, undvikande eller överföring av en risks inverkan och hanteringen av densamma till tredje part, genom till exempel försäkring eller överföring av risk genom avtal.

Även om bolaget har en robust process, är olje- och gasindustrin ändå förknippad med en mängd operativa och finansiella risker som inte ens en kombination av erfarenhet, kunskap och noga överväganden kan till fullo eliminera, eller som är bortom bolagets kontroll.

Lundin Petroleum har identifierat följande huvudsakliga inneboende höga risker för bolagets resultat: strategiska, operativa, finansiella och externa risker, vilka beskrivs i följande avsnitt. Utöver dessa, kan även andra risker förekomma eller uppstå. Inverkan av risker, från vilket som helst av dessa segment kan påverka bolagets rykte. Dagens affärs klimat är dynamiskt, rörligt och ofta kännetecknat av snabba förändringar, regionala skillnader och kulturella kontraster som leder till betydande affärsrisker.

Strategisk risk

Riskområde	Beskrivning	Åtgärd
Skapa aktieägarvärde	Risken att Lundin Petroleums strategi inte lyckas skapa aktieägarvärde kan påverka bolagets position på marknaden.	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. Lundin Petroleums affärsmodell definierar på ett tydligt sätt bolagets vision och strategi.
Tillgångsportföljens ekonomiska värde	Bristfällig ledning kan leda till oförmåga att förstå och frigöra en tillgångs fulla värde, vilket skulle kunna påverka aktieägarvärdet negativt.	Lundin Petroleum följer löpande det ekonomiska värdet på tillgångarna i portföljen för att säkerställa att värdet för varje enskild tillgång i portföljen har förståtts och är kommunicerat och till fullo avspeglat i aktiekursen.
Ineffektiv kommunikation	En ineffektiv strategi som också är bristfälligt kommunicerad eller genomförd kan leda till att investerare tappar förtroende för bolaget och att aktiekursen sjunker, samt kan även ha inverkan på medarbetares och affärspartners förtroende för bolaget.	Lundin Petroleum kombinerar effektivt ledarskap och starka kommunikationskanaler för att bibehålla kreativitet och entreprenöranda. Detta säkerställer att hela organisationen strävar mot samma mål.

Operativ risk

Riskområde	Beskrivning	Åtgärd
Allvarliga incidenter i verksamheten	Risken för att allvarliga incidenter inträffar i verksamheten. Olje- och gasverksamhet kan aldrig vara helt riskfri, varför risken för incidenter, om än reducerad, kvarstår.	Lundin Petroleum har inarbetade ledningssystem som syftar till att undvika allvarliga incidenter i verksamheten. Bolaget främjar aktivt arbete med frågor rörande hälsa, säkerhet och miljö (HSE) och klimatpåverkan i hela bolaget. Säkerhet är en prioritet för Lundin Petroleum och våra uppdragstagare, leverantörer och partners. För mer information, se avsnittet om Transformering under ansvar på sidorna 38–49.
Tillgångarnas integritet	Risken för att de fysiska tillgångarna inte är tillförlitliga medför exponering mot förluster och ansvarskrav.	Aktiv verksamhetsstyrning och effektiv underhållsplanering försäkrar att tillgångarna förblir tillförlitliga. Detta förenat med att ha nya tillgångar, en god teknisk integritet, och fokus på säkerhet och efterlevnad av lagar och förordningar minskar denna risk.
Hantering av tillgångar och kostnadskontroll	Förseningar av utbyggnadsprojekt och produktion, samt försämringar av normala verksamhetsförhållanden på fältet, kan inte elimineras och kan i varierande grad leda till negativa konsekvenser för intäkter och kassaflöde.	Effektiva processer för inköp och kostnadskontroll är grundläggande för att säkerställa rimliga kostnadsnivåer i förhållande till bolagets affärsplaner. Samtliga utbyggnadsprojekt måste gå igenom Lundin Petroleums värdeprocess som kräver investeringskommitténs och styrelsens godkännande när det gäller stora investeringsbeslut. Dessutom bistår myndigheter, samarbetspartners och tredjepartsaktörer med oberoende tillsyn. Lundin Norway styrs till exempel av detaljerade riktlinjer från det norska oljedirektoratet.
Förmåga att utöka reserver	Förmågan att utöka reserver kommer att vara beroende av såväl tilldelningen av nya tillstånd och förmågan att prospektera och bygga ut bolagets nuvarande portfölj av möjligheter som av förmågan att analysera subsurface-data samt välja ut och förvärva lämpliga producerande tillgångar eller strukturer.	Användningen av effektiv granskning, s.k. peer review, av subsurface-analyser och val av borrplatser, i kombination med en väldefinierad strategi för att rekrytera och behålla kompetent personal minskar risken.
Återställande	Att återställa, lämna och ta bort uttjänta olje- och gasinstallationer, oljeriggar eller olje- och gasplattformar förblir en branschspecifik risk, med tillhörande miljömässiga och juridiska utmaningar att hantera.	Lundin Petroleum beaktar under hela verksamhetens livscykel den risk återställandekrav medför. De viktiga affärsmässiga och tekniska antaganden som ligger till grund för alla uppskattningar granskas inför varje utbyggnadsprojekt. Återställandansvar och specifika krav bemöts av varje verksamhetsland och koordineras av bolagsledningen.

Finansiell risk

Riskområde	Beskrivning	Åtgärd
Finansiell rapportering	Väsentliga felaktigheter i finansiella data kan leda till myndighetsåtgärder och rättsliga följder samt negativt inverka på aktieägarnas förtroende för bolaget och skada bolagets anseende.	Lundin Petroleum har en formell process för månatlig rapportering till ledningen. Systemet för internkontroll av den finansiella rapporteringen ger dessutom en rimlig men inte absolut försäkran mot väsentliga felaktigheter eller förluster. Internrevisionen bidrar med kontroll av processen för riskuppföljning.
Beräkningar av reserver och resurser	Uppskattningar av ekonomiskt utvinningsbara olje- och gasreserver, och deras reservoarprestanda och framtida nettokassaflöde, baseras på ett antal olika faktorer och antaganden. Denna risk betraktas också som en operativ risk.	Beräkningar av reserver och resurser genomgår en omfattande intern granskningsprocess, s.k. peer review, och följer branschstandard. Samtliga reserver är föremål för oberoende revision som en del av den årliga processen för revision av reserver. Se även avsnittet Produktion, reserver och resurser på sidorna 18–21.
Tillsyn av investeringar	Risken att investeringar eller utgifter inte är i linje med investeringskommitténs godkännanden.	För att minska risken för bristande tillsyn av investeringar har Lundin Petroleum genom bolagets årliga budget samt process och befogenhetspolicy för budgettillägg infört en rigorös tillsynsprocess för att löpande granska alla utgifter. Denna process säkerställer att utgifter är i linje med investeringskommitténs godkännanden.
Finansiering	Förutsättningarna för lånefinansiering kan komma att påverkas av en global nedgång på energimarknaden.	En aktiv och kontinuerlig uppföljningsprocess vad gäller likviditet och finansiering finns på plats. Lundin Petroleums nettoskuld rapporteras regelbundet. Finansieringen möjliggör den flexibilitet som krävs för att finansiera pågående program för utbyggnad, prospektering och utvärdering, inklusive Johan Sverdruputbyggnaden.
Bedrägeri, mutor och korruption	Risken att bedrägeri, mutor och korruption skulle kunna dränera ett företags tillgångar eller allvarligt skada kort- och långsiktiga tillväxtplaner.	Risken minskas av en konsekvent tillämpning av Lundin Petroleums uppförandekod tillsammans med policier och rutiner för antikorruption och bedrägeribekämpning samt befogenhetspolicy och rutiner som tydligt definierar ansvar inom det interna kontrollsystemet.



Uppföljning av risk

Uppföljning av risk är en viktig del av den löpande riskhanteringen och innebär att:

- Identifiera nya risker
- Rapportera regelbundet
- Granska risker som kan minskas eller elimineras
- Bibehålla en löpande medvetenhet om organisationens riskmiljö, riskhanteringsprogram och därtill hörande aktiviteter till stöd för riskrelaterade beslut
- Granska incidenter för att säkerställa att fullgott försäkringsskydd finns på plats

Bolaget tillämpar därutöver modellen "tre försvarslinjer" som anger en systematisk och disciplinerad metod för att förbättra effektiviteten hos riskhanterings- och internkontrollprocesserna. För ytterligare information, se avsnittet om Internkontroll och revision på sidorna 68–69.

Extern risk

Riskområde	Beskrivning	Åtgärd
Marknadspriset på olja	Priset på olja och gas påverkas av den globala tillväxten samt de ekonomiska drivkrafterna för utbud och efterfrågan. Osäkerheten på marknaden vad gäller priset på olja och gas kan påverka bolagets finansiella styrka.	Lundin Petroleum policy är att ha ett flexibelt och proaktivt förhållningssätt till oljeprissäkring, baserat på en bedömning av säkringskontraktens fördelar under de specifika omständigheterna.
Ändringar av lagar och förordningar	Lundin Petroleum har olje- och gasverksamheter i olika länder. Förändringar i dessa länders lagstiftning och regelverk kan få negativa konsekvenser såsom, men inte enbart, utmätning av egendom, hävning eller justering av kontraktsrättigheter och osäkerhet gällande skatter.	Lundin Petroleum ser regelbundet över sin portfölj av tillgångar avseende dess finansiella resultat. Bolaget strävar efter att säkerställa att man utförligt tolkar och följer alla lagar, förordningar och regler som kan påverka verksamheten.
Ränta och valutor	Osäkerhet vad gäller framtida räntenivåer och valutarisk kan ha inverkan på bolagets resultat.	Bedömningar och uppföljningar av Lundin Petroleum ränte- och valutarisk sker kontinuerligt. Lundin Petroleum använder säkringsinstrument för att hantera denna risk.
Informationssäkerhet	Den ökade sårbarheten för cyberhot eller mjukvaruattacker (malware) ökar risken för intrång i informationssystemen, vilket potentiellt kan påverka individers personliga integritet och system som är kritiska för tillgångarna.	Bolagets nätverk kräver kontinuerlig tillsyn för att undvika och snabbt kunna åtgärda externa attacker. Genom kontrollmekanismer för informationssystemen såsom brandväggar och rutiner, hanterar Lundin Petroleum denna risk och upprätthåller ett enat och motståndskraftigt nätverk.
Samhällsansvar	Intressenter kan, bortom bolagets kontroll, direkt eller indirekt ha inverkan på produktionsaktiviteter genom lobbying.	Lundin Petroleum mål är att prospektera och producera olja och gas på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt som är till gagn för alla bolagets intressenter, inklusive aktieägare, medarbetare, samarbetspartners, regeringar och myndigheter i värd- och hemländer, samt lokalsamhällen. För att ytterligare bekräfta bolagets engagemang för etiskt företagsagerande deltar Lundin Petroleum i FN:s Global Compact.
Klimatförändringar	Klimatförändringar utgör en potentiell risk, vilket inkluderar striktare regler vad gäller utsläpp eller krav om att införa obligatorisk teknologi i Lundin Petroleum verksamhetsområden.	För att hantera de teknologi- och lagkrav som klimatförändringar kan medföra, granskar Lundin Petroleum bolagets miljömässiga krav och åtgärder för utsläppsminskningar i utbyggnadsprojekt. Lundin Petroleum rapporterar utsläpp av växthusgaser från verksamheten.
Väderförutsättningar	Risken för att naturens makter i form av osäkert väder kan påverka verksamheten.	Väderförutsättningar granskas i Lundin Petroleum operativa verksamhet och behovet av att kunna parera sådan exponering tas i beaktande i valet av riggar.



Mer information om intern kontroll och revision finns på sidorna 68–69

Ett gemensamt ansvar

En ansvarsfull verksamhet bygger på allas aktiva deltagande och engagemang. Jag är glad att kunna meddela att vi hade ett stort engagemang för ansvarsfullt agerande hos vår styrelse, ledning och medarbetare under det gångna året.

Viktiga händelser 2015

I början av 2015 tog vi beslutet att konsultera både interna och externa intressenter i syfte att fastställa vilka frågor de såg som väsentliga för Lundin Petroleum ur ett hållbarhetsperspektiv. Detta gjorde det möjligt att tydliggöra prioriterade områden för vårt arbete och var ett viktigt steg på vägen mot vår första hållbarhetsrapport i enlighet med Global Reporting Initiative (GRI G4). Den första hållbarhetsrapporten upprättad efter dessa riktlinjer kommer att publiceras under 2016.

Vi tog även fram en särskild leverantörsförsäkring, i vilken våra uppdragstagare förbinder sig att utföra sina uppdrag i enlighet med internationellt accepterade normer för ansvarsfullt företagande. Försäkringen syftar till att ta Lundin Petroleums starka engagemang för samhällsansvar ytterligare ett steg i värdekedjan.

Ett särskilt lovande inslag under 2015 var lanseringen av vår e-learningkurs om samhällsansvar inom koncernen. Jag är mycket nöjd med det positiva och konstruktiva gensvar vi fått, vilket tydligt visar den höga nivå på uppslutning och engagemang för dessa frågor som finns inom koncernen och som också ger oss tydliga riktlinjer för hur vi ytterligare ska kunna förbättra vårt arbete.

Klimatkonferensen i Paris i december 2015 innebar att året också präglades av ett ökat intresse för frågan om klimatförändringar. Lundin Petroleum konstaterar att klimatförändringar är en global utmaning som påverkar hur vår verksamhet bedrivs, nu och i framtiden, och att vi måste hantera potentiella risker och den påverkan som klimatförändringar kan komma att ha på våra aktiviteter. Vi är förvissade om att olja och gas kommer att förbli en viktig del av de globala energikällorna som krävs för att möta världens energibehov under kommande decennier och vårt åtagande är att förse samhället med energi som utvinns på ett ansvarsfullt sätt.

Med blicken framåt

Vår vision är att bidra till en framtida energiförsörjning med låga koldioxidutsläpp, genom att se till att utvinna naturresurser så effektivt och hållbart som möjligt. Agendan för hållbarhetsfrågor under kommande år kommer också att präglas av de mål för hållbar utveckling som antogs av Förenta Nationerna (FN) under 2015, och som anslutna till FN:s Global Compact strävar vi efter att bidra till att dessa mål uppnås.

Samtidigt som vår främsta prioritet alltid kommer att vara våra medarbetares hälsa och säkerhet samt att skydda miljön där vi verkar, fortsätter vi att aktivt följa aktuella frågor inom hållbarhet, vara lyhörda för samhällets förväntningar och för en nära dialog med våra intressenter i syfte att skapa långsiktiga hållbara värden för såväl våra aktieägare som samhället i stort.



Vår vision är att förse samhället med energi som utvinns på ett ansvarsfullt och effektivt sätt

Christine Batruch
Vice President
Corporate Responsibility

Resultat 2015

Hälsa och säkerhet	Inga allvarliga incidenter
Miljö	Inga rapporterade oljeutsläpp
Ledning och uppföljning av uppdragstagare	Introduktion av leverantörsförsäkring
Hållbarhetsrapportering	Introduktion av GRI G4 rapportering

Mål 2016

Hälsa och säkerhet	Förbättra koncernens resultat
Miljö	Minimera miljöpåverkan
Intressentdialog	Föra konstruktiv dialog
Klimatförändringar	Fokus på energieffektivitet

Lundin Petroleum lanserade sin första e-learningkurs om samhällsansvar

Syftet med denna skräddarsydda kurs är att öka medvetenhet om och förståelse för samhällsansvarsfrågor, med tonvikt på det etiskt riktiga uppförande som förväntas av alla som arbetar inom Lundin Petroleum samt att öka medarbetarens förmåga att relatera samhällsansvarsfrågor till sina egna roller och ansvarsområden.

Kursen behandlar de huvudsakliga delarna i Lundin Petroleums ramverk för samhällsansvar:

- Uppförandekod
- Hälsa, säkerhet och miljö
- Antikorruption
- Mänskliga rättigheter
- Intressentdialog
- Visselblåsning

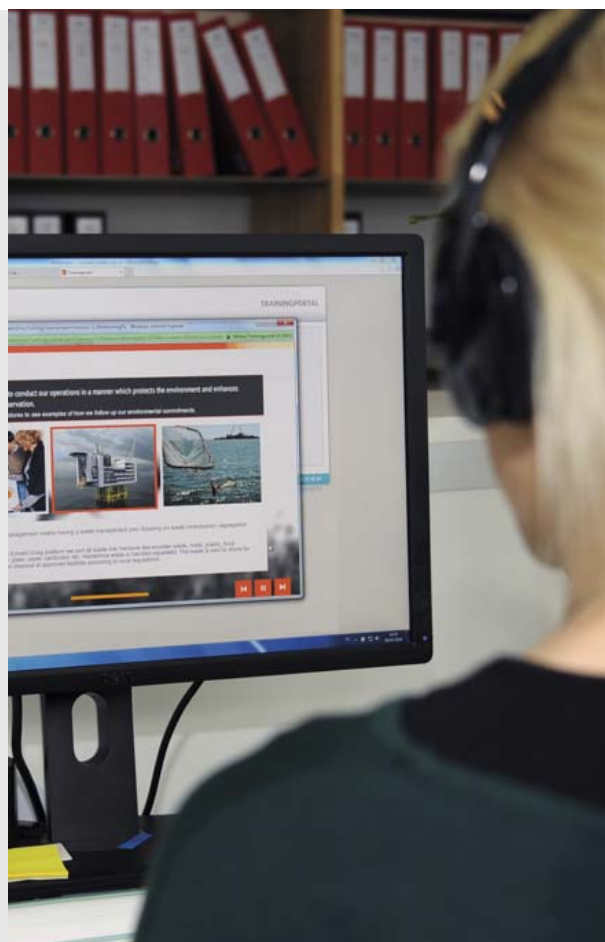
Kommentarer från deltagare:

“Jag var imponerad av e-learningkursen. Den var en utmärkt påminnelse om att, även om vi alla har läst och förstår våra policies, uppförandekoden och bolagets värdegrund, så kanske vi alla inte känner till dem så bra som vi tror... frågorna som togs upp skapade stor entusiasm och ledde till många diskussioner.”

Medarbetare i Nederländerna

“Det här är ett utmärkt sätt att säkerställa att anställda är informerade om innehållet i våra policies för samhällsansvar.”

Medarbetare i Malaysia





Simuleringscentrum i Norge

Produktionen på Edvard Griegfältet startade i november 2015, men förberedelsearbetet påbörjades redan långt innan på Lundin Norways huvudkontor i Lysaker, strax utanför Oslo. Där finns en exakt kopia av kontrollrummet på Edvard Griegplattformen, i vilken medarbetarna via simulator kan tränas i att utföra arbetsuppgifterna som väntar offshore.

“Stolarna är lite annorlunda och vi har ingen havsutsikt genom fönstret, men i övrigt är allt identiskt. Här kan vi testa olika scenarier så att medarbetarna är fullt utbildade och omedelbart kan börja utföra samma uppgifter ute på plattformen.”

Geir Sjøsåsen
Operations Manager, Lundin Norway

Våra medarbetare

Våra medarbetare är vår främsta tillgång

2015 var för Lundin Petroleum ett år som kännetecknades av betydande förändringar i bolagets ledning och organisation. Alex Schneider utnämndes till ny vd i oktober 2015, nya befattningshavare i ledande ställning tillsattes på både lokal- och koncernnivå, ett nytt huvudkontor i Norge invigdes och offshoreverksamheter etablerades på Bertamfältet i Malaysia och Edvard Griegplattformen i norska Nordsjön.

En nyckelresurs

Det låga oljepriset och den volatila makroekonomiska miljön innebär att olje- och gasindustrin ställs inför stora utmaningar, med minskade investeringar och stor osäkerhet inom vår bransch som följd. I detta läge ser vi det som avgörande för vår förmåga att nå våra mål att vi fortsätter att satsa på att attrahera och behålla talangfulla och innovativa medarbetare. Vi har hittills genom åren, tack vare vår dynamiska arbetsmiljö som präglas av entreprenörsanda, framgångsrikt lyckats attrahera och behålla de främsta förmågorna i branschen. Allteftersom verksamheten fortsätter att växa är det denna solida grund av medarbetare i världsklass som kommer att ta vår transformerande tillväxt till nästa nivå.

Vid slutet av 2015 hade Lundin Petroleum totalt 589 anställda inom koncernen, i åtta olika länder. Majoriteten av bolagets medarbetare finns i Norge med 57 procent av den totala personalstyrkan, följt av Malaysia med 21 procent.

Lundin Petroleum anlitar också ett stort antal uppdragstagare och konsulter, vilket ger bolaget flexibilitet att snabbt kunna anpassa arbetsstyrkan till aktivitetsnivåerna. Under 2015 kontrakterades totalt 128 uppdragstagare och konsulter för uppdrag inom prospektering, utbyggnad och annan operativ verksamhet. Lundin Petroleum tillämpar samma höga yrkes-etiska standard för sina uppdragstagare som för sina egna anställda, vilket återspeglas i bolagets nyckeltal för resultat inom hälsa och säkerhet (Key Performance Indicators, KPI). Från och med 2015 inkluderas också en leverantörsförsäkran i alla nya kontrakt som bolaget tilldelar.



Med vårt starka team av utomordentliga medarbetare är Lundin Petroleums position mycket god när vi nu går in i en ny fas av betydande tillväxt

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

En personalstyrka präglad av mångfald

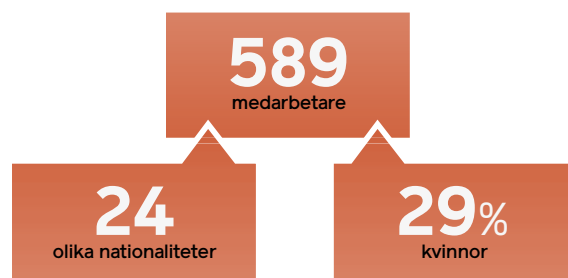
Lundin Petroleum värdesätter en öppen och inkluderande arbetsmiljö. Vi strävar efter att satsa på kompetenta och erfarna medarbetare och rekryterar utifrån kvalifikationer, oberoende av kön, etnicitet, religion eller funktionshinder.

Var Lundin Petroleum än bedriver verksamhet strävar vi efter att anställa lokalt, för att kunna dra nytta av lokal kunskap och erfarenhet och samtidigt bidra till kunskapsfrämjande i världsländet. Vi ser till att våra medarbetare är utrustade med de färdigheter, kunskaper och den motivation som krävs för att de ska lyckas väl i sitt arbete, vilket manifesteras i bolagets goda resultat samt den låga personalomsättningen jämfört med branschnormen.

Under 2015 var medarbetare från 24 olika nationaliteter anställda inom Lundin Petroleums verksamhet världen över. Andelen kvinnor i personalstyrkan var 29 procent och i ledande befattningar var motsvarande siffra 20 procent. Under 2015 var andelen kvinnor i bolagets styrelse 38 procent.

Hantering av klagomål

Lundin Petroleum har en etablerad policy och rutin för vissebläsning som fastställer de åtgärder och steg en medarbetare eller uppdragstagare ska vidta då beteende som bryter mot bolagets principer om samhällsansvar eller gällande lag beivras. Därutöver beskrivs i Lundin Petroleums riktlinjer för mänskliga rättigheter hur en framförd klagan skall hanteras. Under 2015 rapporterades inga fall av diskriminering och processen för hantering av klagomål behövde inte användas.



Kvinnor och män 2015

Anställda	Kvinnor	29%
	Män	71%
Ledande befattningar	Kvinnor	20%
	Män	80%
Styrelse	Kvinnor	38%
	Män	62%



Hälsa och säkerhet

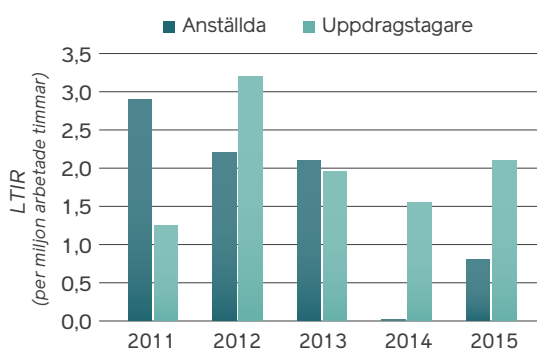
Säker arbetsmiljö

Lundin Petroleum sätter hälsa och säkerhet främst. Som alla olje- och gasbolag är Lundin Petroleum exponerat för säkerhetsrisker och olyckor kan potentiellt inträffa var och när som helst. Det är därför vårt ansvar att se till att anställda och uppdragstagare arbetar i en säker miljö, vilket vi gör genom att identifiera och minska potentiella risker. Särskilda policies, rutiner, riktlinjer samt processer har därför införts i syfte att säkerställa att detta ansvar efterlevs och att risker minimeras.

Under 2015 var nyckeltalet för incidenter med förlorad arbetstid som följd (Lost Time Incident Rate, LTIR) för anställda och uppdragstagare 1,76 per miljon arbetade timmar och för totalt antal rapporterade incidenter (Total Recordable Incident Rate, TRIR) 3,71 per miljon arbetade timmar. Exempel på incidenter som rapporterades under året var bland annat en stukad fotled, en fingerskada och skräp i ögon som krävde läkarvård.

Ur ett hälso- och säkerhetsperspektiv förändrades bolagets operativa miljö väsentligt under 2015, i och med genomförandet av två stora utbyggnadsprojekt och produktionsstart för fälten Bertam och Edvard Grieg. Givet hur detta har transformerat Lundin Petroleum till ett fullt utvecklat produktionsbolag är säkerhetsresultaten för 2015 anmärkningsvärt goda, då inga allvarliga incidenter inträffade. Lundin Petroleum kommer att använda 2015 som jämförelseår mot vilket framtida HSE-resultat kommer att mätas.

Frekvens incidenter med förlorad arbetstid



Gemensamma lösningar för hög säkerhet och beredskap

Lundin Norway har tillsammans med andra oljebolag inlett ett samarbete för att finna gemensamma lösningar för säker prospektering i södra Barents hav.

Genom projektet Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC) har ledande oljebolag som mål att gemensamt ta sig an potentiella utmaningar gällande prospektering i södra Barents hav. BaSEC bildades ursprungligen av Lundin Norway, Statoil, Eni Norge, OMV och GDF Suez och har sedan dess utvidgats till att omfatta totalt 16 deltagande företag.

Projektet sjösattes 2015 och fokuserar på ökad koordinering och kostnadseffektiva lösningar i syfte att säkerställa hög säkerhet och god beredskap. Experter från de deltagande företagen har bildat arbetsgrupper med fokus på fem huvudsakliga områden: miljö och bekämpning och sanering vid oljeutsläpp; logistik och beredskap vid nödsituationer; flyttbara borrhigar, hälsa och arbetsmiljö samt meteorologi, oceanografi och isförhållanden. Lundin Norway har som en av projektets grundare varit delaktig i alla arbetsgrupper.



Information om HSE-indikatorer finns på sidan 129

Fokus på förebyggande åtgärder

Syftet med Lundin Petroleums ledningssystem för HSE (Green Book) är att förebygga olyckor och incidenter som skulle kunna ha en påverkan på människor, miljö, bolagets tillgångar eller dess rykte. Utöver policies, rutiner, riktlinjer samt personlig skyddsutrustning ser bolaget till att medarbetare har tillgång till de resurser och den träning, råd och vägledning som krävs för att de ska kunna utföra arbetet på säkrast möjliga sätt. Lundin Petroleum har förtroende för sina medarbetares förmåga och goda omdöme och uppmuntrar dem att dela med sig av erfarenheter, lärdomar och best practice.

Lundin Petroleum testar och utvärderar fortlöpande bolagets beredskap i nödsituationer genom regelbundna nödsituationsövningar. Interna revisioner utförs också inom hälsa, säkerhet och miljö (HSE) för att identifiera och hantera potentiella säkerhetsfrågor samt säkerställa att goda HSE-rutiner är etablerade.

Ledning och uppföljning av uppdragstagare

Säkerhet är ett gemensamt ansvar och Lundin Petroleum förväntar sig samma starka engagemang från uppdragstagare, leverantörer och partners. Enligt särskilda klausuler i våra avtal förbinder sig våra uppdragstagare att följa principerna i

Lundin Petroleums uppförandekod och HSE-ledningssystem, liksom internationellt erkända regler och normer gällande antikorrupktion, goda arbetsvillkor och mänskliga rättigheter.

Under 2015 tog Lundin Petroleum fram en formell leverantörsförsäkring som tillämpas i alla länder där verksamhet bedrivs. I denna leverantörsförsäkring formuleras Lundin Petroleums förväntningar på hur uppdragstagare bör bedriva sin verksamhet och genom att inkludera försäkring i alla nytilldelade kontrakt säkerställs att uppdragstagare är medvetna om sina förpliktelser. Leverantörsförsäkring ingår i Lundin Petroleums due diligence och används även i anbudsprocessen.

Lundin Petroleum organiserar även särskilda större möten med sina uppdragstagare i syfte att ytterligare lyfta fram betydelsen av HSE-resultat. Mer än 90 uppdragstagare deltog exempelvis vid ett säkerhetsseminarium i Frankrike, där Lundin Petroleums HSE-team diskuterade bolagets säkerhets- och miljökrav och genomförde riskanalyser för att säkerställa en hög grad av medvetenhet hos uppdragstagarna vad gäller säkerhetskraven för deras arbetsättaganden.



Miljö

Minimera miljöpåverkan i verksamhetens alla stadier

Lundin Petroleum är fast beslutet att respektera och bevara den gemensamma miljön. Vi bedriver vår verksamhet i många olika miljöer, såväl på land som havs, alla med olika förutsättningar och känsligheter. Vår verksamhet sker på varierande vattendjup, från bara några meter till flera hundra meter, och med borrhningar som kan sträcka sig mer än tusen meter under havsbotten. På så sätt arbetar vi tätt inpå naturen och ser det som en prioritet att minimera den inverkan olje- och gasverksamhet kan ha på den omgivande naturen.

Miljöutvärderingar

Förebyggande åtgärder är grunden för allt miljöskydd, vilket kräver en god förståelse för de unika förutsättningarna i varje miljö där vi bedriver verksamhet. Innan vi påbörjar någon prospekterings-, utbyggnads- eller produktionsverksamhet utför vi miljöpåverkans- eller baslinjestudier, alternativt utgår från befintliga studier, för att kunna bedöma den potentiella miljöpåverkan av vår verksamhet. Studiernas omfattning beror på typen av planerade aktiviteter samt på redan befintlig kunskap om området och kan innefatta genomgång av aktuell litteratur, besiktning på plats och provtagning från vatten och sediment. Beroende på utfallet av dessa studier vidtas eventuellt nödvändiga åtgärder för att minimera verksamhetens miljöpåverkan, till exempel genom att ändra borrhningens riktning, ändra mönstret för riggens förtöjningsankare eller att transportera borrhavfall till land. Lundin Petroleum påbörjar endast borrhning efter att miljötillstånd inhämtats från myndigheter.

Förebyggande av oljeutsläpp

Lundin Petroleum har ett robust system för att säkerställa adekvat riskbedömning samt kompetens och kapacitet att förebygga och, om så krävs, hantera oljeutsläpp.

I systemet ingår beredskapsplaner för oljeutsläpp och utbildning av personal i att förebygga och bekämpa utsläpp. I varje land där verksamhet bedrivs har vi avtal med nationella organisationer för oljeskadeskydd om assistans vid ett eventuellt oljeutsläpp. Som ytterligare säkerhetsåtgärd har Lundin Petroleum ingått avtal med den internationella organisationen Oil Spill Response Limited (OSRL), världens största organisation för beredskap och bekämpning av oljeutsläpp, vilket säkerställer effektiv utryckning varhelst i världen ett oljeutsläpp än må ske. Lundin Petroleum hade inga oljeutsläpp av rapporterbara kvantiteter under 2015.



Bevarande av biologisk mångfald

Att bevara biologisk mångfald är en integrerad del i Lundin Petroleum's starka engagemang för skyddet av miljön. Vår verksamhets potentiella inverkan på biologisk mångfald utvärderas fortlöpande genom baslinje- och miljöpåverkansstudier. Särskilt känsliga områden (som skyddas av nationella lagar eller internationella fördrag såsom IUCN Protected Areas Categories System och Ramsarkonventionen) i närheten av våra verksamheter har också kartlagts för att säkerställa att sådana områden inte påverkas negativt av bolagets aktiviteter.

Stöd till projekt som bevarar biologisk mångfald

Några av de områden i världen med rikast biologisk mångfald ligger i Sydostasien, till exempel Koralltriangeln som har världens mest artrika marina ekosystem med nära 40 procent av världens revfiskarter och 76 procent av världens kända korallarter. Denna rika och unika biologiska mångfald är dock alltmer hotad av överfiske och ohållbara fiskemetoder.

För att söka vända denna trend bidrar Lundin Petroleum, genom sitt partnerskap med Lundin Foundation, till ett antal projekt i Sydostasien för bevarandet av biologisk mångfald. Ett exempel är RARE Conservation's pilotprogram "Fish Forever" som med mångsidiga tillvägagångssätt arbetar för att hjälpa landnära fiskesamhällen att införa hållbara fiskemetoder och etablera fiskefria zoner. Dessa projekt syftar till att stötta marina ekosystem och öka kustregioners förmåga att anpassa sig till effekterna av klimatförändringar, samt gör investeringar i små och medelstora företag med inriktning på hållbar resursanvändning.

Lundin Foundation grundades 2005 av familjen Lundin och är idag en internationellt erkänd organisation inriktad på filantropiska investeringar. Lundin Petroleum har hittills bidragit med över 3 miljoner USD till stöd för projekt i stiftelsens regi.



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

Klimatförändringar

Lundin Petroleum ser klimatförändringar som en global utmaning som påverkar hur vi bedriver vår verksamhet

Minimera våra koldioxidutsläpp

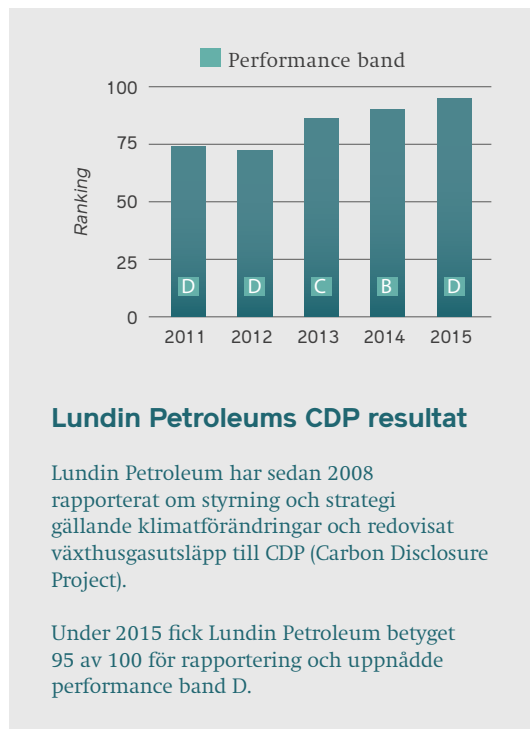
Det är vår ambition att fortsätta öka vår existerande tillgångsbas och att prospektera, bygga ut och producera olje- och gasresurser på ett sätt som är effektivt när det gäller koldioxidutsläpp. För att nå detta mål har vi under åren utvecklat system och rutiner som ökar energieffektiviteten och minskar utsläppen av växthusgaser i vår verksamhet världen över.

Huvuddelen av Lundin Petroleums verksamhet sker på den norska kontinentalsockeln, det område i världen där olje- och gasindustrin haft lägst koldioxidutsläpp under de senaste tio åren och som också är ett område med höga krav och kostnader för utsläpp. Vårt arbete för att integrera hänsyn till klimatförändringar i den operativa verksamheten, liksom i valet av installationslösningar, produkter och utrustning för våra anläggningar, har därmed varit ett sätt att minimera såväl våra koldioxidutsläpp som våra kostnader.

Möta framtidens energibehov

Olja och gas står för nära 60 procent av världens energiförsörjning och kommer under årtionden framöver att fortsätta att utgöra en stor del av efterfrågan. Utmaningen framöver kommer att bli att bygga ut och producera dessa resurser på ett så energieffektivt och miljömässigt ansvarsfullt sätt som möjligt.

Utöver åtgärder i den operativa verksamheten följer och deltar Lundin Petroleum aktivt i debatten om klimatförändringar. Vi står också i nära kontakt med miljöorganisationer och andra intressenter för att hålla oss informerade om den senaste utvecklingen kring internationell klimatpolitik. Det ingår även i vår riskhantering att analysera hur framtida förändringar inom klimatpolitiken kan komma att påverka energimarknaden, och utgör underlag som vi tar i beaktande i vår strategiska planering för att säkerställa att vår tillgångsbas förblir stabil och hållbar.





Koldioxidsnåla innovationer på Edvard Grieg og Johan Sverdrup

Stora utbyggnadsprojekt som Edvard Grieg og Johan Sverdrup visar hur innovativa tekniska lösningar kan leda till såväl ökad energieffektivitet som betydande minskningar av växthusgasutsläpp.

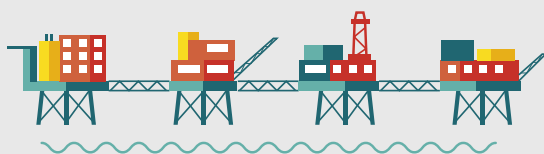
Vid konstruktionen av Edvard Griegplattformen, belägen väster om Stavanger i Nordsjön, tillämpades Best Available Technique-principen (BAT) för de tre processer som har högst utsläpp av koldioxid: gasförbränning, strömförsörjning och energihantering.

Det närliggande Johan Sverdrupfältet, som förväntas starta produktion i slutet av 2019, kommer redan från start att få sin strömförsörjning från land. Detta innebär att utsläppen från Johan Sverdrup förväntas kunna minskas med 80 till 90 procent jämfört med en konventionell utbyggnad.

Under Johan Sverdrupfältets livstid förväntas utsläpp minska med

19 miljoner ton CO₂

tack vare strömförsörjning från land



80% av Lundin Petroleums verksamhet är belägen i Norge, det mest energieffektiva olje- och gasproducerande landet i världen



Intressentdialog

Lundin Petroleum för en nära dialog med ett brett spektrum av intressenter för att kunna förstå och möta deras förväntningar

På Lundin Petroleum är vi medvetna om vikten att förstå de olika sammanhang i vilka vi verkar och att förväntningarna på oss varierar beroende på vad vi gör och var. Vår dialog med intressenter varierar därför beroende på vilken typ av fråga det gäller, relevansen för vår verksamhet samt vilket som är det mest effektiva sättet att möta deras specifika behov och förväntningar på.

Lundin Petroleum är fast beslutet att på ett ärligt och öppet sätt kommunicera med de människor och organisationer som kan påverkas av eller påverkar verksamheten. Vår förmåga att identifiera och hantera de förväntningar våra intressenter har på bolaget är avgörande för att kunna skapa konstruktiva, långsiktiga relationer samt för att kunna genomföra våra aktiviteter.

Aktieägare

Aktieägare hålls informerade om bolagets strategi och den löpande verksamheten genom offentligt material såsom finansiella rapporter, pressmeddelanden, externa presentationer och bolagets hemsida. Bolaget för också dialog med aktieägarna individuellt eller i gruppmöten och på årsstämman.

Medarbetare

Intressedialog med medarbetare pågår varje dag i hela koncernen. Ledande befattningshavare gör regelbundna besök på de lokala kontoren i våra verksamhetsländer och håller individuella möten för att diskutera koncernens strategi och implementering på lokal nivå samt följer upp utvecklingen inom alla områden som påverkar bolaget. Den e-learningkurs om samhällsansvar som introducerades under 2015 skapade ytterligare möjligheter till dialog genom att medarbetare reflekterade, ställde frågor och gav återkoppling på de frågeställningar som togs upp under kursen. Kursen lockade till diskussion bland anställda och ledning.

Samarbetspartners

Dialog med bolagets samarbetspartners sker i alla stadier av verksamheten. Möten med uppdragstagare kan ske enskilt eller i grupp. I Malaysia hölls till exempel ett forum med samtliga uppdragstagare om HSE-medvetenhet före borrprogrammets start.

Intressentdialog per grupp



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 stadier i det operativa arbetet, genom såväl informella diskussioner som formella möten med lokala myndigheter. Inför prospekteringsborrningar i nya offshoreområden i Norge fördes till exempel en dialog med berörda närliggande kustsamhällen för att i detalj informera om och skapa förståelse för Lundin Petroleums aktiviteter i området.

Internationella initiativ

Lundin Petroleum för dialog med NGO:s, internationella initiativ och branschorganisationer i olika former för att utbyta åsikter, best practice och rapportera om bolagets åtaganden om ansvarsfullt företagande. Lundin Petroleum stöder fem initiativ i syfte att främja ansvarsfullt företagande: FN:s Global Compact, FN:s vägledande principer för företag och mänskliga rättigheter, FN:s Global Compact Call to Action mot korruption, Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) och CDP.

Hållbarhetsrapportering

Lundin Petroleum har redovisat sina insatser och resultat inom samhällsansvar sedan bolagets första årsredovisning 2001. Bolaget rapporterar därutöver till internationella initiativ som FN:s Global Compact, Extractive Industry Transparency Initiative (EITI) och CDP liksom till intresseorganisationer inom miljö, socialt ansvar och styrning samt svarar på enskilda förfrågningar från olika håll.

Fokuserad rapportering – GRI G4

Som svar på intressenters ökade intresse för våra hållbarhetsresultat, liksom för enhetlig global rapportering om hållbarhetsfrågor, har bolaget beslutat att hållbarhetsrapportera i enlighet med riktlinjer från Global Reporting Initiative (GRI) G4. Den första hållbarhetsrapporten upprättad efter dessa riktlinjer kommer att publiceras under 2016.

Hållbarhetsrapporten inriktas på frågor som bedöms vara väsentliga för Lundin Petroleum och dess intressenter, liksom på frågor som bedöms vara relevanta utifrån ett risk- och påverkansperspektiv. Frågornas vikt och angelägenhetsgrad varierar från företag till företag beroende på verksamhet, geografisk placering och hållbarhetskontext.

Rapporteringsprocessen

Rapporteringsprocessen enligt GRI G4 inleddes med att Lundin Petroleum identifierade de frågor inom miljö, socialt ansvar och bolagsstyrning som ur ett hållbarhetsperspektiv har störst relevans för bolaget. Därefter rådfrågades såväl interna som externa intressenter i en enkät för att kunna gradera frågorna efter betydelse, givet bolagets aktiviteter, geografiska närvaro och intressenters prioriteringar. Intressenterna fick rangordna varje fråga efter relevans, med utgångspunkt i frågans tillämpbarhet på Lundin Petroleum eller branschen. De sammanställda enkätsvaren presenterades i en arbetsgrupp ledd av en extern GRI-expert. Bolagsledningen bekräftade vilka frågor som anses väsentliga för Lundin Petroleum och beslutade om fokus för framtida strategi och rapportering.



Väsentlighetsmatrix

Matrisen visar förhållandet mellan frågor som är relevanta för verksamhetens framgång (horisontell axel) och för bolagets intressenter (vertikal axel).

I matrisen har väsentliga frågor, vilka har identifierats av såväl interna som externa intressenter och bekräftats av bolagsledningen, sammanfattats i huvudrubriker.

Bolagsstyrning

Lundin Petroleum nådde under 2015 viktiga milstolpar då produktion startade på ett säkert sätt, enligt tidsplan och inom budget från två av de fält där vi är operatör, Bertamfältet i Malaysia och Edvard Griegfältet i Norge. Detta är inte bara operativa framgångar utan bekräftar även att Lundin Petroleums bolagsstyrningsstruktur och de rutiner vi tillämpar i hela organisationen är effektiva och bidrar till att skapa hållbart, långsiktigt värde för aktieägarna. Vi fortsätter att vara övertygade om att god bolagsstyrning är en förutsättning för framgångsrik verksamhet och kommer därför att hålla fast vid och tillämpa det robusta ramverk för bolagsstyrning som svarar mot Lundin Petroleums nuvarande verksamhet, vision och strategi.

Givet den kraftiga nedgången i priset på olja under året, och det låga oljeprisläget som vi kan komma att stå inför en tid framöver, har styrelsen betonat vikten av att noga följa upp verksamheten och fortsätta fokusera på att säkerställa vår tillgång till tillräcklig likviditet för att kunna genomföra våra projekt. För att säkerställa att Lundin Petroleums aktiviteter fortskrider enligt plan, trots de utmaningar vår industri står inför, har styrelsen vid styrelsemötena kontinuerligt fört ingående samtal med bolagsledningen om utsikterna för energisektorns och världsekonomin utveckling. För att stärka styrelsens kontrollfunktion har en månatlig verksamhetsrapport implementerats, där bolagets aktiviteter inom prospektering, utvärdering, utbyggnad och produktion summeras för varje månad och viktiga finansiella och HSE/CR-relaterade frågor redovisas.

Det har under året skett ett antal förändringar inom bolagsledningen och vi har fått se Ashley Heppenstall lämna sin post som vd efter tretton framgångsrika år. Jag vill tacka Ashley för hans engagemang och utomordentliga insatser och jag ser med glädje fram emot att han som styrelseledamot kommer fortsätta att verka för bolagets bästa. Jag vill också önska vår nye vd Alex Schneiter allt gott för framtiden vid rodret för Lundin Petroleum. Som styrelsens ordförande ser jag fram emot att stötta Alex i hans roll samt att arbeta nära honom och den övriga bolagsledningen så att styrelsens arbete också framgent kan löpa smidigt och effektivt till gagn för bolaget och alla intressenter.

Avslutningsvis vill jag uttrycka mitt varma tack till samtliga styrelseledamöter, bolagsledningen och alla våra medarbetare för obestriddlig professionalitet och stark uppslutning kring Lundin Petroleums företagskultur och engagemang för ett ansvarsfullt, transparent och hållbart arbetssätt. Tiderna må vara tuffa, men jag är övertygad om att Lundin Petroleum kommer att rida ut stormen tack vare alla de fantastiska människor som gör bolaget till vad det är. Sist men inte minst vill jag tacka alla våra aktieägare för ert fortsatta förtroende och stöd.

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 2015 en avvikelse från bolagsstyrningskoden, avseende valberedningens sammansättning, vilket framgår av tabellen på sidan 54.



Vi är övertygade om att god bolagsstyrning är en förutsättning för framgångsrik verksamhet och kommer därför att hålla fast vid och tillämpa det robusta ramverk för bolagsstyrning som svarar mot Lundin Petroleums nuvarande verksamhet, vision och strategi

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Viktiga händelser 2015

Grace Reksten Skaugen vald till ny styrelseledamot på årsstämman den 7 maj 2015 – den nuvarande styrelsen består till 37,5 procent av kvinnor.	Alex Schneider utsedd till koncernchef och vd samt Nick Walker utsedd till Chief Operating Officer per den 1 oktober 2015.	E-learningkurs om samhällsansvarsfrågor införda för alla medarbetare världen över.	Mot bakgrund av det fallande oljepriset säkerställt att bolaget har adekvata internkontroller och tillämpar best practice inom bolagsstyrning.
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Vägledande principer för bolagsstyrning

Lundin Petroleum är ett oberoende svenskt olje- och gasprospekterings- och produktionsbolag med fokus på två kärnområden: Norge och Malaysia. Bolaget har därutöver tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Lundin Petroleum har en effektiv koncernstruktur med cirka 30 bolag i åtta jurisdiktioner. Moderbolag i koncernen är det svenska publika aktiebolaget Lundin Petroleum AB (publ). Lundin Petroleum har cirka 600 högt kvalificerade medarbetare inom olje- och gasindustriområdet från 24 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 medarbetare
- 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. Därutöver följer bolaget de principer för bolagsstyrning som återfinns i ett antal interna och externa dokument.

Lundin Petroleum AB (publ) (organisationsnummer 556610-8055) har sitt huvudkontor på Hovslagargatan 5, 111 48 Stockholm, Sverige och styrelsens säte är Stockholm, Sverige.

Bolagets hemsida är www.lundin-petroleum.com.

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. En reviderad version av Bolagsstyrningskoden gäller sedan 1 november 2015 och denna bolagsstyrningsrapport har upprättats i enlighet med principerna däri. 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 2015 samtliga regler i bolagsstyrningskoden utom i ett avseende, gällande sammansättningen av valberedningen, vilket framgår av tabellen på sidan 54. Därutöver inträffade under året inga överträdelser av tillämpliga börsregler, ej heller några avvikelser från god sed på värdepappersmarknaden.

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, rutiner och riktlinjer
- 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 Petroleum's bolagsordning

Lundin Petroleum's bolagsordning utgör grunden för styrningen av bolagets verksamhet. Bolagsordningen 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 Petroleum's hemsida.

Lundin Petroleum's uppförandekod

Lundin Petroleum's uppförandekod innehåller ett antal av styrelsen utformade principer som syftar till att ge övergripande vägledning till anställda, uppdragstagare och partners rörande hur bolaget ska bedriva sin verksamhet på ett ekonomiskt, socialt och miljömässigt ansvarsfullt sätt till gagn för alla intressenter, inklusive aktieägare, anställda, samarbetspartners, myndigheter i värd- och hemländer samt 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 och höga normer för ansvarsfullt företagande. 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 Petroleum's hemsida.

Lundin Petroleum's policies, rutiner och riktlinjer samt ledningssystem

Med uppförandekoden som sitt etiska ramverk, har Lundin Petroleum även utarbetat särskilda policies, rutiner och riktlinjer som anger specifika regler och styrmekanismer. Dessa policies, riktlinjer och rutiner omfattar bland annat den operativa verksamheten; redovisning och finans; hälsa, säkerhet och miljö (HSE); samhällsrelationer; anti-korruption; mänskliga rättigheter; intressentdialog; juridik; informationssystem; försäkring och riskhantering, personal samt företagskommunikation. Dessa policies, riktlinjer och rutiner granskas fortlöpande och modifieras och justeras vid behov.

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 Petroleum's juridiska och etiska skyldigheter, förpliktelser och åtaganden inom HSE-området.

Policies för samhällsansvar (CR) och HSE finns tillgängliga på Lundin Petroleum's hemsida.

Lundin Petroleum's 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's bolagsstyrningsstruktur

Som beskrivs i bolagsordningen är syftet med Lundin Petroleum's 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.

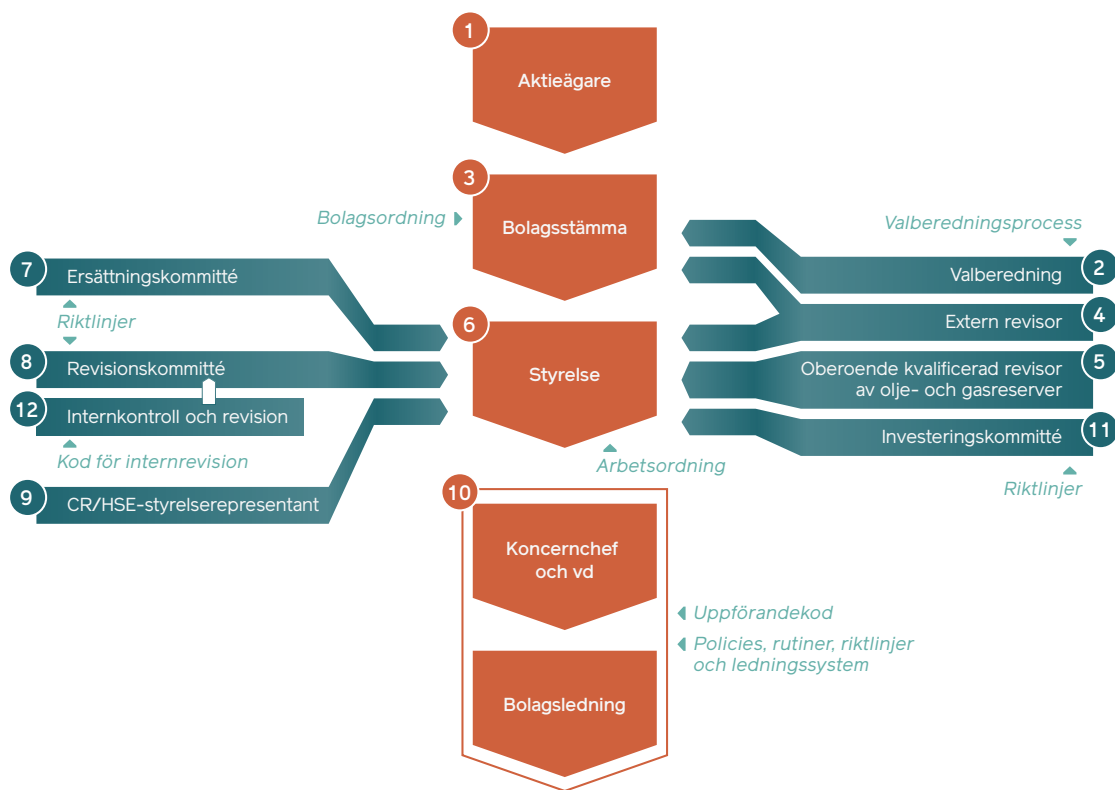
Aktiekapital och aktieägare 1

Lundin Petroleum's aktier är noterade på Large Cap-listan på NASDAQ Stockholm. Det totala antalet aktier är 311 070 330 aktier med ett kvotvärde om 0,01 SEK per aktie (avrundat). Bolaget innehar 2 000 000 egna aktier, motsvarande 0,6 procent av aktiekapitalet, återköpta till ett genomsnittligt pris om 65,16 SEK. Alla aktier har lika rösträtt och ger lika rätt till andel i bolagets tillgångar och resultat. Styrelsen har av tidigare årsstämmor bemyndigats 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. Inga egna aktier köptes eller såldes under 2015.

Lundin Petroleum hade i slutet av 2015 totalt 37 254 aktieägare registrerade vid Euroclear Sweden, vilket innebär en minskning med 8 414 aktieägare jämfört med 2014, dvs. en minskning med cirka 18 procent. De större ägarna i bolaget, som per den 31 december 2015 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 truster, som tillsammans innehade 28 procent av aktierna. Därutöver innehade Landor Participations Inc., ett investmentbolag helägt av en trust vars stiftare är Ian H. Lundin, 3,4 procent av aktierna. Därutöver meddelade Statoil ASA köp av cirka 11,9 procent av bolagets aktier den 14 januari 2016.

Ytterligare information om Lundin Petroleum's aktier och aktieägare under 2015, liksom bolagets utdelningspolicy, finns på sidorna 14–15.

Lundin Petroleum – bolagsstyrningsstruktur



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. Enligt denna process skall styrelsens ordförande bjuda in fyra av bolagets större aktieägare baserat på aktieinnehav per den 1 augusti varje år, 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 årsstämmans ordförande, styrelseordförande och övriga styrelseledamöter, ersättning till styrelseordföranden och övriga styrelseledamöter, inklusive ersättning för kommittéarbete, samt val av och ersättning till revisor. Aktieägare kan skicka valberedningen förslag via epost till nomcom@lundin.ch.

Valberedning inför 2016 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 2015. Namnen på ledamöterna i valberedningen tillkännagavs och publicerades på bolagets hemsida den 20 oktober 2015, 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. Styrelsens ordförande, och tillika ledamot av valberedningen, Ian H. Lundin, kommenterade vid dessa möten bolagets affärsverksamhet och framtidsutsikter, liksom olje- och gasindustrin i allmänhet, i syfte att göra valberedningens ledamöter förtrogna med bolaget och förbereda dem för sina uppgifter och sitt ansvar.

Valberedningens fullständiga rapport, inklusive dess slutgiltiga förslag till årsstämman 2016 publiceras på bolagets hemsida tillsammans med kallelsen till årsstämman.

Valberedning inför 2016 års årsstämma

Ledamot	Utsedd av	Mötes- närvaro	Aktier representerade per den 1 aug 2015	Aktier representerade per den 31 dec 2015	Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Oberoende av bolagets större ägare
Åsa Nisell	Swedbank Robur fonder	3/3	5,8 procent	6,3 procent	Ja	Ja
Ulrika Danielson	Andra AP-fonden	3/3	0,9 procent	0,4 procent	Ja	Ja
Knut Gezelius	SKAGEN Funds	3/3	1,7 procent	1,7 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	31,4 procent	31,4 procent	Ja	Nej ¹
Magnus Unger	Icke-anställd styrelseledamot i Lundin Petroleum samt valberedningens ordförande	3/3	—	—	Ja	Ja
			Totalt 39,8 procent	Totalt 39,8 procent		

Valberedningen har under mandatperioden sammanfattningsvis

Kompletterande förutsättningar

- Behandlat en rapport avseende styrelsens arbete samt resultaten av utvärderingen av styrelsens arbete.
 - Utvärderat styrelseledamöternas oberoende i enlighet med reglerna i bolagsstyrningskoden.
 - Behandlat styrelsens storlek och sammansättning, inklusive könsfördelning, ålder, ursprung, 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 2016 föreslagit Alex Schneider till ny styrelseledamot, i kombination med omval av sittande styrelseledamöter och styrelseordförande, undantaget William A. Rand, som avböjt omval.
 - Behandlat rekommendationen från bolagets revisionskommitté angående val av revisor vid årsstämman 2016.
 - Behandlat frågor rörande styrelsens och revisorns ersättning och förslag till årsstämman 2016.
 - Behandlat förslag angående utseende av en extern oberoende ordförande för 2016 års årsstämma.
 - Behandlat valberedningsprocessen och fastslagit att inga förändringar skulle föreslås.
 - Ledamöter av valberedningen, som inte är styrelseledamöter, sammanträdde med två sittande styrelseledamöter, Cecilia Vieweg och Grace Reksten Skaugen, för att diskutera styrelsens arbete och arbetssätt.
- Valberedningen uppfyller de kriterier för oberoende som fastlagts i bolagsstyrningskoden och ingen från bolagsledningen är ledamot i valberedningen.
 - Magnus Unger valdes återigen enhälligt till ordförande, ett uppdrag han innehaft sedan valberedningen som bildades inför 2006 års årsstämma. Det faktum att han är ordförande i valberedningen och samtidigt styrelseledamot i Lundin Petroleum utgör en avvikelse från regel 2.4 i bolagsstyrningskoden; dock ansågs detta liksom tidigare år berättigat av både bolaget och valberedningen, med tanke på Magnus Ungers erfarenhet och sakkännedom inom området.

¹ För mer information, se tabell på sidorna 66–67.**Årsstämman 2016**

2016 års årsstämma kommer att hållas den 12 maj 2016 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 6 maj 2016 och måste anmäla sitt deltagande till bolaget senast den 6 maj 2016. Ytterligare information om registrering för årsstämman, liksom om röstning genom ombud, återfinns i kallelsen till årsstämman som finns tillgänglig på Lundin Petroleums hemsida.

Bolagsstämman **3**

Bolagsstämman är Lundin Petroleums 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 hemsida. Handlingarna inför årsstämman publiceras på svenska och engelska på bolagets hemsida 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 hemsida senast två veckor efter årsstämman.

Årsstämman 2015

Årsstämman 2015 hölls den 7 maj 2015 på Grand Hôtel i Stockholm. 155 aktieägare, som representerade 49,4 procent av aktiekapitalet, närvarade personligen eller genom ombud vid årsstämman. Närvarande var också styrelseordföranden, samtliga styrelseledamöter, vd, bolagets revisor och majoriteten av ledamöterna i valberedningen för 2015 års årsstämma. Ledamöter i valberedningen för 2015 års årsstämma var Åsa Nisell (Swedbank Robur fonder), Arne Lööv (Fjärde AP-fonden), Pehr-Olof Malmström (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). Mötesförhandlingarna simultantolkades från svenska till engelska respektive från engelska till svenska och allt skriftligt material rörande årsstämman tillhandahölls på både svenska och engelska.

2015 års årsstämma beslutade att:

- Välja advokat Klaes Edhall till årsstämmans ordförande.
- Omvälja Peggy Bruzelius, C. Ashley Heppenstall, Ian H. Lundin, Lukas H. Lundin, William A. Rand, Magnus Unger och Cecilia Vieweg till styrelseledamöter samt välja Grace Reksten Skaugen till ny styrelseledamot. Asbjørn Larsen hade avböjt omval.
- Omvälja Ian H. Lundin till styrelseordförande.
- Bevilja styrelsen och vd ansvarsfrihet för förvaltningen av bolagets angelägenheter under 2014.
- Fastställa bolagets och koncernens resultat- och balansräkningar samt att ingen utdelning utbetalas för räkenskapsåret 2014.

- Omvälja det registrerade revisionsbolaget PricewaterhouseCoopers AB till bolagets revisor fram till årsstämman 2016, med auktoriserade revisorn Johan Rippe utsedd till huvudansvarig revisor.
- Godkänna arvode till styrelseledamöter och revisor.
- Godkänna bolagets ersättningspolicy för bolagsledningen.
- Godkänna LTIP 2015 för ledande befattningshavare och ett antal nyckelpersoner.
- 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, där det högsta antalet aktier som får innehas av bolaget inte vid något tillfälle får överstiga fem procent av samtliga utestående aktier i bolaget.

Ett elektroniskt röstsysteem med röstdosor användes vid omröstning. Protokollet från årsstämman 2015, tillsammans med allt till stämman hörande skriftligt material, finns tillgängliga på svenska och engelska på bolagets hemsida, liksom även vd:s anförande på årsstämman.

Bolagets externa revisorer **4**

Revisor – lagstadgad revision **4**

Lundin Petroleums externa 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 ersättningspolicy. 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 koncerner utöver Sverige sker i enlighet med lokala regler och förordningar.

Vid årsstämman 2015 omvaldes revisionsbolaget PricewaterhouseCoopers AB till bolagets revisor för en period om ett år fram till årsstämman 2016. Huvudansvarig revisor är den auktoriserade revisorn Johan Rippe.

Revisorsarvodena beskrivs i noterna till de finansiella rapporterna, se not 25 på sidan 116 och not 7 på sidan 120. Revisorsarvodet 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 revisionskommitté.

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

Lundin Petroleums oberoende kvalificerade revisor av olje- och gasreserver certifierar varje år bolagets olje- och gasreserver och vissa betingade resurser, dvs. bolagets kärntillgångar, även om dessa tillgångar inte redovisas i bolagets balansräkning. Nuvarande revisor är ERC Equipoise Ltd. För ytterligare information om bolagets reserver och resurser, se avsnittet Produktion, reserver och resurser på sidorna 18–21.

Styrelsen **6**

Lundin Petroleum 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.

Styrelsens sammansättning

Enligt bolagsordningen ska Lundin Petroleum 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 2015 års årsstämma bedömde åtta styrelseledamöter som ett lämpligt antal med beaktande av typen, storleken, komplexiteten och den geografiska omfattningen av bolagets verksamhet. Årsstämman 2015 godkände förslaget och omvalde Peggy Bruzelius, C. Ashley Heppenstall (vid denna tidpunkt bolagets vd), Ian H. Lundin (styrelseordförande), Lukas H. Lundin, William A. Rand, Magnus Unger och Cecilia Vieweg till styrelseledamöter, och valde Grace Reksten Skaugen till ny styrelseledamot, för en period till och med årsstämman 2016. Asbjørn Larsen hade avböjt omval. Inga suppleanter har valts och ingen av styrelsens ledamöter är utsedd av någon arbetstagarorganisation. Därutöver har styrelsen till sitt stöd en bolagssekreterare som inte är styrelseledamot. Utsedd bolagssekreterare är Jeffrey Fountain, Vice President Legal på Lundin Petroleum.

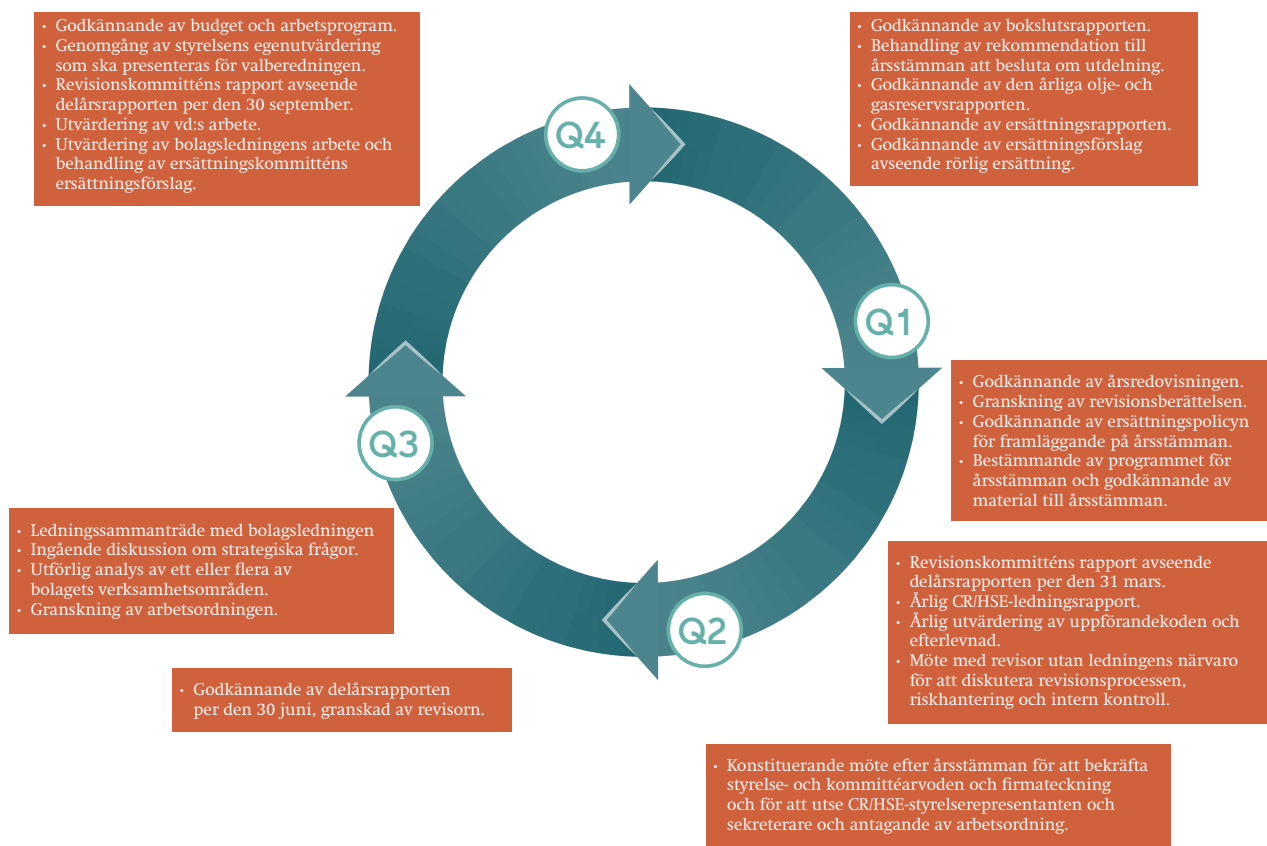
Valberedningen var av den uppfattningen att den till årsstämman 2015 föreslagna och godkända styrelsen är en mångsidigt sammansatt grupp av kunniga och välmeriterade personer som är motiverade och beredda att ta sig an de uppgifter som krävs av styrelsen i det utmanande internationella affärsklimat som idag råder. Styrelseledamöterna har omfattande kunskap och erfarenhet från olje- och gasindustrin i Norge och internationellt, samt i synnerhet gällande Lundin Petroleum kärnverksamhetsområden, finansiella frågor för börsnoterade bolag, svensk praxis, regelefterlevnad och CR/HSE-frågor. Könsfördelning diskuterades särskilt och valberedningen noterade att styrelsen efter valet av Grace Reksten Skaugen till 37,5 procent består av kvinnor, vilket innebär att bolaget uppnått de rekommendationer som utfärdats av Kollegiet för svensk bolagsstyrning att större svenska börsnoterade bolag bör sträva efter att till 2017 ha 35 procent kvinnor i sina bolagsstyrelser.

Valberedningen utvärderade dessutom huruvida var och en av de föreslagna styrelseledamöterna var oberoende och fastställde att den föreslagna styrelsens sammansättning uppfyllde bolagsstyrningskodens krav på oberoende såväl i förhållande till bolaget och bolagsledningen som i förhållande till bolagets större aktieägare. Styrelseledamöternas oberoende beskrivs i tabellen på sidorna 66–67.

I styrelsens främsta uppgifter ingår att:

- Fastställa bolagets övergripande mål och strategi.
- Besluta om anskaffning av kapital.
- Tillsätta, utvärdera och vid behov entlediga vd.
- Fastställa erforderliga riktlinjer för bolagets uppträdande i samhället i syfte att säkerställa dess långsiktigt värdeskapande förmåga.
- Säkerställa att det finns ändamålsenliga system för uppföljning och kontroll av bolagets verksamhet och de risker för bolaget som dess verksamhet är förknippad med.
- Säkerställa att det finns en tillfredsställande kontroll av bolagets efterlevnad av lagar och andra regler som gäller för bolagets verksamhet samt bolagets efterlevnad av interna riktlinjer.
- Säkerställa att bolagets externa kommunikation präglas av öppenhet samt är korrekt, relevant och tillförlitlig
- Säkerställa att bolagets organisation har tillfredsställande system för intern kontroll av redovisning, förvaltning av medel och bolagets finansiella ställning i allmänhet.
- Fortlöpande utvärdera bolagets och koncernens ekonomiska ställning.

Styrelsens årliga arbetscykel



Styrelsemöten och styrelsearbetet

Utöver tillämpliga regler och förordningar, såsom aktiebolagslagen 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 för att säkerställa att styrelsen vederbörligen beaktar alla ansvarsområden och lägger tillräcklig vikt vid strategiska och viktiga frågor. Vid dessa möten ger vd en rapport om bolagets ställning, framtidsutsikter och finansiella situation. Styrelsen erhåller även rapporter och uppdateringar från ledningen om bolagets pågående verksamhet och finansiella ställning samt frågor rörande CR/HSE, försäkringar och 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 från styrelsens CR/HSE-representant i frågor som delegerats till, eller beaktats av, kommittéerna och CR/HSE-representanten. En månatlig verksamhetsrapport skickas också till styrelseledamöterna.

Styrelsemöten och styrelsearbete 2015

Under 2015 hölls nio styrelsemöten inklusive det konstituerande mötet. För att löpande fördjupa styrelsens kunskaper om bolaget och dess verksamhet hålls minst ett styrelsemöte per år på någon av bolagets operativa enheter, och kombineras med besök av verksamheten, hos samarbetspartners och andra affärsintressenter. I september 2015 besökte styrelsen den malaysiska verksamheten och höll i samband med styrelsemötet ett ledningssammanträde med bolagsledningen. Vid detta ledningssammanträde fick styrelsen en presentation av bolagets övergripande strategi och verksamhet liksom en finansiell översikt som underlag för diskussion om bolagets nuvarande och framtida finansieringsbehov. 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. Dessa diskussioner fördes mot bakgrund av det låga oljeprisets inverkan på verksamheten. Ledande befattningshavare deltog även i flera styrelsemöten under året för att presentera och rapportera om specifika frågor.

Styrelsen

**Ian H. Lundin**

Styrelseordförande
sedan 2002
Ledamot sedan 2001
Ledamot i valberedningen
Ledamot i ersättnings-
kommittén

Peggy Bruzelius

Ledamot sedan 2013
Ordförande i
revisionskommittén

C. Ashley Heppenstall

Ledamot sedan 2001

Lukas H. Lundin

Ledamot sedan 2001

Utvärdering av styrelsearbetet

En formell genomgång av styrelsens arbete genomfördes i november 2015, 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 bolagets verksamhet och resultat. Styrelsemötena i anslutning till platsbesök i den operativa verksamheten ansågs särskilt värdefulla, liksom de månatliga verksamhetsrapporter som sammanfattar bolagets aktiviteter och viktiga händelser. Det ytterligare styrelsemötet som nu genomförs som ett möte där styrelseledamöterna är personligen närvarande, som införts efter önskemål i förra årets enkät, har varit uppskattat. Bland de individuella förslagen i enkätsvaren märktes bland annat: inbjudan av en extern talare som presenterar ett utifrån bolagets verksamhet intressant ämne och – såsom även framförts i tidigare års utvärderingsenkäter – att mer tid skulle kunna ägnas åt diskussioner om bolagets övergripande strategi än åt 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 2015 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. Därutöver godkände årsstämman 2015 ett belopp om 1 500 000 SEK för ersättning till styrelseordföranden för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget.

Styrelsen har antagit en 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 66–67 och i noterna till de finansiella rapporterna, se not 23 på sidorna 113–114.



Ytterligare information om styrelseledamöterna finns på sidorna 66–67 och på www.lundin-petroleum.com



William A. Rand

Ledamot sedan 2001
Ledamot i ersättnings-
kommittén och
revisionskommittén



Grace Reksten Skaugen

Ledamot sedan 2015
CR/HSE-styrelserepresentant



Magnus Unger

Ledamot sedan 2001
Ordförande i valberedningen
Ledamot i revisionskommittén



Cecilia Vieweg

Ledamot sedan 2013
Ordförande i ersättnings-
kommittén

Styrelsearbete under året

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

- Behandlat bolagets produktionsresultat, prognoser och framtidsutsikter.
- Övervägt och i detalj diskuterat den betydande utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet, liksom de pågående utbyggnadsprojekten för fälten Edvard Grieg (produktionsstart november 2015), Brynhild (produktionsstart december 2014), Bøyla (produktionsstart januari 2015), Ivar Aasen och Bertam (produktionsstart april 2015) med tillhörande projektrisker, kostnadsöverdrag, förseningar liksom implikationerna av det kraftiga oljeprisfallet för dessa verksamheter.
- Godkänt utbyggnaden av Viper/Kobrafältet offshore Norge.
- Behandlat den beviljade produktionslicensen för Morskayafältet i Laganskyblocket i Ryssland och diskuterat strategi för insatserna framöver.
- Diskuterat bolagets globala prospekteringsaktiviteter och -strategi, inklusive miljöaspekter av verksamheten i södra Barents hav och potentiella nya verksamhetsområden.
- Utvärderat bolagets innehav av olje- och gasreserver och -resurser.
- I detalj behandlat bolagets nuvarande och framtida finansieringsbehov och -strategi, inklusive bolagets hantering av finansiell risk, kassaflöden, finansieringsformer, valutakursförändringar, säkringsstrategi och likviditet, i synnerhet mot bakgrund av det kraftiga oljeprisfallet.
- Godkänt en norsk kreditfacilitet för prospektering om upp till 4,5 miljarder NOK för att säkra ytterligare finansieringskapacitet för den norska verksamheten.
- I detalj diskuterat den globala energisektorns och världsekonomin utveckling och det låga oljepriset och dess inverkan på bolagets verksamhet, liksom den därtill relaterade nedåtgående trenden gällande industrins kostnader och effekten av den ekonomiska situationen på industrins samarbetspartners och marknaden för borrhigar och uppdragstagare, samt åtgärder för kostnadskontroll inom bolaget och säkring av framtida utbyggnadskostnader.
- Beaktat bolagets riskhantering samt försäkringspolicies och -rutiner.
- Utvärderat och diskuterat både CR-frågor och bolagets HSE-arbete och resultat, inklusive bolagets partnerskap med Lundin Foundation och dess projekt, samt tillsättandet av Grace Reksten Skaugen som ny styrelserepresentant för CR/HSE-frågor.
- Övervägt former och strategi för koncernens försäljningen av kolväten, samt godkänt inrättandet av en intern marknadsorganisation för att optimera detta.
- Övervägt och godkänt potentiella avyttringar och förvärv av tillgångar och licenser, inklusive försäljningen av bolagets verksamhet i Indonesien.
- Övervägt och för 2015 års årsstämmas godkännande lagt fram ett förslag till ett prestationsbaserat LTIP 2015, i enlighet med samma principer som det LTIP 2014 som godkänkts av 2014 års årsstämma, inklusive fortsatta diskussioner med intressenter och möten med svenska och utländska investerare, revidering av den relevanta referensgruppen, godkännande av deltagare, allokering av individuella tilldelningar och godkännande av det detaljerade regelverket för planen.
- Har efter avnoteringen av bolagets aktier från Torontobörsen, och det därmed inte längre gällande kravet på rapportering enligt kanadensisk värdepapperslagstiftning, upplöst olje- och gasreservskommittén och tillsammans med bolagsledningen tagit över de delar av dennas uppgifter och ansvar som även fortsatt är relevanta.
- Beaktat frågor gällande förändringar i bolagsledningen, inklusive tillsättandet av Alex Schneider som ny vd och Nick Walker som ny COO per den 1 oktober 2015 och godkänt därtill hörande villkor.
- Diskuterat anbudsförfarande för bolagets externa revisor.

Styrelsekommittéer och styrelsens representant för CR/HSE-frågor

För att maximera styrelsens effektivitet och säkerställa en grundlig genomgång av specifika 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 årsstämans 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 från externa ersättningskonsulter. För mer information om dessa frågor, se avsnittet om ersättning i denna rapport på sidorna 63–65.

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

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 en dialog med bolagsledningen i CR/HSE-relaterade frågor samt att regelbundet rapportera om dessa till styrelsen. Nuvarande styrelserepresentant i CR/HSE-frågor är Grace Reksten Skaugen. För information om bolagets CR/HSE-aktiviteter, se avsnittet om Transformerings under ansvar på sidorna 38–49.

Bolagsledning **10** Ledningsstruktur

Bolagets tidigare koncernchef och vd, C. Ashley Heppenstall, lämnade den 1 oktober 2015 sitt uppdrag efter 13 år och efterträddes av Alex Schneider, Executive Vice President och Chief Operating Officer (COO) sedan bolagets grundande 2001. Nick Walker utsågs samtidigt till ny COO för bolaget.

Vd är ansvarig för den löpande verksamheten i Lundin Petroleum och utses av och rapporterar till styrelsen. 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 långsiktig 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:
 - COO, Nick Walker, som ansvarar för Lundin Petroleums prospektering, utbyggnad och produktion världen över;
 - Chief Financial Officer (CFO), Mike Nicholson, som ansvarar för finansiell rapportering, internrevision, riskhantering, skatte- och finansieringsfrågor samt ekonomi; och
- 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; 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; samt Vice President Corporate Finance, Christophe Nerguararian, som är ansvarig för att hantera bolagets finansiering och kommersiella frågor.
- Dotterbolags-/områdescheferna som ansvarar för de operativa enheternas dagliga verksamhet.

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

Revisionskommitté 2015

Ledamöter	Mötes-närvaro	Revisionskommittén har under året	Kompletterande förutsättningar
Peggy Bruzelius, Ordförande ¹	6/6	<ul style="list-style-type: none"> – Bedömt fullständigheten och riktigheten av bokslutsrapporten 2014 och delårsrapporten per den 30 juni 2015 samt rekommenderat dem för styrelsens godkännande. – Har å styrelsens vägnar bedömt och godkänt delårsrapporterna per den 31 mars och 30 september 2015. – Utvärderat redovisningsfrågor i samband med bedömning av de finansiella rapporterna. – Följt upp och utvärderat resultatet av koncernens internrevision och riskhantering. – Haft tre möten, utan bolagsledningens närvaro, 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. – Utfört och beaktat resultatet av ett anbudsförfarande för att utvärdera huruvida kommittén borde föreslå byte av extern revisor samt rekommenderat valberedningen att vid 2016 års årsstämma föreslå omval av nuvarande revisor. 	<ul style="list-style-type: none"> – Revisionskommitténs sammansättning uppfyller aktiebolagens och bolagsstyrningskodens krav på oberoende. – Alla ledamöter av revisionskommittén har betydande erfarenhet av finansiella, redovisnings- och revisionsfrågor. William A. Rand var ordförande i revisionskommittén från att den bildades 2002 till maj 2015, då Peggy Bruzelius tog över. Peggy Bruzelius innehar, och har tidigare innehaft, ledande befattningar inom finansiella institutioner och bolag och har även varit ordförande i revisionskommittén för andra bolag. Magnus Unger har tidigare varit ledamot av bolagets revisionskommitté och har omfattande kunskap och insikt i finansiella frågor
William A. Rand ¹	6/6		
Asbjørn Larsen ²	3/3		
Magnus Unger ²	3/3		

Ersättningskommitté 2015

Ledamöter	Mötes-närvaro	Ersättningskommittén har under året	Kompletterande förutsättningar
Cecilia Vieweg, Ordförande	3/3	<ul style="list-style-type: none"> – Granskat och förstärkt bolagets prestationsledningsprocess (Performance Management Process). – Granskat vd:s och övriga ledande befattningshavares prestationer i enlighet med bolagets prestationsledningsprocess. – Upprättat en rapport avseende styrelsens utvärdering av ersättningar under 2014. – Löpande följt upp och utvärderat ersättningsstrukturer, -nivåer och -program samt bolagets ersättningspolicy. – Upprättat förslag till ersättningspolicy för 2015 för styrelsens och årsstämmans godkännande. – Haft samråd med bolagets intressenter, inklusive institutionella investerare, angående det föreslagna LTIP 2015. – Tagit fram ett förslag till LTIP 2015 för godkännande av styrelsen och årsstämman. – 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 bolagsledningen och lagt fram för styrelsens godkännande. – Granskat och godkänt vd:s förslag avseende principerna för ersättning av andra anställda. – Granskat och godkänt vd:s förslag avseende 2015 års LTIP tilldelningar. – Utfört en jämförelsestudie avseende ersättningar. 	<ul style="list-style-type: none"> – Ersättningskommitténs sammansättning uppfyller bolagsstyrningskodens krav på oberoende.
William A. Rand	3/3		
Magnus Unger ³	2/2		
Ian H. Lundin ³	1/1		

1 William A. Rand var ordförande i revisionskommittén fram till 7 maj 2015 och Peggy Bruzelius är ordförande i revisionskommittén från och med 7 maj 2015.

2 Asbjørn Larsen var ledamot av revisionskommittén fram till 7 maj 2015 och Magnus Unger är ledamot av revisionskommittén från och med 7 maj 2015.

3 Magnus Unger var ledamot av ersättningskommittén fram till 7 maj 2015 och Ian H. Lundin är ledamot av ersättningskommittén från och med 7 maj 2015.

Bolagsledningen



Alex Schneider

Koncernchef och vd

Mike Nicholson

Chief Financial Officer

Nick Walker

Chief Operating Officer

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, rutiner och riktlinjer på ett professionellt, effektivt och ansvarsfullt sätt. Regelbundna ledningsmöten hålls för att diskutera alla kommersiella, tekniska, CR/HSE, finansiella, juridiska och andra frågor inom koncernen 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-sammanträde som hålls i samband med ett styrelsemöte på någon av bolagets operativa enheter.

Investeringskommitté **11**

Bolagets investeringskommitté, som består av vd, CFO och COO, bistår 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.

Viktiga frågor som bolagsledningen behandlat under 2015

- Lundin Petroleums organiska tillväxtstrategi.
- Det låga oljepriset och dess effekt på nuvarande verksamhet och framtida projekt.
- Ledning av pågående utbyggnadsprojekt och produktions-verksamhet.
- Möjligheter till extern finansiering liksom lämpliga avyttringar av tillgångar i syfte att optimera koncernens tillgångsportfölj.
- Åtgärder för intern kostnadskontroll.
- Aktiv bevakning av kostnadsminskningar inom oljeindustrin och säkerställande av att koncernen drar fördel av dessa.
- Initiativ till intressentdialog.
- Implementering av e-learningkurs om samhällsansvarsfrågor inom hela koncernen och noggrann resultatuppföljning på HSE-området inom koncernens utbyggnadsprojekt.
- Granskning av koncernens försäkrings- och riskhanteringspolicies.



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



Christine Batruch
Vice President Corporate
Responsibility



Jeffrey Fountain
Vice President Legal



Christophe Nerguararian
Vice President Corporate
Finance



Teitur Poulsen
Vice President Corporate
Planning and Investor
Relations

Ersättningar

Koncernens ersättningsprinciper

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

För att säkerställa att koncernens ersättningspaket fortsätter att vara konkurrenskraftiga och marknadsmässiga gör ersättningskommittén årliga jämförelsestudier. 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 långsiktiga 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 2015

Årsstämman 2015 beslutade att godkänna ett nytt långsiktigt, prestationsbaserat incitamentsprogram LTIP 2015, som följer samma principer som det tidigare godkända 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 2015 och avslutas den 1 juli 2018. Prestationsvillkoret baseras på aktiekursens tillväxt och lämnad utdelning (Total Shareholder Return) avseende Lundin Petroleumaktien jämfört med Total Shareholder Return för en grupp referensbolag.

Alex Schneiter, koncernchef och vd

Alex Schneiter är född 1962 och har en examen i geologi samt en masterexamen i geofysik från Genèves universitet. Han har arbetat med börsnoterade bolag kopplade till familjen Lundin sedan 1993 och har varit Executive Vice President och Chief Operating Officer för Lundin Petroleum sedan bolaget bildades år 2001 fram till utnämningen som koncernchef och vd den 1 oktober 2015. Han innehar 223 133 aktier i bolaget per den 31 december 2015.

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 bruttogrundlön för 2015. Det totala antalet LTIP Awards tilldelade enligt LTIP 2015 för år 2015 var 705 406.

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 2015, eller utöva några aktieägarrättigheter avseende LTIP Awards under prestationsperioden.

LTIP Awards berättigar deltagare att förvärva redan existerande aktier i Lundin Petroleum. Tilldelade aktier enligt LTIP 2015 är föremål för vissa överlåtelseinskränkningar i syfte att säkerställa 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 bruttogrundlön, 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 2015 gjorde ersättningskommittén för styrelsens räkning en genomgång av bolagsledningens och vd:s arbete och resultat. 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 bolagsledningen. Som en del av denna utvärderingsprocess verifierar bolagets externa revisor också varje år att ersättningspolicy har tillämpats korrekt. Båda rapporterna är tillgängliga på Lundin Petroleums hemsida.

Tillåtna avvikelser från 2015 års ersättningspolicy

Styrelsen enades om att godkänna tillåtna avvikelser från 2015 års ersättningspolicy avseende konsultarvode till styrelseledamöter, för arbete som utförs eller kommer att utföras utanför styrelsearbetet. 2015 års ersättningspolicy hänvisade enbart till ersättningar till bolagsledningen och nämnde inte konsultarvode till styrelseledamöter. Mer information om dessa tillåtna avvikelser finns i not 23 på sidorna 113 – 114.

Styrelsens förslag till 2016 års årsstämma för ersättning till bolagsledningen

För information om styrelsens förslag till 2016 års årsstämma för ersättningar till bolagsledningen, inklusive ett LTIP liknande det som godkändes av 2014 och 2015 års årsstämmor, se Förvaltningsberättelsen, sidan 84.

ERSÄTTNINGSPOLICY FÖR BOLAGSLEDNINGEN GODKÄND AV ÅRSSTÄMMAN 2015

Policyens 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. Under 2015 kommer bolagsledningen att bestå av 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 inrättat 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.

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 anknuten 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 (om sådan utgår). 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 2015 beräknas variera mellan ingen utbetalning vid miniminivån och 25,7 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 2015 års föreslagna LTIP för bolagsledningen, som följer samma principer som det LTIP som godkändes av årsstämman 2014, finns tillgänglig som en del av handlingarna inför årsstämman på www.lundin-petroleum.com.

Kostnaden för 2015 års föreslagna LTIP vid tilldelning beräknas variera mellan ingen utbetalning vid miniminivån och 65,5 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 33 i bolagets årsredovisning (för 2014).

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.

Styrelsen

Namn	Ian H. Lundin	Peggy Bruzelius	C. Ashley Heppenstall	Lukas H. Lundin
Funktion	Styrelseordförande (sedan 2002)	Ledamot	Ledamot	Ledamot
Vald	2001	2013	2001	2001
Född	1960	1949	1962	1958
Utbildning	Bachelor of Science, petroleumingenjör, från University of Tulsa.	Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.	Bachelor of Science, matematik, från University of Durham.	Examen från New Mexico Institute of Mining, Technology and Engineering.
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 börsnoterade 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 och var vd för Lundin Petroleum under 2002–september 2015.	Lukas H. Lundin har haft ett flertal nyckelpositioner i bolag där familjen Lundin är storägare.
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., Africa Energy Corp., Lundin Gold Inc. och Gateway Storage Company Limited.	Styrelseordförande i Lundin Mining Corp., Lucara Diamond Corp., NGEx Resources Inc., Lundin Gold Inc. och Lundin Foundation, arbetande ordförande i Denison Mines Corp. och ledamot i Bukowski Auktioner AB.
Aktier i Lundin Petroleum (per den 31 december 2015)	0 ¹	8 000	1 391 283	788 331 ⁵
Deltagande i styrelsemöten	9/9	9/9	9/9	9/9
Deltagande i revisionskommitténs möten	–	6/6	–	–
Deltagande i ersättningskommitténs möten	1/1 ²	–	–	–
Arvode för styrelse- och kommittéarbete	1 100 000 SEK	625 000 SEK	83 333 SEK	500 000 SEK
Ersättning för särskilda uppdrag utanför styrelseuppdraget ³	1 500 000 SEK	0	0	0
Oberoende av bolaget och bolagsledningen	Ja ³	Ja	Nej ⁴	Ja
Oberoende av bolagets större aktieägare	Nej ¹	Ja	Nej ⁴	Nej ⁵

1 Ian H. Lundin är stiftare av en trust som äger Landor Participations Inc., ett investmentbolag som innehar 10 638 956 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 är ledamot av ersättningskommittén från och med 7 maj 2015.

3 Ian H. Lundin och Magnus Unger har blivit engagerade av bolagsledningen för uppdrag mot ersättning som faller utanför det sedvanliga styrelsearbetet. Enligt valberedningens och bolagets mening är de trots dessa åtaganden oberoende av bolaget och bolagsledningen.

4 C. Ashley Heppenstall är enligt valberedningens och bolagets mening inte att anse som oberoende av bolaget och bolagsledningen eftersom han var koncernchef och vd för Lundin Petroleum fram till september 2015, 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.

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

William A. Rand	Grace Reksten Skaugen	Magnus Unger	Cecilia Vieweg
Ledamot	Ledamot, styrelsens representant i CR/HSE-frågor	Ledamot	Ledamot
2001	2015	2001	2013
1942	1953	1942	1955
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 BI Norwegian School of Management, Bachelor of Science i fysik och en doktorsgrad i laserfysik från Imperial College of Science and Technology vid University of London.	Civilekonomexamen från Handelshögskolan i Stockholm.	Juris kandidatexamen från Lunds universitet.
William A. Rand praktiserade juridik i Kanada fram till 1992 varefter han var med och bildade ett investmentbolag och fortsatte inom det privata näringslivet.	Grace Reksten Skaugen har varit direktör för Corporate Finance vid SEB Enskilda Securities i Oslo och har arbetat i flera roller inom private equity och venture capital i Oslo och London. Hon är för närvarande ledamot i HSBC:s European Senior Advisory Council och norsk landsrådgivare för Proventus AB.	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.
Ledamot i Lundin Mining Corp., Denison Mines Corp., New West Energy Services Inc. och NGEx Resources Inc.	Styrelseordförande i NAXS Nordic Access Buyout A/S, vice styrelseordförande i Orkla ASA och styrelseledamot i Investor AB, grundare av och ordförande i det norska Institutet för Styrelseledamöter och ledamot i rådet för International Institute of Strategic Studies i London.	–	Ledamot i Teknikföretagen och Aktiemarknadsnämnden.
117 441	–	250 000	3 500
9/9	4/5 ⁷	9/9	9/9
6/6	–	3/3 ⁸	–
3/3	–	2/2 ⁸	3/3
725 000 SEK	250 000 SEK	600 000 SEK	650 000 SEK
0	0	150 000 SEK	0
Ja	Ja	Ja ³	Ja
Nej ⁶	Ja	Ja	Ja

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

7 Grace Reksten Skaugen är styrelseledamot från och med 7 maj 2015.

8 Magnus Unger var ledamot av ersättningskommittén fram till 7 maj 2015 och är ledamot av revisionskommittén från och med 7 maj 2015.

9 Ersättningarna som betalades under 2015 är hänförliga till arbete som utförts utanför styrelseuppdraget. Se vidare not 23 på sidorna 113 – 114 angående en tillåten avvikelse som godkändes av styrelsen i förhållande till detta.

Asbjørn Larsen avböjde omval vid årsstämman som hölls den 7 maj 2015. Han deltog i alla de fyra styrelsemöten och tre revisionskommittémöten som hölls under perioden från den 1 januari till den 7 maj 2015. Mer information om Asbjørn Larsen finns i bolagets årsredovisning för 2014 och information om utbetald ersättning till honom finns under not 23 på sidorna 113 – 114.

Internkontroll och revision

Målet för internkontroll av den finansiella rapporteringen är att kunna tillhandahålla tillförlitlig och relevant information i enlighet med gällande lagar och förordningar

Inledning

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

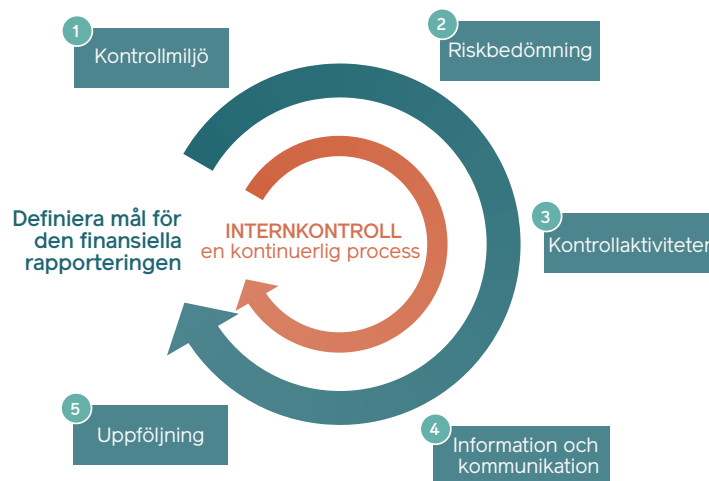
System för internkontroll av finansiell rapportering

Ett system för intern kontroll av finansiell rapportering 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.

Lundin Petroleums system för internkontroll av den finansiella rapporteringen är uppbyggt kring de fem huvudmål som beskrivs nedan och i avsnittet om riskhantering på sidorna 34–37. Huvudmålen baseras på de vägledande principer för internkontroll som lagts fram av Committee of Sponsoring Organisation (COSO). Internkontroll av den finansiella rapporteringen innebär en kontinuerlig utvärdering av bolagets risker och kontrollaktiviteter. Utvärderingsarbetet är en fortlöpande process som involverar såväl interna som externa jämförelser.

Revision av joint operations

Olje- och gasindustrin bygger på att företag delar kostnader och risker genom att gå samman i s.k. joint operations. En joint operations partner utses till operatör med ansvar för att å samtliga partners vägnar svara för den operativa verksamheten, inklusive bokföringen. Joint operations partners har rätt att revidera bokföringen för att säkerställa att redovisningsrutiner följs och att kostnader redovisas i enlighet med joint operations avtalet.



Kontrollmiljö 1

Lundin Petroleums kontrollmiljö, som inbegriper styrelsens engagemang och tydliga etiska signaler, påverkar bolagets styrprocesser, medarbetarnas medvetenhet om verksamhetens risker och vikten av kontrollsystem. Styrelsen har ansvar för att säkerställa att bolaget har ett tillfredställande system för internkontroll. Revisionskommittén bistår styrelsen i att säkerställa att bolaget har formaliserade rutiner som stödjer principer för finansiell rapportering och internkontroll, samt att bolagets finansiella rapporter upprättas i enlighet med gällande lagar, redovisningsstandarder och andra krav på publika bolag.

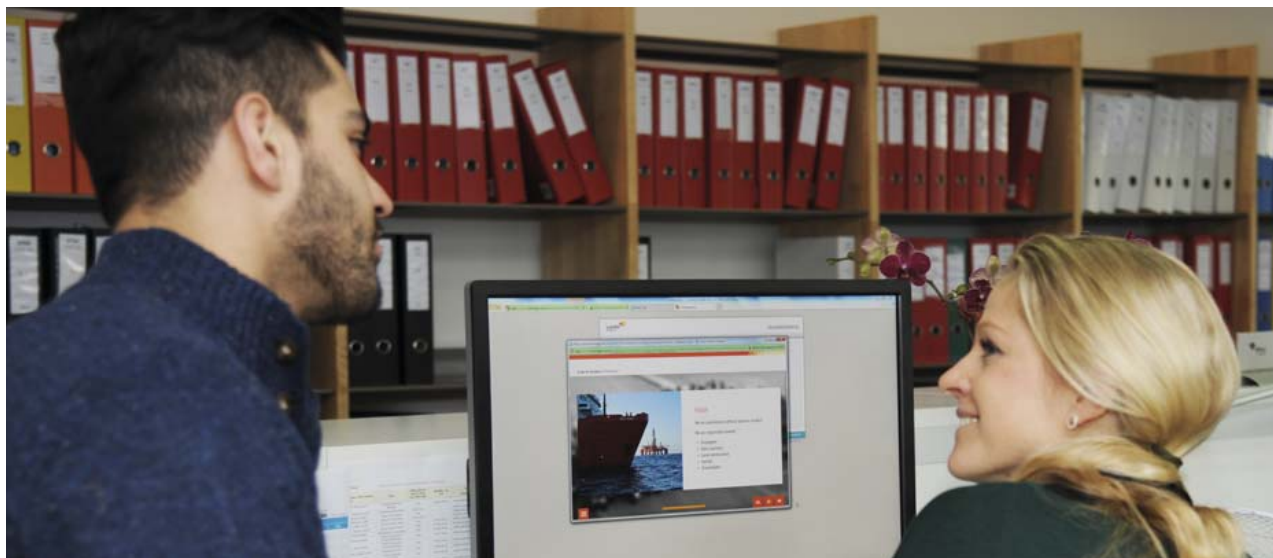
Genom att formulera målen för bolaget ger styrelsen bolagsledningen förutsättningar att lägga upp strategi och resultatmål för bolaget. Internkontrollprocesserna är strukturerade därefter för att identifiera risker som kan uppstå i samband med den finansiella rapporteringen, efterlevnaden av lagar och förordningar och den operativa verksamheten.

Riskbedömning 2

Efter det att risker identifierats och utvärderats implementeras kontrollaktiviteter i syfte att minimera riskerna i den finansiella rapporteringsprocessen. Slutsatserna av riskbedömningen rapporteras till koncernens Risk Manager, bolagsledningen och till styrelsen genom revisionskommittén. Identifierade riskområden minskas genom affärsprocesser som integrerar riskhantering, policies och rutiner, liksom fördelning av ansvar och befogenheter.

Kontrollaktiviteter 3

Bolagsledningen lägger fram sina rekommendationer till styrelsen, som därefter i sina direktiv säkerställer att det tas fram program för urval och utveckling av kontrollaktiviteter som bidrar till att minska risker till acceptabla nivåer. Investeringskommittén övervakar koncernens investeringsbeslut genom den årliga budgetprocessen, och genom att granska budgettillägg som begärs under året och ger vid behov rekommendationer till styrelsen. Ekonomiafdelningen på respektive



dotterbolag är ansvarig för regelbunden analys av de finansiella resultaten och för att rapportera slutsatserna till ekonomiavdelningen på koncernnivå. Bolaget väljer också ut och utvecklar generella kontrollaktiviteter med stöd av förbättrade informationssystem och modellen som kallas "tre försvarslinjer".

Information och kommunikation **4**

Bolaget kommunicerar finansiell information internt, inklusive de mål och den ansvarsfördelning för internkontroll som krävs för att internkontrollen ska kunna fungera. Att förse alla nivåer inom koncernen med relevant information i rätt tid och på ett komplett och korrekt sätt är en viktig del av ramverket för internkontroll. Interna policies och rutiner för finansiell rapportering, såsom koncernens befogenhetspolicy, manual för redovisningsprinciper och finans- och redovisningsmanual, uppdateras och kommuniceras regelbundet av bolagsledningen till alla berörda anställda, samt finns tillgängliga genom bolagets interna nätverk.

Uppföljning **5**

Styrelsens åtgärder för att följa upp att internkontrollen av den finansiella rapporteringen och rapporteringen till styrelsen fungerar på ett tillförlitligt sätt innefattar bland annat, att säkerställa att relevanta interna policies och rutiner finns på plats och efterlevs, att regelbundna möten hålls med bolagsledningen för att följa upp bolagets aktiviteter och finansiella ställning, att interna och externa revisioner genomförs och följs upp, att rapportering om bolagets verksamhet sker löpande till styrelsen, att den finansiella rapporteringen genomförs i rätt tid och i enlighet med tillämpliga lagar och förordningar och ger en rättvisande bild av bolagets finansiella ställning. Dessa åtgärder implementeras och följs upp löpande under ledning av revisionskommittén, med stöd av ledande befattningshavare på alla nivåer i bolaget, inklusive bolagets CFO. Internrevisionen och bolagets ekonomiavdelning övervakar efterlevnaden av interna policies, rutiner och andra policydokument. Revisionskommittén följer upp att internrevisionen, internkontrollen och den finansiella rapporteringen sker på ett effektivt sätt samt granskar alla del- och helårsrapporter och rapporterar om detta löpande till styrelsen.

Tre försvarslinjer

- 1. Första försvarslinjen – lokal verksamhet**
Denna utgörs av lokal personal och ledning som äger och hanterar risk och kontroll genom adekvat design av internkontrollprocesser för att säkerställa att processer följs och för att hantera oväntade händelser. Samtliga bolagets medarbetare hålls ansvariga för att följa bolagets policies och rutiner inom det egna kontroll- och riskhanteringsområdet.
- 2. Andra försvarslinjen – bolagsledningen**
Denna utgörs av bolagets tillsynsfunktioner, vilka inkluderar bland annat finansiell kontroll, riskhantering och IT-säkerhet. Bolagets policies, riktlinjer och rutiner utgör ett ramverk för att bidra med värde till verksamheten när det gäller risk och efterlevnad av lagar och regler.
- 3. Tredje försvarslinjen – intern revision**
Denna utgörs av internrevisionen och ger styrelsen och bolagsledningen garantier vad gäller koncernens interna kontroll, riskhantering och efterlevnad av lagar och regler.

Internrevision **12**

Som ett led i ett kontinuerligt förbättringsarbete utför Lundin Petroleum internrevision en oberoende och objektiv utvärdering av kontrollmiljön. Internrevisionen bedömer kontrollsystemens lämplighet och effektivitet samt huruvida de hanteras, underhålls, efterlevs och fungerar på ett effektivt sätt. Koncernens Group Internal Audit Manager har en direkt rapporteringslinje till revisionskommittén.

Internrevisionen genomför regelbundna revisioner i enlighet med den riskbaserade interna revisionsplanen som två gånger per år godkänns av revisionskommittén. Dessutom koordinerar och följer internrevisionen upp de revisioner av joint operations som utförs av Lundin Petroleum.

Ytterligare en viktig uppgift för internrevisionen är att följa upp resultaten från tidigare års internrevisioner och riskbedömningar för att säkerställa att lämpliga korrigerande åtgärder vidtagits.

Stockholm, 7 april 2016

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 2015 på sidorna 50–69 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 2016

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiella rapporter



CFO översikt	72	- Not 17 – Finansiella instrument	107
Förvaltningsberättelse	73	- Not 18 – Finansiella risker, känslighetsanalys och derivatinstrument	109
Koncernens resultaträkning	85	- Not 19 – Ställda panter	112
Koncernens rapport över totalresultat	86	- Not 20 – Ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	112
Koncernens balansräkning	87	- Not 21 – Transaktioner med närstående	112
Koncernens kassaflödesanalys	88	- Not 22 – Genomsnittligt antal anställda	113
Förändringar i koncernens egna kapital	89	- Not 23 – Ersättning till styrelse, bolagsledning och andra anställda	113
Redovisningsprinciper	90	- Not 24 – Långsiktiga incitamentsprogram	115
Noter till koncernens finansiella rapporter	96	- Not 25 – Ersättning till koncernens revisorer	116
- Not 1 – Intäkter	96	- Not 26 – Händelser efter balansdagens utgång	116
- Not 2 – Produktionskostnader	96	Moderbolagets årsredovisning	117
- Not 3 – Segmentinformation	96	Moderbolagets resultaträkning	117
- Not 4 – Finansiella intäkter	98	Moderbolagets rapport över totalresultat	117
- Not 5 – Finansiella kostnader	99	Moderbolagets balansräkning	118
- Not 6 – Inkomstskatt	99	Moderbolagets kassaflödesanalys	119
- Not 7 – Olje- och gastillgångar	101	Förändringar i moderbolagets egna kapital	119
- Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar	103	Noter till moderbolagets finansiella rapporter	120
- Not 9 – Finansiella tillgångar	103	- Not 1 – Finansiella intäkter	120
- Not 9.1 – Övriga aktier och andelar	103	- Not 2 – Finansiella kostnader	120
- Not 9.2 – Övriga finansiella tillgångar	104	- Not 3 – Inkomstskatt	120
- Not 10 – Lager	104	- Not 4 – Övriga fordringar	120
- Not 11 – Kundfordringar och andra fordringar	104	- Not 5 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	120
- Not 12 – Likvida medel	104	- Not 6 – Ställda säkerheter, ansvarsförbindelser och eventualtillgångar	120
- Not 13 – Eget kapital	105	- Not 7 – Ersättningar till revisor	120
- Not 13.1 – Aktiekapital	105	- Not 8 – Aktier i dotterbolag	121
- Not 13.2 – Övriga reserver	105	Styrelsens försäkring	122
- Not 13.3 – Resultat per aktie	105	Revisionsberättelse	123
- Not 14 – Finansiella skulder	105		
- Not 15 – Avsättningar	106		
- Not 16 – Leverantörsskulder och andra skulder	106		

Väl positionerade som en av de starkaste bolagen i branschen



“ Med denna kombination av ökande produktion, sjunkande utvinningskostnader och låga kassaflödespåverkande skatter är vi som bolag väl positionerat att generera starkt kassaflöde från våra tillgångar även vid mycket låga oljepriser

Mike Nicholson
Chief Financial Officer

I dagens tuffa klimat för oljeindustrin, som domineras av en utdragen period av låga oljepriser, har det blivit viktigare än någonsin för olje- och gasföretag att kunna visa att de har både de tillgångar och den balansräkning som krävs för att rida ut stormen. Lundin Petroleum står väl rustat att leverera på båda dessa punkter.

Den första grundpelaren för Lundin Petroleums långsiktiga finansiella styrka är kassaflödet som genereras från våra tillgångar. Med fyra projekt slutförda och satta i produktion på mindre än tolv månader blev 2015 det år när vi lade grunden för en transformerande tillväxt, både vad gäller produktion och kassaflöde. Faktum är att vår produktion ökade med 36 procent jämfört med 2014 och när vi nu går in i 2016 förväntas vår produktionsnivå att fördubblas jämfört med nivåerna 2015.

Samtidigt som produktionen ökar avsevärt förväntas våra utvinningskostnader att minska till under 10 USD per fat. Med betydande investeringar i våra tillväxtprojekt i Norge har vi dessutom ackumulerat 2 miljarder USD i skattekrediter (s.k. tax pools). Detta innebär att vi inte förväntar oss att betala någon kassaflödespåverkande skatt i Norge förrän i slutet på decenniet när Johan Sverdrup startar produktion, under förutsättning att oljepriset stannar på en nivå under 60 USD per fat.

Med denna kombination av ökande produktion, sjunkande utvinningskostnader och låga kassaflödespåverkande skatter är bolaget väl positionerat att generera starkt kassaflöde från våra tillgångar även vid mycket låga oljepriser.

Bolaget har dessutom fortsatt god tillgång till likviditet. Vår reservbaserade kreditfacilitet har varit och kommer att förbli den andra grundpelaren i vår långsiktiga finansiella styrka. Vi var mycket nöjda med att i början av 2016 kunna säkra en återfinansiering av denna facilitet med ett initialt tillgängligt belopp om 4,3 miljarder USD från 23 internationella banker. Vi kunde dessutom inkludera en option om ytterligare åtaganden på upp till 700 miljoner USD från nuvarande och nya banker inom faciliteten. I mars 2016 säkrade vi ytterligare 135 miljoner USD under den reservbaserade kreditfaciliteten och ingick även en kortfristig revolverande kreditfacilitet om 300 miljoner USD.

Under 2015 utnyttjade bolaget även möjligheten att initiera en tvåårig kreditfacilitet för prospektering, säkrad mot den skatteåterbäring som bolaget erhåller för prospekteringsaktiviteter i Norge. Detta ger oss för närvarande ytterligare tillgänglig likviditet om cirka 250 miljoner USD.

När vi därför beaktar det starka kassaflödet från våra tillgångar, tillgänglig likviditet från våra kreditfaciliteter samt de alternativ vi har att öka likviditeten från befintlig och ny finansiering, kan vi konstatera att Lundin Petroleum förblir fast positionerat som ett av de starkaste bolagen i branschen, med förmåga att fortsätta finansiera tillväxtprojekt, komma ur denna konjunkturcykel starkare än någonsin och skapa långsiktigt, hållbart värde för alla våra intressenter.

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

Koncernen bedriver inte forskning och utveckling i någon väsentlig omfattning. Koncernen har filialer i några av verksamhetsländerna. Moderbolaget har inga utländska filialer.

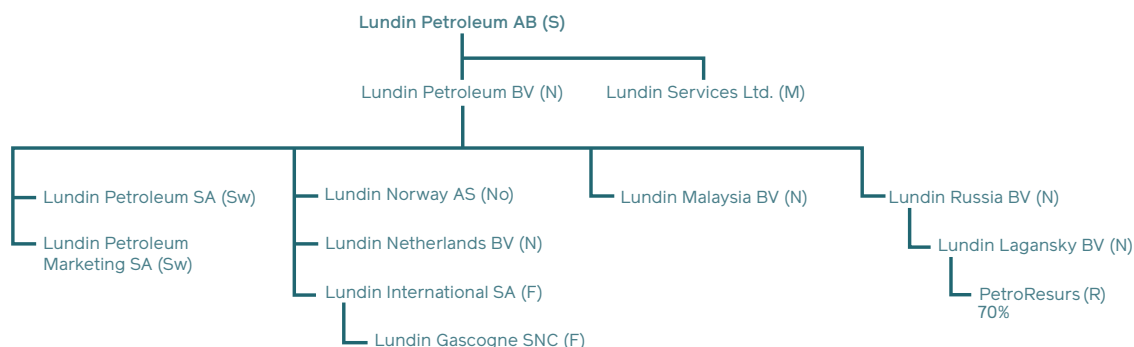
Koncernförändringar

Inga större förändringar har skett inom koncernen under räkenskapsåret 2015.

Verksamheten

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två kärnområden, Norge och Malaysia, och har tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleum's verksamhet med en produktion för räkenskapsåret 2015 som stod för 64 procent av den totala produktionen och med 95 procent av Lundin Petroleum's totala reserver.

Koncernens organisationsschema per den 31 december 2015



Land

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

Not: Koncernens organisationsschema visar endast betydande dotterbolag och inkluderar inte innehav av dotterbolag i Indonesien. Se moderbolagets finansiella rapporter not 8 för fullständiga namn och samtliga dotterbolag.

Reserver och resurser

Lundin Petroleum har bevisade och sannolika reserver om 685 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) per den 31 december 2015, som certifierats av en oberoende tredje part. Lundin Petroleum har också ett antal upptäckta olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser uppgår enligt bästa estimat till 386 MMboe, netto per den 31 december 2015.

Produktion

Produktionen för året uppgick till 32,3 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 23,8 Mboepd för samma period 2014) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	2015	2014
Olja		
Norge	18,6	15,0
Frankrike	2,7	2,9
Malaysia	5,5	—
Summa produktion olja	26,8	17,9
Gas		
Norge	2,1	2,6
Nederländerna	1,8	1,9
Indonesien	1,6	1,4
Summa produktion gas	5,5	5,9
Summa produktion		
Kvantitet i Mboe	11 790,3	8 688,8
Kvantitet i Mboepd	32,3	23,8

Not: Jämförelsetalen har räknats om till följd av försäljningen av de ryska onshore tillgångarna under 2014.

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	2015	2014
Alvheim	15%	7,8	9,6
Volund	35%	4,9	7,4
Bøyla	15%	2,1	—
Brynhild	90%	4,2	0,1
Edvard Grieg	50%	1,4	—
Gaupe	40%	0,3	0,5
Kvantitet i Mboepd		20,7	17,6

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Produktion från Edvard Griegfältet startade den 28 november 2015 med en genomsnittlig produktion för året om 1 400 fat oljeekvivalenter per dag (boepd). Produktion från fältet startades initialt från en borrhning, och produktion från den andra och tredje borrhningen startade i december 2015 respektive i januari 2016. Produktionsresultaten från de tre första borrhningarna har varit över förväntan med en produktionskapacitet som överstigit 90 000 boepd, brutto. Anläggningens driftstid har också varit utmärkt hittills, med ett genomsnitt över 95 procent. Enligt planen för reservoarens hantering kommer trots det produktionsnivåerna under 2016 att hållas lägre än borrhningarnas produktionspotential, tills att tillräckligt många vatteninjiceringsborrningar är på plats för att utjämna

produktionsnivåerna med tillgänglig injicering. Under 2016 förväntas dessutom den genomsnittliga driftstiden bli lägre jämfört med vad som hittills uppnåtts, eftersom vissa driftsstopp förväntas i samband med återstående driftsättningsarbete och anslutning av Ivar Aasenfältet under det fjärde kvartalet 2016. De två nästkommande utbyggnadsborrningarna genomförs som vatteninjiceringsborrningar och den fjärde produktionsborrningen förväntas sättas i produktion under andra halvåret 2016, då fältet beräknas nå platåproduktion om 100 000 boepd, brutto.

Produktionen från Alvheimfältet var under året något lägre än förväntat. Produktionsnivåerna har varit något begränsade på grund av underhållsarbete på en av gaskompressorerna på Alvheim FPSO:n, arbeten som utfördes i början av året och även under det fjärde kvartalet 2015. Alvheims produktionsnivå har också påverkats negativt av två borrhningar som varit driftsstoppade under del av året till följd av närliggande kompletterande borrhningar samt på grund av vissa problem med borrhålsintegritet. Alvheimfältets reservoarprestanda är fortsatt god och Alvheim FPSO:n fortsätter också att uppnå en mycket hög driftstid med ett genomsnitt på 94 procent under 2015.

Två nya kompletterande borrhningar på Alvheim slutfördes med framgång av borrhningen Transocean Winner under året och borrhningarna började producera i april respektive november 2015. Under året utförde borrhningen Transocean Winner även underhållsarbete på KB3-borrhningen på Alvheim, vilken återupptog produktion i maj 2015. Transocean Winner genomförde den kompletterande multilaterala borrhningen A5 under det första kvartalet 2016, som förväntas börja producera i mitten av 2016. Utbyggnaden av fyndigheterna Viper/Kobra godkändes av Alvheimpartnerskapet i december 2014, med två produktionsborrningar som påbörjades under det första kvartalet 2016 och med produktionsstart förväntad i slutet av 2016. Under det fjärde kvartalet 2015 undertecknade Alvheimpartnerskapet ett nytt riggkontrakt som startar i december 2016 och vars målsättning är att genomföra ytterligare kompletterande utbyggnadsborrningar och en närliggande prospekteringsborrning i Alvheimområdet. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet var under året lägre än 5 USD per fat, exklusive underhållsarbete av borrhningar.

Volundfältets produktion var under året något lägre än förväntat på grund av begränsningar med vätskegenomflöde och gaskompression på Alvheim FPSO:n. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrhningar har identifierats på Volundfältet och åtminstone två av dessa borrhningar planeras att genomföras under 2017. Dessa planerade borrhningar har resulterat i att ytterligare reserver om 3 MMboe, netto har redovisats per den 31 december 2015. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var under året lägre än 4 USD per fat.

Bøylafältets produktion var under året något lägre än förväntat på grund av begränsningar med gaskompressionen på Alvheim FPSO:n. Produktion från Bøylafältet startade i januari 2015 från en produktionsborrning och den vatteninjicerande borrhningen anslöts i mars 2015. Den tredje och sista utbyggnadsborrningen började producera i augusti 2015, varefter platåproduktion uppnåddes.

Initial produktion från Brynhildfältet, som startade i december 2014, uppnåddes från två produktionsborrningar och den tredje och sista produktionsborrningen togs i produktion i slutet av augusti 2015. En ytterligare vatteninjiceringsborrning har också slutförts. Som tidigare meddelats, reviderades Brynhilds förväntade produktion nedåt under året på grund av låg driftstid för Haewene Brim FPSO:n och sämre än förväntad reservoarprestanda. Under året producerade Brynhild enligt den uppdaterade förväntade produktionen.

Samtidigt som anläggningens driftstid förbättrats betydligt under året har antaganden avseende produktionsresultat gjorts med försiktighet för 2016 års produktionsprognos. Vatteninjicering påbörjades i början av 2016 genom vatteninjiceringsborrning och genom att ställa om en av de oljeproducerande borrningarna till en vatteninjicerande borrning kommer ytterligare vatteninjiceringskapacitet att bli tillgänglig senare under 2016. Resultaten från Brynhilds reservoar indikerar lägre sammanhängande kolvätevolym jämfört med den ursprungliga uppskattningen, vilket har resulterat i att Brynhilds slutliga utvinningsbara reserver reduceras till 7,4 MMboe, brutto. Brynhilds förväntade resultat återspeglar både en lägre förväntad anläggningsdriftstid och ett reviderat reservestimat.

Gaupefältet återupptog produktion i april 2015 trots att de återstående reserverna inte har tagits upp och fältet kommer att producera till och från under förutsättning att de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma.

Utbyggnad

Edvard Grieg

Produktion från Edvard Grieg startade den 28 november 2015. Arbetet med driftsättning och anslutning offshore slutfördes tidigare än planerat och den flytande boendeplattformen Safe Boreas lämnade Edvard Grieganläggningarna i december 2015.

Flera milstolpar uppnåddes under året. I april 2015 slutförde Kværner konstruktionsarbetet med processdäcken inom tidsplan och budget. Installation offshore av processdäcken på den förinstallerade jacketen slutfördes med framgång av Heeremas lyftkran Thialf i juli 2015. Den 94 km långa gasledningen installerades under 2014 och den 43 km långa oljeledningen till exportsystemet vid Grane installerades med framgång under året. Utbyggnadsborrningar med jack-up-riggen Rowan Viking påbörjades under det tredje kvartalet 2014 och de tre första produktionsborrningarna har med framgång tagits i produktion. Ytterligare 11 utbyggnadsborrningar är planerade att genomföras med riggen Rowan Viking som förväntas vara kvar vid fältet fram till slutet av 2017.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Uppnådd/förväntad produktionsstart	Förväntad plåtproduktion, brutto
PL338	Edvard Grieg	50%	Lundin Petroleum	juni 2012	207 MMboe	28 november 2015	100,0 Mboepd
Flera	Ivar Aasen	1,385%	Det norske	maj 2013	183 MMboe	Q4 2016	65,0 Mboepd
Flera	Johan Sverdrup	22,6%	Statoil	augusti 2015	1,65 – 3,0 miljarder boe	I slutet av 2019	550,0 – 650,0 Mbopd

En utvärderingsborrning i den södra delen av Edvard Griegfältet slutfördes med framgång i augusti 2015. Borrningen påträffade en oljekolonn om 66 meter, brutto i grovkornig sandstensreservoar av medel till god kvalitet. Resultaten från utvärderingsborrningen har inneburit att de slutliga utvinningsbara reserverna för Edvard Grieg ökat från 187 till 207 MMboe, brutto.

Ivar Aasen

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacken och processdäck bestående av boendekvarter och borranläggningar med process för olje-, gas- och vattenseparation för vidare export till Edvard Griegplattformen och slutlig behandling och pipelineexport. Installation av ståljacketen slutfördes med framgång i juni 2015 och installation av pipelines mellan Ivar Aasen och Edvard Grieg slutfördes under det tredje kvartalet 2015. Konstruktionen av processdäck är i februari 2016 till 94 procent slutförd och mekaniskt slutförande förväntas under det första halvåret 2016. Installation av processdäcken är planerat under sommaren 2016. Produktionsstart av Ivar Aasen beräknas till det fjärde kvartalet 2016.

Johan Sverdrup

Projektet Johan Sverdrup fortgår enligt plan och ett betydande antal avtal har nu tilldelats, vilket har resulterat i att den sammanlagda kostnadsberäkningen för projektet har minskats jämfört med den ursprungliga uppskattningen. Konstruktionsarbete för Fas 1 påbörjades under året.

I februari 2015 lämnade partnerskapet för Johan Sverdrup in en plan för utbyggnad och drift (Plan for Development and Operations, PDO) för Fas 1 till det norska olje- och energidepartementet. Det norska Stortinget gav sitt stöd för planen för utbyggnad och drift i juni 2015 och olje- och energidepartementet godkände planen i augusti 2015.

Vid tidpunkten för inlämnandet av planen för utbyggnad och drift för Fas 1 i februari 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för Fas 1 till 123 miljarder NOK (nominellt). När de flesta stora kontrakt nu har tilldelats har den senaste kostnadsberäkningen reducerats till 108,5 miljarder NOK (nominellt), vilket är en minskning om cirka 12 procent. Produktion från Fas 1 av utbyggnaden beräknas starta i slutet av 2019. Produktionskapaciteten för Fas 1 uppskattades ursprungligen till 380 000 bopd, brutto. Åtgärder för att få bort flaskhalsar har dock godkänts, vilket kommer att höja kapaciteten till över denna nivå. För att uppnå produktion för Fas 1 förutses 35 produktions- och injiceringsborrningar, av vilka 17 borrningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög, före produktionsstart för att möjliggöra Fas 1 plåtproduktion.

Samtidigt som planen för utbyggnad och drift lämnades in, lämnade majoriteten av partnerskapet också in ett samordningsavtal för Johan Sverdrupfältet, med en licensandel om 22,12 procent till Lundin Petroleum. I avsaknad av en överenskommelse om fältets samordning lämnades beslutet om parternas slutliga licensandelar i avtalet till den norska olje- och energiministern. Den 2 juli 2015 meddelade olje- och energiministern den slutliga licensfördelningen för Johan Sverdrupfältet, vilket resulterade i att Lundin Petroleums licensandel ökades från 22,12 till 22,60 procent.

Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 innefattar ett fältcenter bestående av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borrarläggningar och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras på ståljackets i vattendjup om 120 meter och kommer att sammanlänkas genom brygginstallationer. Ett betydande antal kontrakt har redan tilldelats för utbyggnaden av Fas 1. Samtliga fyra kontrakt för processdäcken har tilldelats, varav EPC-kontrakten för borrarplattformen till Aibel och för service- och boendeplattformen till Kværner/KBR, medan ett kontrakt för tillverkning av stigrörs- och processplattformarna tilldelats Samsung Heavy Industries. Aker Solutions har tilldelats kontrakt för upphandling och projektering av process- och stigrörsplattformarna. Kontrakt har ingåtts med Allseas för de tunga lyft som ska göras i samband med installationen av tre av processdäcken. Kontrakt för konstruktionen av tre ståljackets för stigrör-, process- och borrarplattformarna har tilldelats Kværner, medan kontraktet för konstruktion av ståljacketen för boende- och serviceplattformen har tilldelats Dragados Offshore. Odfjell Drilling har tilldelats kontrakt för borrarningarna. Förborrningsramen har installerats offshore och borrarningar har startat i mars 2016.

Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnadskoncept för hela fältet, vilket innefattar en förväntad platåproduktion för hela fältet om mellan 550 000 och 650 000 bopd, brutto och reserver om mellan 1,65 och 3,0 miljarder boe, brutto varav 95 procent är olja. Fas 1 förväntas starta produktion i slutet av 2019.

Utbyggnadskostnaderna för hela fältet har också reviderats, från mellan 170 och 220 miljarder NOK (realt 2015) till mellan 160 och 190 miljarder NOK (realt 2015), till följd av besparingar hänförliga till Fas 1 och optimering av Fas 2 konceptet. Konceptval för Fas 2 förväntas under det fjärde kvartalet 2016 och inlämning av plan för utbyggnad och drift under det fjärde kvartalet 2017. Produktion från Fas 2 förväntas starta 2022.

Utvärdering

Lundin Petroleum har slutfört två utvärderingsborrningar på Alta i södra Barents hav under året.

Utvärderingsborrning Alta-2, 7220/11-2, och sidospårsborrning 7220/11-2 A genomfördes på den västra sidan av Altafyndigheten, cirka 6,5 km sydväst om fyndighetsborrning 7220/11-1. Alta-2 borrningen påträffade en 50 meter tjock gaskolonn i varierande reservoarkvalitet. Sidospårsborrningen genomfördes ytterligare 330 meter västerut och påträffade olja med rörliga kolväten i förbättrad reservoarkvalitet och en maximal flödesnivå om 860 bopd och 0,65 miljoner kubikfot gas per dag testades. Både den vertikala borrningen och sidospårsborrningen påvisade tryckkommunikation med fyndighetsborrningen 6,5 km mot nordost.

Utvärderingsborrning Alta-3, 7220/11-3, och sidospårsborrning 7220/11-3 A genomfördes på den östra sidan av Altafyndigheten, cirka 4 km söder om fyndighetsborrning 7220/11-1 och 3 km nordöst om utvärderingsborrningen Alta-2. Borrningen Alta-3 påträffade ett 120 meter tjockt kolväteförande intervall, varav 45 meter var olja, i bergart av god till mycket god reservoarkvalitet. Sidospårsborrningen, som genomfördes 400 meter öster om Alta-3 borrningen påträffade en kolvätekolonn om 74 meter, brutto varav 44 meter var olja i bergart av varierande kvalitet. Borrningen påvisade tryck-kommunikation med fyndighetsborrningen och med Alta-2 borrningen. På grund av tidsbegränsningar med riggen var det inte möjligt att testa Alta-3 borrningen.

Under 2016 planerar Lundin Petroleum att återuppta utvärderingsborrning Alta-3 för en djupare borrning och ett produktionstest.

Borrprogram för utvärdering 2015

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL609	Lundin Petroleum	40%	7220/11-2 & 7220/11-2 A	mars 2015	Slutförda i juni 2015
PL609	Lundin Petroleum	40%	7220/11-3 & 7220/11-3 A	juni 2015	Slutförda i september 2015
PL338	Lundin Petroleum	50%	16/1-23 S	juni 2015	Slutförd i augusti 2015

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2015

Licens	Borrning	Startdatum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
Utsirahöjden						
PL338C	16/1-24	februari	Gemini	50%	Lundin Petroleum	Torr
PL674BS	26/10-1	januari	Zulu	35%	Lundin Petroleum	Gasfyndighet – icke-kommersiell
PL359	16/4-9 S	juni	Luno II North	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet
PL338C	16/1-25 S	oktober	Rolvsnæs	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet
Södra Barents hav						
PL708	7130/4-1	november	Ørnen	40%	Lundin Petroleum	Torr
PL609	7220/6-2	oktober	Neiden	40%	Lundin Petroleum	Avbruten
Övriga områden						
PL579	33/2-1	mars	Morkel	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet – icke-kommersiell
PL734	10/4-1	juni	Zeppelin	30%	Wintershall	Torr
PL700	6407/10-4	november	Lorry	40%	Lundin Petroleum	Torr

Under året har Lundin Petroleum slutfört sju prospekteringsborrningar i Norge, samt avbrutit en borrning i PL609 som återupptas under 2016. Borrningen av Lorry slutfördes i januari 2016.

Borrningen av Zulustrukturen i PL674BS påträffade en sandsekvens om 24 meter som innehöll gas. Gasfyndigheten Zulu bedöms som icke-kommersiell.

Borrningen av Geminstrukturen i PL338C, belägen omedelbart väster om Edvard Griegfältet, påträffade inga kolväten och pluggades igen och lämnades som torr.

Zeppelinstrukturen i PL734 i södra Nordsjön meddelades som torr i juli 2015. Borrningen, för vilken Wintershall var operatör, påträffade en reservoar inom Vestlandgruppen som var torr.

Morkelstrukturen i PL579 i norra Nordsjön meddelades som en icke-kommersiell oljefyndighet i juni 2015. Borrningen genomfördes cirka 40 km nordväst om fältet Snorre och påträffade sandsten från triasperioden i ett reservoarintervall om 173 meter med låg reservoar kvalitet och svaga produktionsegenskaper.

Borrningen av strukturen Luno II North i PL359, belägen 15 km söder om Edvard Grieg, slutfördes i augusti 2015 och resulterade i en oljefyndighet. Borrningen påträffade en oljekolonn om 23 meter, brutto i konglomeratisk sandsten av hyfsad kvalitet från jura/triasperioden. Ett produktionstest genomfördes och uppnådde en flödesnivå om 1 000 bopd. Fyndigheten Luno II North uppskattas innehålla betingade resurser om mellan 12 och 26 MMboe, brutto.

Borrningen av Neiden i PL609 i södra Barents hav påbörjades i oktober 2015. På grund av restriktioner vad gäller borrhagens användning i Barents hav under vintermånaderna avbröts borrningen i november 2015 utan att ha nått reservoardjup. Borrningen planeras att återupptas för slutförande under 2016.

I december 2015 meddelades Rolvsnesstrukturen i PL338C, precis söder om Edvard Griegfältet, som en oljefyndighet med uppskattade betingade resurser om mellan 3 och 16 MMboe, brutto. Fyndigheten gjordes i bergart av granit och borrningen testades för olja vid 265 bopd. Det finns betydande ytterligare resurspotential, som innefattar potential att finna ett mer utbrett nätverk av sprickbildningar samt ytterligare utvinningspotential, och inklusive denna prospekteringspotential uppskattas de totala bruttoresurserna till mellan 10 och 46 MMboe.

Prospekteringsborrningen på Ørnen i PL708 i östra Barents hav slutfördes i december 2015 som torr. Borrningen påträffade tre reservoarer med lägre, icke-kommersiella, volymer av gas i sandsten från tidig karbonperiod. Borrningen pluggades igen och lämnades som torr.

I januari 2016 meddelades borrningen av Lorry i PL700 i Norska havet som en torr borrning. Borrningen påträffade inte den förväntade reservoaren.

Under 2016 kommer Lundin Petroleum att genomföra tre prospekteringsborrningar offshore Norge, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om cirka 250 MMboe, netto. Borrningen av Fosenstrukturen i PL544 (I.a. 40%) på Utsirahöjden avslutades som torr i mars 2016. Utöver borrningen av Fosen innehåller 2016 års borrprogram återupptagande av Neiden i PL609 (I.a. 40%) och borrning av Filicudstrukturen i PL533 (I.a. 35%), belägen precis söder om Johan Castbergfyndigheten i södra Barents hav.

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

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

I december 2015 lämnade Lundin Petroleum in licensansökningar till det norska olje- och energidepartementet för block som utlysts i den 23:e licensrundan. Tilldelning av licenser förväntas meddelas under sommaren 2016.

I januari 2016 meddelade det norska olje- och energidepartementet tilldelade licenser i 2015 års APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades fyra licenser, varav två som operatör.

Under året farmade Lundin Petroleum ut 30 procent i PL338C (l.a. 50% efter utfarmning), 30 procent i PL544 (l.a. 40% efter utfarmning), 75 procent i PL006C (l.a. 0% efter utfarmning) och 30 procent i PL410 (l.a. 52,352% efter utfarmning) till Lime Petroleum Norway. Under året har PL490, PL641, PL646, PL639, PL584 och PL546 återlämnats. Lundin Petroleum har återlämnat PL583 och blivit operatör för PL533, som är belägen omedelbart väster om Altafyndigheten och i samma geologiska förlängning som fyndigheten Castberg som nyligen gjordes i södra Barents hav. Vissa av ovanstående transaktioner och återlämningar är villkorade av statligt godkännande.

I oktober 2015 slutförde Lundin Petroleum förvärvet av en licensandel om 35 procent, som operatör, i PL758 och PL800 från EnQuest Norge.

Sydostasien

Malaysia

Produktion i Mboepd	l.a.	2015	2014
Bertam	75%	5,5	–

Malaysiska halvön

Produktionsnivåerna från Bertamfältet i block PM307 (l.a. 75%) var under året något lägre än förväntat. Produktion från Bertamfältet startade i april 2015 från fyra borrhningar. Sedan produktionsstarten har ytterligare sju borrhningar slutförts och tagits i produktion, och fältet producerar sedan mitten av oktober 2015 från 11 borrhningar med en utmärkt drifttid från Bertam FPSO:n om 98 procent.

Utbyggnadsborrningarna som hittills genomförts på Bertamfältet indikerar att den västra delen av fältet är strukturellt djupare medan den östra delen är strukturellt grundare jämfört med den ursprungliga modellen. Uppdateringen av den strukturella modellen har lett till några förändringar vad gäller sekvens och målsättning för de senare utbyggnadsborrningarna. I oktober 2015 genomförde partnerskapet utvärderingsborrning Bertam-3 med framgång, som bekräftade ytterligare resurser i den nordöstra delen av fältet. En långtgående horisontell utbyggnadsborrning från Bertams borrhplattform in i Bertam-3 området genomförs för närvarande och kommer att sättas i produktion under det andra kvartalet 2016. 11 borrhningar är för närvarande i produktion. Bertamfältet uppskattas innehålla återstående reserver om 14,3 MMboe, brutto per den 31 december 2015. Projektet slutfördes på ett säkert sätt och inom tidsplan och budget.

I oktober 2015 slutförde Lundin Petroleum prospekteringsborrningen av Mengkuang, 75 km nordväst om Bertamfältet i

block PM307. Borrningen gjorde en mindre, icke-kommersiell, gasfyndighet med 9 meter högkvalitativ reservoarsand.

Under året tilldelades Lundin Petroleum JX Nippons 40-procentiga andel i block PM308A, vilket ger Lundin Petroleum en total andel om 75 procent. Lundin Petroleum genomförde därefter borrning på Seladastrukturen som ligger inom blocken PM307 (l.a. 75%) och PM308A (l.a. 75%), men påträffade inga kolväten och borrningen pluggades igen och lämnades som en torr borrning.

Sabah, östra Malaysia

Lundin Petroleum slutförde borrningen av Imbok i block SB307/308 (l.a. 65%) i början av januari 2016. Borrningen påträffade endast förekomst av olja i sand från miocenerperioden och pluggades igen och lämnades som en torr borrning. Efter borrningen av Imbok flyttades borrhningen till Bambazonstrukturen, också belägen i block SB307/308, där borrningen påträffade ett oljeförande sandlager om cirka 15 meter, netto med förekomst av olja. Ingen rörlig olja kunde dock utvinnas från provtagningen och borrningen pluggades igen och lämnades som en torr borrning. Borrhningen West Prospero flyttades därefter till Maliganstrukturen i block SB307/308 där borrningen pluggades igen som torr även om gas påträffades.

Utfarmningsavtal

Lundin Petroleum ingick ett utfarmningsavtal med Dyas i december 2015, i enlighet med vilket Lundin Petroleum har överfört en licensandel om 20 procent i block SB307/308 (l.a. 65% efter utfarmning) och en licensandel om 20 procent i block SB303 (l.a. 55% efter utfarmning), offshore Sabah i östra Malaysia. En licensandel om 15 procent har överfört i block PM328 (l.a. 35% efter utfarmning), offshore Malaysiska halvön.

Indonesien

Produktion i Mboepd	l.a.	2015	2014
Singa	25,9%	1,6	1,4

Produktionen från Singafältet var i stort sett enligt förväntan under året. Efterfrågan på gas var lägre än normalt under september och oktober månad 2015 på grund av den stora mängd dimma som skogsbränder i Indonesien orsakat och som under dessa månader har påverkat produktionsnivåerna negativt.

I oktober 2015 meddelade Lundin Petroleum att ett försäljningsavtal undertecknats med PT Medco Energi Internasional TBK om försäljning av verksamheten i Indonesien till en kontant ersättning om 22 MUSD. Avtalet trädde i kraft den 1 oktober 2015. Tillgångarna i Indonesien omfattar en licensandel utan operatörskap i det producerande gasfältet Singa och licensandelar med operatörskap i blocken South Sokang och Cendrawasih VII samt ett gemensamt avtal för genomförande av studier (Joint Study Agreement) i Cendrawasih VIII-blocket. Lundin Petroleum kan också komma att få rätt till vissa villkorade ersättningar hänförliga till gasfältet Singa och behåller en option att i framtiden erhålla en andel i Cendrawasihblocken. Transaktionens slutförande är beroende av godkännande från den indonesiska staten.

Kontinentaleuropa

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	2015	2014
Frankrike			
– Paris Basin	100% ¹	2,3	2,5
– Aquitaine	50%	0,4	0,4
Nederländerna	Flera	1,8	1,9
		4,5	4,8

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent.

Frankrike

Produktionsnivåerna i Frankrike var under året i stort sett enligt förväntningarna. Goda produktionsresultat har uppnåtts på vissa fält i Aquitaine Basin efter slutfört underhållsarbete, vilket har reducerats av något minskade produktionsnivåer i Paris Basin. Som en försiktighetsåtgärd har en av produktionsborrningarna på Villeperduefältet i Paris Basin varit under driftsstopp sedan augusti 2015, på grund av ett underkänt trycktest. Under september omfördelades majoriteten av produktionen från den borrningen till en vatteninjiceringsborrning och större delen av produktionen har därmed återupptagits. Tre fält har varit under driftsstopp i Aquitaine Basin sedan juli 2015 på grund av en felande pipeline. Transportering med lastbil har påbörjats och kommer att fortsätta under återstoden av 2016.

Konstruktionen av onshore-anläggningar och två utbyggnadsborrningar på återutbyggnadsprojektet Vert la Gravelle i Paris Basin har slutförts och borrningarna har börjat producera enligt förväntningarna.

Nederländerna

Produktionen från Nederländerna var över förväntan under året till följd av goda produktionsresultat från de nya borrningarna Slootdorp-6 och Slootdorp-7 (l.a. 7,2325%).

Utbyggnadsborrningen K5-A5 inom enheten K4/K5 (l.a. 1,216%) genomfördes med framgång under 2014 och började producera i maj 2015. Utbyggnadsborrningen E17-A5 (l.a. 1,20%) har slutförts med framgång under året och började producera i juli 2015. Båda borrningarna onshore, Slootdorp-6 och Slootdorp-7, har slutförts och tagits i produktion i juli 2015. Utbyggnadsborrningen K5-A6 inom enheten K4/K5 (l.a. 1,216%) genomfördes under året, men reservoaren var tom och borrningen har pluggats igen och lämnats.

Prospekteringsborrningen Langezwaag-2 i Gorredijklicensen (l.a. 7,75%) genomfördes med framgång under 2014 och togs i produktion i januari 2015.

Under 2016 kommer Lundin Petroleum att medverka i två prospekteringsborrningar onshore och två utbyggnadsborrningar offshore, där Lundin Petroleum inte är operatör.

Ryssland

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya, som uppskattas innehålla betingade resurser om 157 MMboe, brutto. I maj 2015 meddelade Lundin Petroleum att Rosnedra, den ryska licensmyndigheten, utfärdat en produktionslicens för Morskayafältet som är belägen inom Laganskyblocket.

Corporate Responsibility – Samhällsansvar

Det gångna året var mycket aktivt för Lundin Petroleum ur operativ synvinkel och bolaget lade därför särskilt stor vikt vid ansvar och säkerhet i verksamheten.

En obligatorisk e-learningkurs i samhällsansvar lanserades till ledning och medarbetare med syfte att öka förståelsen för deras respektive roller och ansvar inom koncernen. Inom ramen för att expandera och kommunicera Lundin Petroleums åtagande om samhällsansvar, utfärdade koncernen en leverantörsförsäkran för att säkerställa att uppdragstagare utför arbetet i enlighet med bolagets krav vad gäller hälsa, säkerhet och miljö, arbetsvillkor, mänskliga rättigheter och anti-korruption.

Den höga aktivitetsnivån under 2015, framförallt med slutförandet av konstruktion och produktionsstart av de två betydande oljefälten Edvard Grieg i Norge och Bertam i Malaysia, resulterade i en LTI-frekvens (Lost Time Incident) om 1,76 per miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporterade incidenter (Total Recordable Incident Rate) om 3,71. Inga incidenter med allvarliga konsekvenser för personal, processer eller miljö inträffade under året.

Finansiell översikt

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2015 uppgick till -866,3 MUSD (-431,9 MUSD). Förlusten var till största delen ett resultat av lägre oljepriser, prospekteringskostnader och nedskrivningar samt högre finansiella kostnader till följd av den starkare dollarkursen under året, vilket medförde en till största delen icke-kassaflödespåverkande valutakursförlust. Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare för året uppgick till -861,7 MUSD (-427,2 MUSD), motsvarande resultat per aktie om -2,79 USD (-1,38 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 384,7 MUSD (671,3 MUSD) för året, motsvarande EBITDA per aktie om 1,24 USD (2,17 USD). Operativt kassaflöde för året uppgick till 699,6 MUSD (1 138,5 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,26 USD (3,68 USD).

Intäkter

Intäkter för året uppgick till 569,3 MUSD (785,2 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 521,0 MUSD (745,0 MUSD), netto. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 50,71 USD (88,28 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för året uppgick till 52,39 USD (98,95 USD) per fat.

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

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	2015	2014
Försäljning olja		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	5 939,4	5 183,3
– Genomsnittspris per boe	52,97	102,35
Frankrike		
– Kvantitet i Mboe	971,4	1 028,7
– Genomsnittspris per boe	52,07	94,08
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	1,2	1,1
– Genomsnittspris per boe	50,20	91,64
Malaysia		
– Kvantitet i Mboe	1 455,6	–
– Genomsnittspris per boe	48,92	–
Summa försäljning olja		
– Kvantitet i Mboe	8 367,6	6 213,1
– Genomsnittspris per boe	52,16	100,98
Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	2015	2014
Försäljning gas och NGL		
Norge		
– Kvantitet i Mboe	745,7	1 080,8
– Genomsnittspris per boe	44,21	56,02
Nederländerna		
– Kvantitet i Mboe	633,3	687,9
– Genomsnittspris per boe	38,88	51,11
Indonesien		
– Kvantitet i Mboe	527,7	457,2
– Genomsnittspris per boe	50,99	47,87
Summa försäljning gas och NGL		
– Kvantitet i Mboe	1 906,7	2 225,9
– Genomsnittspris per boe	44,31	52,83
Summa försäljning		
– Kvantitet i Mboe	10 274,3	8 439,0
– Genomsnittspris per boe	50,71	88,28

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 tidsskillnader. Permanenta skillnader uppkommer som ett resultat av royaltybetalningar som gjorts i sak samt av produktionsdelningskontrakt. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överutttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till 25,6 MUSD (23,4 MUSD) och har redovisats som en intäkt under året. Det var ett underutttag på delen i produktionen från de producerande fälten i Norge under året, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 22,7 MUSD (16,8 MUSD) för året och inkluderade leasingintäkter för Bertam FPSO:n, en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för året till 150,3 MUSD (66,5 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	2015	2014
Utvinningskostnader		
– i MUSD	121,1	94,4
– i USD per boe	10,27	10,86
Tariff- och transportkostnader		
– i MUSD	11,8	18,4
– i USD per boe	1,00	2,12
Royalty och direkta skatter		
– i MUSD	3,5	3,6
– i USD per boe	0,29	0,41
Förändringar i lager		
– i MUSD	-12,6	-0,8
– i USD per boe	-1,07	-0,09
Övriga		
– i MUSD	26,5	-49,1
– i USD per boe	2,25	-5,65
Totala produktionskostnader		
– i MUSD	150,3	66,5
– i USD per boe	12,74	7,65

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

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 121,1 MUSD (94,4 MUSD) och inkluderade kostnader om 7,3 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på Alvheimfältet och 7,7 MUSD hänförliga till Brynhildfältet som främst avsåg dess andel av ersättningskostnaden för förtöjningsanordningar och annat nödvändigt arbete på FPSO:n. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 102,7 MUSD (72,3 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt. Ökningen jämfört med föregående år är hänförlig till utvinningskostnaderna för fälten Brynhild, Bøyla, Bertam och Edvard Grieg och kompenseras delvis av en starkare dollarkurs, vilket minskade kostnaden för att finansiera utgifter i andra valutor under året.

Utvinningskostnaderna för året uppgick till 10,27 USD (10,86 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Om verksamhetsprojekt exkluderas, uppgick utvinningskostnaderna till 8,71 USD (8,32 USD) per fat. Utvinningskostnaderna per fat var i linje med prognosen för 2015.

Tariff- och transportkostnader för året uppgick till 11,8 MUSD (18,4 MUSD). Minskningen jämfört med föregående år beror främst på lägre producerade volymer från fälten Volund och Gaupe under året samt effekten av en starkare dollarkurs.

Övriga kostnader uppgick till 26,5 MUSD (49,1 MUSD intäkt) och var främst hänförliga till kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket de operativa kostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Detta avtal värderas till verkligt värde till terminskursen på olja och till följd av den låga kursen vid slutet av 2014 redovisades en tillgång per den 31 december 2014. Tillgången skrivs av i resultaträkningen över avtalets återstående löptid.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 260,6 MUSD (131,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Avskrivningar hänförliga till olje- och gastillgångar uppgick till 258,0 MUSD (131,6 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 21,88 USD (15,14 USD) per fat. De högre avskrivningarna under året jämfört med föregående år beror på bidragen från fälten Brynhild, Bøyla, Bertam och Edvard Grieg och kompenseras till viss del av lägre producerade volymer från fälten Alvheim och Volund under året.

Återställningskostnaderna som redovisades i resultaträkningen för året uppgick till 2,6 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till ökningen av de uppskattade återställningskostnaderna för Gaupefältet.

Avskrivning av övriga tillgångar uppgick under året till 23,7 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till Bertam FPSO:n.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 184,1 MUSD (386,4 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under 2015 kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 146,5 MUSD, vilka var främst hänförliga till de icke-framgångsrika borrningarna i PL338C (Gemini), PL674BS (Zulu), PL579 (Morkel), PL734 (Zeppelin) och PL708 (Ørnen). Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Malaysia om 36,3 MUSD avseende de icke-framgångsrika borrningarna i blocken PM308A (Selada), PM307 (Mengkuang) och SB307/308 (Imbok).

Nedskrivningar

Nedskrivningar som redovisats i resultaträkningen uppgick till 737,0 MUSD (400,7 MUSD) för året. Till följd av den betydligt lägre kurvan för terminspriset på olja vid slutet av 2015 och en minskning av reserverna, redovisades en icke-kassaflödespåverkande nedskrivning om 526,0 MUSD, före skatt

avseende Brynhildfältet i Norge. En uppskjuten skatteintäkt om 416,1 MUSD, hänförlig till nedskrivningen av Brynhildfältet, redovisades i resultaträkningen, vilket sammantaget resulterade i en nedskrivning, netto om 109,9 MUSD, efter skatt. En icke-kassaflödespåverkande nedskrivning om 165,9 MUSD, före skatt och en uppskjuten skatteintäkt om 24,6 MUSD redovisades för Bertamfältet i Malaysia, vilket resulterade i en nedskrivning efter skatt om 141,3 MUSD, netto. Nedskrivningen var främst hänförlig till den lägre kurvan för terminspriset på olja. Ytterligare nedskrivningar om 25,9 MUSD och 19,2 MUSD redovisades för prospekteringsblock i Malaysia respektive Indonesien.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 39,5 MUSD (52,2 MUSD) och innehöll en kostnad om 7,1 MUSD (8,9 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även not 24. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 5,2 MUSD (4,8 MUSD) för året.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 7,4 MUSD (1,8 MUSD) och beskrivs i not 4. Räntheintäkter för året uppgick till 6,1 MUSD och inkluderade ränta på skatteåterbetalningen för prospektering i Norge och ränta som erhållits under det fjärde kvartalet 2015 i samband med överenskommelsen avseende historiska kostnader under samordningsavtalet för Johan Sverdrup.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 617,9 MUSD (421,8 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för året uppgick till 71,4 MUSD (21,1 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia, har aktiverats under året, till ett belopp om 40,2 MUSD (36,6 MUSD).

Valutakursförlusterna uppgick till 507,3 MUSD (356,3 MUSD), netto för året. Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. US dollarn förstärktes mot Euron under året, vilket resulterade i en valutakursförlust hänförlig till det externa lånet i US dollar som har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Den norska kronan försvagades även mot Euron under året, vilket resulterade i en valutakursförlust på en koncernintern lånebalans i norska kronor. En förstärkt US dollar har en positiv övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det ökar US dollarns köpkraft för att kunna köpa de valutor, i vilka koncernens verksamhetsutgifter uppkommer. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn. Under året uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 132,7 MUSD (22,8 MUSD), netto.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 12,4 MUSD (12,6 MUSD) för året och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteter, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangsvavgifterna för lånefaciliteterna uppgick till 7,7 MUSD (21,4 MUSD) för året, och minskningen gentemot föregående år beror på de ökade låneuttagen från faciliteterna.

Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 570,1 MUSD (253,2 MUSD) för året.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 280,6 MUSD (419,7 MUSD) för året, vilken inkluderade 283,3 MUSD (431,7 MUSD) hänförliga till skatteåterbetalningen för prospektering i Norge. Det är en 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 övrig verksamhet inom koncernen.

Den uppskjutna skatteintäkten uppgick till 289,5 MUSD (166,5 MUSD kostnad) för året, och var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden eller intäkten uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. En uppskjuten skatteintäkt om 440,7 MUSD, hänförlig till nedskrivningarna av Brynhild- och Bertamfälten, redovisades för det fjärde kvartalet 2015.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för året påverkas av resultatposter som inte är skattemässigt avdragsgilla fullt ut, såsom den redovisade valutakursförlusten, netto nedskrivningar i Malaysia och Indonesien och av det särskilda avdraget för skatteändamål som gäller i Norge för utbyggnadsutgifter i enlighet med de skatteregler som gäller för offshore verksamhet som beskattas till en 51-procentig skattesats.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för året till -4,6 MUSD (-4,7 MUSD), netto och var främst hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 015,4 MUSD (4 182,6 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter för året beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter i MUSD	2015	2014
Norge	880,7	1 068,2
Frankrike	16,9	29,3
Nederländerna	2,7	3,9
Indonesien	-1,1	-0,8
Malaysia	130,1	130,6
	1 029,3	1 231,2

Under året har ett belopp om 880,7 MUSD (1 068,2 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Edvard Grieg, Brynhild, Ivar Aasen och Johan Sverdrup. I Malaysia redovisades 130,1 MUSD (130,6 MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under året.

Under året redovisades ett belopp om 30,8 MUSD (118,8 MUSD), hänförligt till Bertam FPSO:n. Beloppet framgår inte av tabellen ovan utan har aktiverats som del i övriga anläggningstillgångar.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter i MUSD	2015	2014
Norge	370,2	572,8
Frankrike	0,4	5,9
Indonesien	3,1	47,5
Malaysia	33,3	42,7
Ryssland	5,3	4,0
Övriga	1,5	1,6
	413,8	674,5

Under året har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 370,2 MUSD (572,8 MUSD) i Norge, främst hänförliga till utvärderingsborrningarna på Altafyndigheten i södra Barents hav och den sydöstra utvärderingsborrningen på Edvard Grieg samt nio prospekteringsborrningar. I Malaysia redovisades under året ett belopp om 33,3 MUSD (25,8 MUSD), främst hänförligt till prospekteringsborrningarna på Selada, Mengkuang och Imbok.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 204,3 MUSD (200,3 MUSD) och inkluderade utgifter hänförliga till Bertam FPSO:n, vilka beskrivs i not 8.

Finansiella tillgångar uppgick till 10,7 MUSD (37,0 MUSD) och beskrivs i not 9. Övriga aktier och andelar uppgick till 4,1 MUSD (4,7 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 5,5 MUSD (31,0 MUSD) och var hänförlig till den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 13,4 MUSD (12,9 MUSD) och var främst hänförliga till nedskrivningen av Bertamfältet i Malaysia som har fått till följd att det avskrivningsbara skattemässiga värdet är högre än det bokförda värdet. En upplösning av tidigare redovisade skattemässiga underskott i Nederländerna har gjorts eftersom lägre gaspriser har använts för beräkningen vid årets slut och underskottsavdragen inte förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 45,6 MUSD (41,6 MUSD) och inkluderade borrhutrustning i främst Norge och Malaysia samt kolvåtelager.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 159,3 MUSD (163,5 MUSD) och beskrivs i not 11. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 35,2 MUSD (40,3 MUSD). Underuttagspositionen uppgick till 26,5 MUSD (3,6 MUSD) och var främst hänförliga till underuttagspositionen, netto i Norge från fälten inom det större Alvheimområdet och Edvard Griegfältet. Fordringar på joint operations uppgick till 48,4 MUSD (49,1 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 29,5 MUSD (41,5 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 14,7 MUSD (21,6 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av den kortfristiga delen av avtalet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 5,0 MUSD (7,4 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 264,7 MUSD (373,6 MUSD) och utgjordes främst av den norska skatteåterbetalningen för 2015 som kommer att erhållas i december 2016. Beloppet för föregående år var främst hänförligt till den norska skatteåterbetalningen för 2014 som erhöles i december 2015.

Likvida medel uppgick till 71,9 MUSD (80,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 834,8 MUSD (2 654,0 MUSD) och beskrivs i not 14. Banklån uppgick till 3 858,0 MUSD (2 690,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens revolverande "borrowing base" facilitet om 4,0 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för kreditfaciliteterna, inklusive

den norska kreditfaciliteten för prospektering, uppgick till 23,2 MUSD (36,0 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas förväntade löptid.

Avsättningar uppgick till 379,9 MUSD (288,0 MUSD) och beskrivs i not 15. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 368,2 MUSD (274,1 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under året till följd av ytterligare åtaganden avseende utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia. Betalning för infarmning uppgick till 4,6 MUSD (7,5 MUSD) och var hänförlig till en avsättning för betalning för historiska kostnader baserade på milstolpar som uppnåts i produktionen avseende block PM307 i Malaysia.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 542,6 MUSD (973,3 MUSD), av vilka 407,9 MUSD (844,8 MUSD) var hänförliga till Norge. Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land. Minskningen jämfört med föregående år var främst hänförlig till nedskrivningen av Brynhildfältet, vilket resulterat i en upplösning av uppskjutna skatteskulder om 416,1 MUSD.

Derivatinstrument uppgick till 48,4 MUSD (33,9 MUSD) och var hänförliga till förlusten till följd av värderingen till verkligt värde av utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 32,2 MUSD (29,1 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

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 349,9 MUSD (491,4 MUSD) och beskrivs i not 16. Förutbetalda intäkter uppgick till 20,2 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till en erhållen förskottsbetalning under försäljningsavtalet för olja från Alvheim vid årets slut. När oljan levereras kommer skulden att återföras och intäkten kommer att redovisas i resultaträkningen. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 271,5 MUSD (383,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhaktivitet i Norge och Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 23,7 MUSD (46,1 MUSD). Jämförelsetalen från föregående år inkluderade ett belopp om 19,4 MUSD, hänförligt till arbete som återstod att utföra på Bertam FPSO:n. Skulden avseende långsiktiga incitamentsprogram uppgick till – MUSD (28,2 MUSD), till följd av utbetalningen som gjorts under året av de utestående beloppen för det syntetiska optionsprogrammet från 2009. Övriga kortfristiga skulder uppgick till 11,4 MUSD (9,7 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 66,1 MUSD (101,4 MUSD) och var främst hänförliga till förlusten till följd av värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 4,8 MUSD (53,4 MUSD). Jämförelseperioden inkluderade ett belopp om 48,5 MUSD, hänförligt till historiska kostnader för block PM307 i Malaysia, som förföll till betalning vid Bertamfältets produktionsstart och skulden betalades under året. Skulden var i malaysiska Ringgit och på grund av US dollarans förstärkning mot den malaysiska Ringgiten och en reducering av de överenskomna historiska kostnaderna utbetalades ett belopp om 34,8 MUSD, omräknat till US dollar. Kortfristiga avsättningar inkluderade ett belopp om 4,8 MUSD (4,9 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program.

Årsstämma

Årsstämman kommer att hållas i Stockholm den 12 maj 2016.

Styrelsens förslag på ersättning till bolagsledningen

Styrelsen har för avsikt att föreslå att årsstämman 2016 godkänner en ersättningspolicy för 2016 som följer i alla väsentliga avseenden samma principer som tillämpades 2015 och som består av liknande komponenter för ersättning till bolagsledningen som 2015 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 och LTIP 2015 som godkändes av årsstämman 2014 och 2015. LTIP 2016 ger deltagarna möjligheten att erhålla aktier i Lundin Petroleum under förutsättning att ett prestationsvillkor uppfylls över en treårig prestationsperiod som inleds den 1 juli 2016 och avslutas den 1 juli 2019. Prestationsvillkoret är baserat på aktiekursens tillväxt och lämnad utdelning (Total Shareholder Return) avseende Lundin Petroleumaktien jämfört med Total Shareholder Return för en grupp referensbolag och är mer krävande än under LTIP 2014 och LTIP 2015. Vid inledningen av prestationsperioden kommer deltagarna att vederlagsfritt tilldelas en rättighet kopplad till respektive deltagares anställning som, förutsatt att 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 deltagarens årliga bruttogrundlön för 2016. Det totala antalet prestationsaktier som kan tilldelas enligt LTIP 2016 är 715 000, vilket motsvarar cirka 0,2 procent av det totala antalet utestående aktier i Lundin Petroleum. Styrelsen äger rätt att efter egen bedömning reducera (inklusive reducera till noll) tilldelning av prestationsaktier om styrelsen skulle finna att den underliggande prestationen inte reflekteras i utfallet av prestationsvillkoret, till exempel vad gäller operativt kassaflöde, reserver, samt hälsa och säkerhet.

Deltagarna kommer inte att äga rätt att överlåta, pantsätta eller avyttra LTIP 2016 rättigheter, eller utöva några rättigheter eller skyldigheter som tillkommer aktieägare avseende LTIP rättigheter under prestationsperioden.

LTIP rättigheter berättigar deltagare att förvärva redan existerande aktier. Styrelsen kommer att överväga åtgärder för att säkra den finansiella exponering LTIP 2016 kan förväntas ha på bolaget. 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 förslaget finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

Ersättning i enlighet med rådande marknadsförhållanden ska också kunna utgå till styrelseledamöter för arbete som utförs utanför styrelseuppdraget.

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 2015, se bolagsstyrningsrapporten på sidorna 64–65. Ersättning till styrelsen och bolagsledningen beskrivs i noterna 23 och 24.

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 sidorna 14–15 aktie och aktieägare.

Förslag till vinstdisposition

Styrelsen föreslår att moderbolagets fria egna kapital om 6 917,9 MSEK, inklusive årets resultat om -78,1 MSEK överförs i ny räkning.

Förändringar i styrelsen

På årsstämman 2016 föreslås samtliga nuvarande styrelseledamöter för omval, förutom William A. Rand som har avböjt omval. Alex Schneiter 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 är presenterade i svenska kronor se sidorna 117–121.

Bolagsstyrningsrapport

Lundin Petroleum har gett ut en bolagsstyrningsrapport, vilken är avskild från de finansiella rapporterna. Bolagsstyrningsrapporten återfinns på sidorna 50–70.

Koncernens resultaträkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2015	2014
Intäkter	1	569,3	785,2
Rörelsens kostnader			
Produktionskostnader	2	-150,3	-66,5
Avskrivningar och återställningskostnader		-260,6	-131,6
Avskrivningar av övriga tillgångar	3	-23,7	–
Prospekteringskostnader	3	-184,1	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	3	-737,0	-400,7
Bruttoresultat		-786,4	-200,0
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-39,5	-52,2
Rörelseresultat		-825,9	-252,2
Resultat från finansiella investeringar			
Finansiella intäkter	4	7,4	1,8
Finansiella kostnader	5	-617,9	-421,8
		-610,5	-420,0
Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden		–	-12,9
Resultat före skatt		-1 436,4	-685,1
Inkomstskatt	6	570,1	253,2
Årets resultat		-866,3	-431,9
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare		-861,7	-427,2
Innehav utan bestämmande inflytande		-4,6	-4,7
		-866,3	-431,9
Resultat per aktie – USD ¹	13.3	-2,79	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹	13.3	-2,79	-1,38

¹ Beräknat på årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	2015	2014
Årets resultat	-866,3	-431,9
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen		
Valutaomräkningsdifferens	-81,7	-196,3
Kassaflödessäkring	6,9	-148,7
Finansiella tillgångar som kan säljas	-3,7	-15,3
Övrigt totalresultat efter skatt	-78,5	-360,3
Totalresultat	-944,8	-792,2
Hänförligt till:		
Moderbolagets aktieägare	-934,8	-766,7
Innehav utan bestämmande inflytande	-10,0	-25,5
	-944,8	-792,2

Koncernens balansräkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	Not	2015	2014
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 015,4	4 182,6
Övriga materiella anläggningstillgångar	8	204,3	200,3
Finansiella tillgångar	9	10,7	37,0
Uppskjutna skattefordringar	6	13,4	12,9
Summa anläggningstillgångar		4 243,8	4 432,8
Omsättningstillgångar			
Lager	10	45,6	41,6
Kundfordringar och andra fordringar	11	159,3	163,5
Kortfristiga skattefordringar	6	264,7	373,6
Likvida medel	12	71,9	80,5
Summa omsättningstillgångar		541,5	659,2
SUMMA TILLGÅNGAR		4 785,3	5 092,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Aktiekapital	13.1	0,5	0,5
Övrigt tillskjutet kapital		445,0	445,0
Övriga reserver	13.2	-509,3	-436,2
Balanserad vinst		427,3	849,4
Årets resultat		-861,7	-427,2
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-498,2	431,5
Innehav utan bestämmande inflytande		24,1	34,2
Summa eget kapital		-474,1	465,7
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	14	3 834,8	2 654,0
Avsättningar	15	379,9	288,0
Uppskjutna skatteskulder	6	542,6	973,3
Derivatinstrument	17	48,4	33,9
Övriga långfristiga skulder		32,2	29,1
Summa långfristiga skulder		4 837,9	3 978,3
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	16	349,9	491,4
Derivatinstrument	17	66,1	101,4
Kortfristiga skatteskulder	6	0,7	1,8
Avsättningar	15	4,8	53,4
Summa kortfristiga skulder		421,5	648,0
Summa skulder		5 259,4	4 626,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		4 785,3	5 092,0
Ställda säkerheter	19	422,9	1 126,8
Ansvarsförbindelser	20	—	—

Koncernens kassaflödesanalys

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MUSD	2015	2014
Kassaflöde från verksamheten		
Årets resultat	-866,3	-431,9
Justeringar för:		
Prospekteringskostnader	184,1	386,4
Avskrivningar och nedskrivningar	286,9	136,2
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	737,0	400,7
Aktuell skatt	-280,6	-419,7
Uppskjuten skatt	-289,5	166,5
Långsiktiga incitamentsprogram	15,2	14,5
Valutakursförlust	374,6	333,1
Räntekostnader	71,3	21,1
Övriga	40,9	-5,1
Erhållen ränta	6,1	0,9
Betald ränta	-110,1	-56,5
Erhållen skatt	335,6	-13,8
Förändringar i rörelsekapital:		
Förändring i lager	-4,0	-20,4
Förändring i underuttagsposition	-22,9	5,8
Förändring i fordringar	-21,4	41,0
Förändring i överuttagsposition	–	-29,2
Förändring i skulder	-145,4	75,2
Summa kassaflöde från verksamheten	311,5	604,8
Kassaflöde från investeringar		
Investering i olje- och gastillgångar	-1 443,3	-1 921,2
Investering i övriga anläggningstillgångar	-36,0	-124,9
Avyttring av obligationer	–	10,5
Investering i dotterbolag	-0,1	–
Investering i övriga aktier och andelar	-3,7	–
Andel i resultat från intressebolag	–	11,7
Betalda återställningskostnader	-10,6	-1,2
Övriga betalningar	-0,5	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	-1 494,2	-2 025,2
Kassaflöde från finansiering		
Förändring av långfristiga fordringar	–	9,8
Förändring av långfristiga skulder	1 171,0	1 419,2
Betalda finansieringsavgifter	-3,3	-20,7
Köp av egna aktier	–	-9,8
Utdelningar	–	-0,1
Summa kassaflöde från finansiering	1 167,7	1 398,4
Förändring av likvida medel	-15,0	-22,0
Likvida medel vid årets början	80,5	82,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	6,4	20,1
Likvida medel vid årets slut	71,9	80,5

Effekterna av valutakursdifferenser som uppstår vid omräkning av utländska koncernbolag har inte inkluderats eftersom dessa effekter 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
	Aktiekapital ¹	Övrigt tillskjutet kapital	Övriga reserver ²	Balanserad vinst/förlust			
1 januari 2014	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 ägare							
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
Totalresultat							
Årets resultat	–	–	–	-861,7	-861,7	-4,6	-866,3
Valutaomräkningsdifferens	–	–	-76,3	–	-76,3	-5,4	-81,7
Kassaflödessäkring	–	–	6,9	–	6,9	–	6,9
Investeringar som kan säljas	–	–	-3,7	–	-3,7	–	-3,7
Summa totalresultat	–	–	-73,1	-861,7	-934,8	-10,0	-944,8
Transaktioner med ägare							
Investering i dotterbolag	–	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	–	5,1	5,1	–	5,1
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	5,1	5,1	-0,1	5,0
31 december 2015	0,5	445,0	-509,3	-434,4	-498,2	24,1	-474,1

¹ Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital beskrivs i not 13.1.

² Övriga reserver beskrivs i not 13.2.

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 117.

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 2015 tillämpat följande nya redovisningsstandarder: årliga förbättringscyklar för IFRS-standarder 2010–2012 och 2011–2013.

Antagandet av dessa tillägg har inte haft någon väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter.

Koncernen har inte antagit följande redovisningsstandarder och tolkningar, vilka inte är obligatoriska för räkenskapsåret 2015.

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 2018.

IFRS 16, Leasing, denna standard kommer att ersätta IAS 17 "Leasing" och kräver att tillgångar och skulder som uppkommer genom leasingavtal, med några undantag, ska redovisas i balansräkningen. Träder i kraft från 1 januari 2019.

Koncernen kommer att bedöma dessa standarders fulla påverkan.

Konsolideringsprinciper

Dotterbolag

Dotterbolag är alla 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 dotterbolag utgörs av verkligt värde på överlätna tillgångar, skulder till de tidigare ägarna av den förvärvade rörelsen och de aktier som emitterats av koncernen. I köpeskillingen ingår även alla tillgångar eller skulder som är en följd av en överenskommelse om villkorad köpeskillning värderade till verkligt värde. Identifierbara förvärvade tillgångar och övertagna skulder och eventualförpliktelser 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.

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

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.

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:

	31 december 2015		31 december 2014	
	Genomsnittskurs	Balansdagskurs	Genomsnittskurs	Balansdagskurs
1 USD motsvarar NOK	8,0637	8,8090	6,3011	7,4332
1 USD motsvarar Euro	0,9012	0,9185	0,7526	0,8236
1 USD motsvarar RUR	61,2881	74,1009	38,3878	59,5808
1 USD motsvarar SEK	8,4303	8,4408	6,8457	7,7366

Klassificering av tillgångar och skulder

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

Olje- och gastillgångar

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

Kostnader som är direkt hänförliga till en prospekteringsborrning 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 skälighets tillförlitlighet kan uppskattas vara kommersiellt utvinningsbara från och med ett givet datum, från kända reservoarer under rådande ekonomiska villkor, existerande produktionsmetoder samt nuvarande statliga bestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Om deterministiska metoder tillämpas anses termen tillförlitlighet uttrycka en hög grad av tilltro att dessa kvantiteter kan utvinnas. Om metoder som bygger på sannolikhetsteori tillämpas bör det vara minst 90 procent sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är lika med eller överstiger uppskattningarna.

Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av 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 utvinnas 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 eventuellt 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 förväntat 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. FPSO:n på Bertamfältet i Malaysia skrivs av över avtalets kontraktuella löptid.

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 tillgångar och skulder:

- Lån och fordringar och övriga finansiella tillgångar 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 reserv för finansiell tillgång 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 kassaflödessäkringar som kvalificerar för säkerhetsredovisning. Den effektiva delen av förändringen av verkligt värde på derivat som kvalificerar som kassaflödessäkring redovisas i övrigt totalresultat. Vinsten eller förlusten hänförlig

till den ineffektiva delen redovisas direkt 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 överutttag av kolväten värderas till marknadspris per balansdagen. Ett underutttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga fordringar och värderas till avistapriset eller gällande kontraktspris och ett överutttag av produktion från ett fält ingår i kortfristiga skulder och värderas till rapporteringsdagens avistapris eller gällande kontraktspris.

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 hänförbara 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 hänförbara 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.

Avsättningar 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 finansiell kostnad.

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

Upplåning

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

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

Intäkter

Intäkter från försäljning av olja och gas upptas i resultaträkningen netto efter avdrag för 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.

De överenskommelser som reglerar uttag och försäljning av olja mellan köpare och säljare, under vilka olja och gas produceras i vissa av koncernens verksamheter som ägs gemensamt med partners är sådana att varje delägare inte kan ta upp eller sälja sin exakta, berättigade andel av den totala produktionen varje period. Den obalans som det får till följd mellan den totala andelen av produktionen som bolaget är berättigad till och den verkliga produktionen efter permanenta skillnader med avdrag/tillägg för lager utgör underutttag eller överutttag. Underutttag

och överutttag värderas till verkligt värde och ingår i fordringar respektive skulder. Förändringar under en redovisningsperiod redovisas som förändring i under- och överuttagsposition som del av intäkterna så att bruttoresultatet beräknas på basis av den berättigade andelen.

Serviceintäkter, vilka avser tekniska tjänster och tjänster för projektledning till joint operations, redovisas som övriga intäkter. Den lokala skattelagstiftningen bestämmer om royalty skall betalas kontant eller i sak. Royalty som betalas kontant resultatförs i 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 den uppskjutna inkomstskatten uppstår till följd av en transaktion som utgör den initiala redovisningen av en tillgång eller skuld som inte är företagsförvärv och som, vid transaktionstillfället, varken påverkar redovisat eller skattemässigt resultat, redovisas den emellertid 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 6 och not 7.

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 127 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 borrhäls och avskrivningar i enlighet med produktionsenhetsmetoden. Förändringar i uppskattningar av olje- och gasreserver kan till exempel uppkomma som ett resultat från ytterligare bormning, iakttagelser av långsiktig reservoarprestanda eller förändringar i makroekonomiska faktorer såsom oljepris och inflation.

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

Nedskrivning av olje- och gastillgångar

Viktiga uppskattningar i modellerna för nedskrivning har att göra med priser och kostnader, vilka baseras på framåtriktade kurvor samt på ledningens långsiktiga antaganden. Lundin Petroleum har utfört sitt årliga nedskrivningstest i samband med den årliga revisionen av reserverna. Användandet av uppskattningar är 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 7.

Avsättning för återställningskostnader

De belopp som används vid redovisning av en avsättning för återställningskostnader är uppskattningar baserade på aktuella legala och informella krav och aktuell teknik och prisnivåer för borttagning av anläggningar och återställning av bormningar. 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 15.

Händelser efter balansdagens utgång

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

Noter till finansiella rapporter

Koncernen

Not 1 – Intäkter

MUSD	2015	2014
Olja	436,5	627,4
Kondensat	0,6	3,0
Gas	83,9	114,6
Försäljning av olja och gas	521,0	745,0
Förändring i under- och överruttagsposition	25,6	23,4
Övriga intäkter	22,7	16,8
	569,3	785,2

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

Not 2 – Produktionskostnader

MUSD	2015	2014
Utvinningskostnader	121,1	94,4
Tariff- och transportkostnader	11,8	18,4
Direkta produktionsskatter	3,5	3,6
Förändring i lager	-12,6	-0,8
Övriga	26,5	-49,1
	150,3	66,5

För ytterligare information om produktionskostnader, se förvaltningsberättelsen på sidan 80.

Not 3 – Segmentinformation

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

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

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

MUSD	2015	2014
Norge		
Olja	314,6	530,5
Kondensat	–	1,7
Gas	33,0	58,8
Försäljning av olja och gas	347,6	591,0
Förändring i under- och överruttagsposition	25,9	24,4
Övriga intäkter	2,0	3,8
Intäkter	375,5	619,2
Produktionskostnader	-104,5	-11,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-158,9	-88,5
Prospekteringskostnader	-146,5	-272,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-526,0	-400,7
Bruttoreultat	-560,4	-153,4

fortsättning – not 3

MUSD	2015	2014
Frankrike		
Olja	50,6	96,8
Försäljning av olja och gas	50,6	96,8
Förändring i under- och överuttagsposition	-0,2	-0,5
Övriga intäkter	1,5	1,7
Intäkter	51,9	98,0
Produktionskostnader	-25,1	-33,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-15,5	-16,9
Prospekteringskostnader	-0,6	-4,6
Bruttoresultat	10,7	43,4
Nederländerna		
Olja	0,1	0,1
Kondensat	0,6	1,3
Gas	24,0	33,8
Försäljning av olja och gas	24,7	35,2
Förändring i under- och överuttagsposition	-0,1	-0,5
Övriga intäkter	1,8	2,2
Intäkter	26,4	36,9
Produktionskostnader	-12,0	-16,8
Avskrivningar och återställningskostnader	-10,7	-15,9
Prospekteringskostnader	-0,7	-1,4
Bruttoresultat	3,0	2,8
Malaysia		
Olja	71,2	–
Försäljning av olja och gas	71,2	–
Övriga intäkter	10,8	–
Intäkter	82,0	–
Produktionskostnader	-4,4	–
Avskrivningar och återställningskostnader	-66,4	–
Avskrivningar av övriga tillgångar	-23,7	–
Prospekteringskostnader	-36,3	-14,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-191,8	–
Bruttoresultat	-240,6	-14,4
Indonesien		
Gas	26,9	22,0
Försäljning av olja och gas	26,9	22,0
Övriga intäkter	–	–
Intäkter	26,9	22,0
Produktionskostnader	-4,3	-5,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-9,1	-10,3
Prospekteringskostnader	–	-94,2
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-19,2	–
Bruttoresultat	-5,7	-87,9
Övriga		
Övriga intäkter	6,6	9,1
Intäkter	6,6	9,1
Produktionskostnader	–	0,1
Prospekteringskostnader	–	0,3
Bruttoresultat	6,6	9,5

fortsättning – not 3

MUSD	2015	2014
Summa		
Olja	436,5	627,4
Kondensat	0,6	3,0
Gas	83,9	114,6
Försäljning av olja och gas	521,0	745,0
Förändring i under- och överuttagsposition	25,6	23,4
Övriga intäkter	22,7	16,8
Intäkter	569,3	785,2
Produktionskostnader	-150,3	-66,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-260,6	-131,6
Avskrivningar av övriga tillgångar	-23,7	–
Prospekteringskostnader	-184,1	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-737,0	-400,7
Bruttoresultat	-786,4	-200,0

MUSD	Tillgångar		Skulder och eget kapital	
	2015	2014	2015	2014
Norge	3 429,0	3 549,3	3 212,8	3 188,1
Frankrike	217,4	237,4	120,3	128,6
Nederländerna	83,2	88,8	50,7	55,5
Malaysia	572,0	683,8	536,0	447,1
Indonesien	38,9	63,4	220,9	229,1
Ryssland	491,0	501,8	441,5	422,4
Sverige	2,1	2,4	12,7	3,9
Koncernen	3 370,3	2 788,4	4 073,1	2 968,6
Övriga	67,4	56,5	77,4	62,8
Eliminering av koncerninterna mellanhavanden	-3 486,0	-2 879,8	-3 486,0	-2 879,8
Tillgångar/skulder per land	4 785,3	5 092,0	5 259,4	4 626,3
Eget kapital hänförligt till aktieägare	N/A	N/A	-498,2	431,5
Innehav utan bestämmande inflytande	N/A	N/A	24,1	34,2
Summa koncernens egna kapital	N/A	N/A	-474,1	465,7
Summa konsoliderat	4 785,3	5 092,0	4 785,3	5 092,0

För ytterligare information om olje- och gastillgångar per land se även not 7.

För ytterligare information om intäkter, produktionskostnader, avskrivning och återställningskostnader, prospekteringskostnader, nedskrivning av olje- och gastillgångar, se förvaltningsberättelsen på sidorna 79–81.

Not 4 – Finansiella intäkter

MUSD	2015	2014
Ränteintäkter	6,1	1,2
Garanti-intäkter	0,7	0,5
Övriga	0,6	0,1
	7,4	1,8

Not 5 – Finansiella kostnader

MUSD	2015	2014
Räntekostnader	71,4	21,1
Valutakursförlust, netto	507,3	356,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	6,9	2,4
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	10,0	7,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringskostnader	12,4	12,6
Engagemangavgifter för lånefacilitet	7,7	21,4
Övriga	2,2	1,0
	617,9	421,8

Under 2015 aktiverades ränta till ett belopp om 40,2 MUSD (36,6 MUSD) för utbyggnadsprojekt.

Valutakursrörelser är främst ett resultat av US dollarns (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 en annan än USD. För ytterligare information om finansiella kostnader, se förvaltningsberättelsen på sidan 81.

Not 6 – Inkomstskatt

Skattekostnad MUSD	2015	2014
Aktuell skatt		
Norge	-283,3	-431,7
Frankrike	–	8,9
Nederländerna	1,7	2,4
Ryssland	0,2	0,1
Övriga	0,8	0,6
	-280,6	-419,7
Uppskjuten skatt		
Norge	-295,7	172,2
Frankrike	7,2	5,9
Nederländerna	4,8	8,1
Indonesien	6,6	-10,3
Ryssland	-0,2	-0,2
Malaysia	-12,2	-9,2
	-289,5	166,5
Summa skatt	-570,1	-253,2

För ytterligare information om inkomstskatter, se förvaltningsberättelsen på sidan 82.

fortsättning – not 6

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

MUSD	2015	2014
Resultat före skatt	-1 436,4	-685,1
Skatt enligt gällande bolagsskattenivå i Sverige 22% (22%)	316,0	150,7
Effekt av utländska skattesatser	417,1	138,8
Effekt av ej avdragsgilla kostnader	-235,3	-116,1
Effekt av för skatteändamål särskilt avdrag för utgifter	99,9	101,0
Effekt av utnyttjande av ej bokförda underskottsavdrag	9,8	6,0
Effekt av uppkomna ej bokförda underskottsavdrag	-32,9	-30,5
Justeringar av föregående års taxeringar	-4,5	3,3
Skatteintäkt	570,1	253,2

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	2015			2014		
	Före skatt	Skatt	Efter skatt	Före skatt	Skatt	Efter skatt
Valutaomräkningsdifferens	-81,7	–	-81,7	-196,3	–	-196,3
Kassaflödessäkring	6,9	–	6,9	-148,7	–	-148,7
Finansiella tillgångar som kan säljas	-3,7	–	-3,7	-15,3	–	-15,3
Övrigt totalresultat	-78,5	–	-78,5	-360,3	–	-360,3

Bolagsskatteskuld – aktuell och uppskjuten MUSD	Aktuell		Uppskjuten	
	2015	2014	2015	2014
Norge	–	–	407,9	844,8
Frankrike	–	–	47,6	43,9
Nederländerna	0,4	1,3	-1,6	0,9
Indonesien	–	–	3,5	–
Ryssland	0,3	0,3	85,2	83,7
Övriga	–	0,2	–	–
Summa skatteskuld	0,7	1,8	542,6	973,3

Det finns även en skattefordran om 264,7 MUSD (373,6 MUSD) främst hänförlig till Norge som redovisats i kortfristiga skattefordringar per den 31 december 2015.

För ytterligare information om skatteskulder, se förvaltningsberättelsen sidan 83.

fortsättning – not 6

Specifikation av uppskjutna skattefordringar och skatteskulder ¹ MUSD	2015	2014
Uppskjuten skattefordran		
Icke-utnyttjade underskottsavdrag	508,0	253,5
Övriga avdragsgilla temporära skillnader	8,2	18,0
	516,2	271,5
Uppskjutna skatteskulder		
Avskrivningar utöver plan	955,4	1 064,8
Brynhild kostnadsdelning	14,6	38,7
Valutakursvinst/förlust	–	19,1
Uppskjuten skatt på övervärden	75,3	109,1
Övriga skattepliktiga temporära skillnader	0,1	0,2
	1 045,4	1 231,9

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

De uppskjutna skattefordringarna är främst hänförliga till underskottsavdrag i Norge uppgående till 283,9 MUSD (52,3 MUSD) och ej utnyttjat särskilt avdrag för skatteändamål i Norge om 215,3 MUSD (134,7 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 livstid när det bokförda värdet skrivs av i redovisningen.

Outnyttjade skattemässiga underskott

Koncernen har nederländska underskottsavdrag, uppgående till cirka 196 MUSD (271 MUSD) som kan utnyttjas i upp till nio år. En uppskjuten skattefordran uppgående till 48 MUSD (59 MUSD), hänförlig till underskottsavdragen har ej bokförts per den 31 december 2015 på grund av osäkerheten i när och i vilken omfattning de kan utnyttjas. Koncernen har också svenska skattemässiga underskottsavdrag, uppgående till cirka 22 MUSD (34 MUSD). Någon uppskjuten skattefordran har inte bokförts på grund av osäkerheten i när och i vilken omfattning underskottsavdragen kan utnyttjas. Redovisningen överensstämmer med föregående år.

Not 7 – Olje- och gastillgångar

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Kostnadsställen med produktion	2 369,3	1 054,9
Kostnadsställen utan produktion	1 646,1	3 127,7
	4 015,4	4 182,6

2015 Kostnadsställen med produktion MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Malaysia	Summa
Anskaffningsvärde						
1 januari	1 896,6	332,9	133,0	65,5	–	2 428,0
Investeringar	181,1	16,9	2,3	-1,1	132,0	331,2
Förändringar i uppskattningar	57,6	-2,6	4,0	–	11,9	70,9
Omklassificeringar	1 743,9	–	–	–	268,2	2 012,1
Valutaomräkningsdifferens	-312,1	-34,5	-13,3	–	–	-359,9
31 december	3 567,1	312,7	126,0	64,4	412,1	4 482,3
Avskrivningar						
1 januari	-1 104,1	-130,7	-100,6	-37,7	–	-1 373,1
Årets avskrivningar	-156,3	-15,5	-10,7	-9,1	-66,4	-258,0
Nedskrivningar	-526,0	–	–	–	-165,9	-691,9
Valutaomräkningsdifferens	186,3	13,6	10,1	–	–	210,0
31 december	-1 600,1	-132,6	-101,2	-46,8	-232,3	-2 113,0
Redovisat värde	1 967,0	180,1	24,8	17,6	179,8	2 369,3

fortsättning – not 7

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
Valutaomräkningsdifferens	-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	-10,3	-131,5
Nedskrivningar	-400,7	—	-0,5	—	-401,2
Valutaomräkningsdifferens	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

2015 Kostnadsställen utan produktion MUSD	Norge	Frankrike	Nederländerna	Indonesien	Ryssland	Malaysia	Summa
1 januari	2 168,0	8,0	6,2	16,1	500,9	428,5	3 127,7
Investeringar	1 109,0	0,4	1,9	3,1	5,3	23,5	1 143,2
Kostnadsförda prospekteringskostnader	-146,5	-0,6	-0,7	—	—	-36,3	-184,1
Nedskrivningar	—	—	—	-19,2	—	-25,9	-45,1
Förändringar i uppskattningar	56,7	—	—	—	—	—	56,7
Omklassificeringar	-1 743,9	—	—	—	—	-268,2	-2 012,1
Valutaomräkningsdifferens	-422,7	-0,9	-0,8	—	-16,0	0,2	-440,2
31 december	1 020,6	6,9	6,6	—	490,2	121,8	1 646,1

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
Valutaomräkningsdifferens	-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

Omklassificeringar från kostnadsställen utan produktion till kostnadsställen med produktion var under 2015 främst hänförliga till Edvard Griegfältet i Norge som startade produktion i november 2015 och till Bertamfältet i Malaysia som startade produktion i april 2015.

Nedskrivningar

Lundin Petroleum utförde sitt nedskrivningstest den 31 december 2015 per tillgång 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 det redovisade värdet för Brynhildtillgången ned med 526,0 MUSD, före skatt och det redovisade värdet för Brynhildtillgången i Malaysia skrevs ned med 165,9 MUSD, före skatt. För ytterligare information om nedskrivningar, se förvaltningsberättelsen på sidan 81.

Aktiverade räntekostnader

Under 2015 har 40,2 MUSD (36,6 MUSD) aktiverade räntekostnader lagts till olje- och gastillgångarna och är hänförliga till utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia. Räntesatsen för aktiverade räntekostnader är beräknad på den externa lånefacilitetens ränta, LIBOR plus ett påslag om 3,00% per år, som ökat från 2,75% i juni 2015 (2,75% per år 2014).

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 2015 förväntas uppgå till 211,1 MUSD (501,5 MUSD), för vilka externa parter, som är joint operations partners, kommer att bidra med cirka 128,5 MUSD (252,2 MUSD).

Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar

MUSD	2015				2014			
	FPSO	Fastigheter	Övriga	Summa	FPSO	Fastigheter	Övriga	Summa
Anskaffningsvärde								
1 januari	178,9	11,2	40,8	230,9	63,4	11,3	40,1	114,8
Investeringar	30,8	–	5,3	36,1	118,8	–	6,1	124,9
Avyttringar	–	–	-0,5	-0,5	–	–	-0,1	-0,1
Omklassificering	–	–	4,5	4,5	–	–	–	–
Valutaomräkningsdifferens	-2,5	–	-3,6	-6,1	-3,3	-0,1	-5,3	-8,7
31 december	207,2	11,2	46,5	264,9	178,9	11,2	40,8	230,9
Avskrivningar								
1 januari	–	-1,6	-29,0	-30,6	–	-1,6	-28,2	-29,8
Avyttringar	–	–	0,5	0,5	–	–	0,1	0,1
Årets avskrivningar	-23,7	-0,1	-5,1	-28,9	–	-0,1	-4,6	-4,7
Omklassificering	–	–	-4,1	-4,1	–	–	–	–
Valutaomräkningsdifferens	–	–	2,5	2,5	–	0,1	3,7	3,8
31 december	-23,7	-1,7	-35,2	-60,6	–	-1,6	-29,0	-30,6
Redovisat värde	183,5	9,5	11,3	204,3	178,9	9,6	11,8	200,3

Årets avskrivningar avser avskrivningar enligt plan, vilka baseras på anskaffningsvärdet 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 resultaträkningen på raden för administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar. FPSO:n som befinner sig på Bertamfältet i Malaysia skrivs av över avtalets kontraktuella löptid och avskrivningen ingår i resultaträkningen på raden för avskrivningar av övriga tillgångar.

Not 9 – Finansiella tillgångar

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Övriga aktier och andelar	4,1	4,7
Brynhild kostnadsdelning	5,5	31,0
Övriga	1,1	1,3
	10,7	37,0

Not 9.1 – Övriga aktier och andelar

	31 december 2015			31 december 2014
	Antal aktier	Andel %	Redovisat värde MUSD	Redovisat värde MUSD
Shamaran Petroleum Corp.	103 784 842	6,6 %	4,1	4,7
			4,1	4,7

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 koncernens rapport över totalresultat.

I oktober 2014 skrev Lundin Petroleum under ett stödköpeavtal i samband med nyemissionen som föreslagits av ShaMaran. Lundin Petroleum kom, tillsammans med ShaMarans större aktieägare, överens om att teckna sina pro rata andelar av nyemissionen och att teckna de Shamaranaktier som inte tecknas av övriga aktieägare mot en med Shamaranaktier betalad garantiersättning från ShaMaran. Erbjudandet slutfördes av ShaMaran i februari 2015. Inom ramen för stödköpsavtalet utnyttjade Lundin Petroleum sin rättighet och förvärvade sin pro rata andel om 46,5 miljoner Shamaranaktier till ett sammanlagt 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. Lundin Petroleum erhöll 7,3 miljoner aktier i ShaMaran i ersättning. Efter det att nyemissionen var avslutad avyttrade Lundin Petroleum 20,4 miljoner aktier 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 december 2015 ägde Lundin Petroleum 103,8 miljoner aktier i ShaMaran, vilket motsvarade 6,6 procent av ShaMarans totala antal utestående aktier vid det datumet.

fortsättning – not 9.1

Det verkliga värdet av aktierna i ShaMaran är beräknat utifrån börskursen på aktien på Torontobörsen på balansdagen och beskrivs nedan.

ShaMaran Petroleum Corp. MUSD	2015	2014
1 januari	4,7	21,6
Investeringar	4,2	–
Förändring i verkligt värde	-3,7	-15,3
Valutaomräkningsdifferens	-1,1	-1,6
31 december	4,1	4,7

Not 9.2 – Övriga finansiella tillgångar

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Brynhild kostnadsdelning	5,5	31,0
Övriga	1,1	1,3
	6,6	32,3

Brynhild kostnadsdelning är hänförlig till den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet, i enlighet med vilket kostnadsandelen varierar med oljepriset. Den kortfristiga delen framgår av not 11.

Not 10 – Lager

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Kolvätelager	15,5	3,5
Borrutrustning och förbrukningsmaterial	30,1	38,1
	45,6	41,6

Not 11 – Kundfordringar och andra fordringar

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Kundfordringar	35,2	40,3
Underuttag	26,5	3,6
Fordringar på joint operations	48,4	49,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	29,5	41,5
Brynhild kostnadsdelning	14,7	21,6
Övriga	5,0	7,4
	159,3	163,5

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

Brynhild kostnadsdelning är hänförlig till den kortfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet, i enlighet med vilket kostnadsandelen varierar med oljepriset. Den långfristiga delen framgår av not 9.2.

Not 12 – Likvida medel

Likvida medel innehåller endast kontanta medel i kontantkassan och på bankkonton. Inga kortfristiga placeringar innehades per den 31 december 2015.

Not 13 – Eget kapital

Not 13.1 – Aktiekapital

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Aktiekapital i MUSD	0,5	0,5
Aktiekapital i SEK	3 179 106	3 179 106
Antal aktier	311 070 330	311 070 330
Nominellt värde per aktie i SEK	0,01	0,01

I antalet aktier per den 31 december 2015 ingår 2 000 000 aktier som Lundin Petroleum innehar i eget namn.

Under 2014 minskade moderbolaget 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.

Not 13.2 – Övriga reserver

MUSD	Reserv för finansiell tillgång som kan säljas	Säkringsreserv	Valutaomräknings- reserv	Summa
1 januari 2014	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
Totalresultat	-3,7	6,9	-76,3	-73,1
31 december 2015	-10,2	-141,0	-358,1	-509,3

Not 13.3 – Resultat per aktie

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

	2015	2014
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare, USD	-861 764 755	-427 109 353
Vägt genomsnittligt antal aktier för året	309 070 330	309 170 986
Resultat per aktie, USD	-2,79	-1,38
Vägt genomsnittligt antal aktier för året efter utspädning	310 019 890	309 475 038
Resultat per aktie efter full utspädning, USD	-2,79	-1,38

Not 14 – Finansiella skulder

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Banklån	3 858,0	2 690,0
Aktiverade finansieringsavgifter	-23,2	-36,0
	3 834,8	2 654,0

Avgifterna i samband med upprättandet av kreditfaciliteten har aktiverats och skrivs av över facilitetens förväntade livslängd. Räntan på Lundin Petroleums kreditfacilitet är rörlig och uppgår för närvarande till LIBOR + 3,00% per år, vilket är en ökning från 2,75% i juni 2015 (2,75% per år 2014).

För ytterligare information se not 18.

Not 15 – Avsättningar

MUSD	Återställning	LTIP	Betalning infarmning	Pensions-avsättning	Övriga	Summa
1 januari 2015	274,1	6,7	56,0	1,2	3,4	341,4
Investeringar	–	7,3	–	–	1,2	8,5
Förändring i uppskattningar	127,6	–	-9,0	-0,1	–	118,5
Betalningar	-10,6	-5,9	-34,8	-0,1	-0,5	-51,9
Nuvärdesjustering	12,7	–	–	–	–	12,7
Valutaomräkningsdifferens	-35,6	-1,1	-7,6	0,2	-0,4	-44,5
31 december 2015	368,2	7,0	4,6	1,2	3,7	384,7
Långfristiga	368,2	2,2	4,6	1,2	3,7	379,9
Kortfristiga	–	4,8	–	–	–	4,8
Summa	368,2	7,0	4,6	1,2	3,7	384,7

MUSD	Återställning	LTIP	Betalning infarmning	Pensions-avsättning	Övriga	Summa
1 januari 2014	241,6	77,0	–	1,5	3,6	323,7
Investeringar	–	13,1	56,0	–	0,2	69,3
Förändring i uppskattningar	65,7	–	–	–	–	65,7
Betalningar	-1,1	-44,8	–	-0,2	-0,2	-46,3
Nuvärdesjustering	7,0	–	–	–	–	7,0
Omklassificering	–	-38,3	–	–	–	-38,3
Omräkningsdifferens	-39,1	-0,3	–	-0,1	-0,2	-39,7
31 december 2014	274,1	6,7	56,0	1,2	3,4	341,4
Långfristiga	274,1	1,8	7,5	1,2	3,4	288,0
Kortfristiga	–	4,9	48,5	–	–	53,4
Summa	274,1	6,7	56,0	1,2	3,4	341,4

Avsättning för återställningskostnader

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. Förändringar i uppskattningar 2015 är främst hänförliga till skulden avseende installerad infrastruktur och genomförda borningar på utbyggnaderna av fälten Edvard Grieg och Bertam under 2015, samt en ökning av avsättningen för Brynhildfältet. Av den totala summan beräknas cirka 70 procent att regleras efter mer än 15 år, vilket baserats på uppskattningarna som använts i beräkningen av återställningskostnaderna per den 31 december 2015.

Avsättning för LTIP

För mer information avseende koncernens LTIP, se not 24.

Pensionsavsättning

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 (143 TUSD) betalas till Eva Lundin. Bolaget kan, om det så väljer, betala ut denna pensionsutfästelse genom en engångsbetalning om 1 800 TCHF (1 809 TUSD).

Not 16 – Leverantörsskulder och andra skulder

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Leverantörsskulder	23,1	23,9
Förutbetalda intäkter	20,2	–
Upplupna kostnader och skulder till joint operations	271,5	383,5
Övriga upplupna kostnader	23,7	46,1
Långsiktiga incitamentsprogram	–	28,2
Övriga	11,4	9,7
	349,9	491,4

Not 17 – Finansiella instrument

Finansiella instrument per kategori

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

31 december 2015 MUSD	Summa	Lånefordringar och övriga fordringar till upplupet anskaffningsvärde	Finansiella tillgångar till upplupet anskaffningsvärde	Tillgångar till verkligt värde inom övrigt totalresultat	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkrings- ändamål
Övriga aktier och andelar	4,1	–	–	4,1	–	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	6,6	–	1,1	–	5,5	–
Fordringar på joint operations	48,4	48,4	–	–	–	–
Övriga kortfristiga fordringar ¹	346,1	346,1	–	–	–	–
Likvida medel	71,9	71,9	–	–	–	–
	477,1	466,4	1,1	4,1	5,5	–

31 december 2015 MUSD	Summa	Övriga skulder till upplupet anskaffningsvärde	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkringsändamål
Finansiella skulder	3 834,8	–	3 834,8	–	–
Övriga långfristiga skulder	32,2	32,2	–	–	–
Derivatinstrument	114,5	–	–	–	114,5
Skulder till joint operations	271,5	271,5	–	–	–
Övriga kortfristiga skulder	55,4	55,4	–	–	–
	4 308,4	359,1	3 834,8	–	114,5

31 december 2014 MUSD	Summa	Lånefordringar och övriga fordringar till upplupet anskaffningsvärde	Finansiella tillgångar till upplupet anskaffningsvärde	Tillgångar till verkligt värde inom övrigt totalresultat	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkrings- ändamål
Övriga aktier och andelar	4,7	–	–	4,7	–	–
Övriga finansiella anläggningstillgångar	32,3	–	1,3	–	31,0	–
Övriga kortfristiga fordringar ¹	446,5	446,5	–	–	–	–
Fordringar på joint operations	49,1	49,1	–	–	–	–
Likvida medel	80,5	80,5	–	–	–	–
	613,1	576,1	1,3	4,7	31,0	–

31 december 2014 MUSD	Summa	Övriga skulder till upplupet anskaffningsvärde	Finansiella skulder till upplupet anskaffningsvärde	Verkligt värde redovisat i resultaträkningen	Derivat för säkringsändamål
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

¹ Förskottsbetalningar är inte inkluderade i övriga kortfristiga fordringar, eftersom förskottsbetalningar inte bedöms vara finansiella instrument.

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

fortsättning – not 17

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

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

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

31 december 2015			
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Finansiella tillgångar			
Övriga aktier och andelar	4,1	–	–
	4,1	–	–
Finansiella skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	48,4	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	66,1	–
	–	114,5	–

31 december 2014			
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Finansiella tillgångar			
Övriga aktier och andelar	4,7	–	–
	4,7	–	–
Finansiella skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	33,9	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	101,4	–
	–	135,3	–

Övriga aktier och andelar nivå 3		
MUSD	2015	2014
1 januari	–	0,4
Avyttring/likvidation	–	-0,4
31 december	–	–

Utestående derivatinstrument kan specificeras enligt följande:

Verkligt värde på utestående derivatinstrument i balansräkningen	31 december 2015		31 december 2014	
	Tillgångar	Skulder	Tillgångar	Skulder
Räntesäkringsinstrument	–	43,9	–	22,3
Valutasäkringsinstrument	–	70,6	–	113,0
Summa	–	114,5	–	135,3
Långfristiga	–	48,4	–	33,9
Kortfristiga	–	66,1	–	101,4
Summa	–	114,5	–	135,3

Det verkliga värdet av räntesäkring beräknas genom att använda kurvan för terminsräntan över den utestående delen av räntesäkringsinstrumentet. Den effektiva delen av räntesäkring per den 31 december 2015 uppgick till en nettoskuld om 43,9 MUSD (22,3 MUSD).

Det verkliga värdet av valutasäkring beräknas genom att använda kurvan för terminkursen över den utestående delen av de utestående valutakurssäkringkontrakten. Den effektiva delen av valutasäkring per den 31 december 2015 uppgick till en nettoskuld om 70,6 MUSD (113,0 MUSD).

För information om risker i den finansiella rapporteringen, se avsnitten Intern kontroll och revision i Bolagsstyrningsrapporten på sidorna 68–69 och Riskhantering på sidorna 34–37.

Not 18 – 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 revision i Bolagsstyrningsrapporten på sidorna 68–69 och Riskhantering på sidorna 34–37.

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 arbetsättaganden 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 avseende mål, policier och processer under 2015.

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

MUSD	31 december 2015	31 december 2014
Banklån	3 858,0	2 690,0
Likvida medel	-71,9	-80,5
Nettoskuld	3 786,1	2 609,5

Ökningen av nettoskulden i förhållande till 2014 är främst hänförlig till finansiering av koncernens utbyggnadsaktiviteter.

Ränterisk

Ränterisk är den risk osäkerheten avseende framtida räntenivåer har på bolagets resultat.

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 2015 uppgick till 111,6 MUSD, vilka inkluderar aktiverade räntekostnader om 40,2 MUSD, vilka var hänförliga till lån avseende koncernens utbyggnadsaktiviteter. En ränteförändring om 100 procentenheter skulle fått till följd en förändring om 15,3 MUSD i den totala räntekostnaden för året när koncernens räntesäkringar för 2015 inkluderas i beräkningen.

Koncernen har ingått räntesäkringskontrakt enligt följande

Lån MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Ränta per år	Likvidperiod
500	0,57%	1 apr 2013 – 31 mar 2016
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 koncernens rapporteringsvaluta US dollar. De funktionella valutorna för Lundin Petroleums dotterbolag är i huvudsak 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 18

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

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
1 251,8 MNOK	182,5 MUSD	6,86 NOK: 1 USD	jan 2016 – jun 2016
2 058,4 MNOK	243,9 MUSD	8,44 NOK: 1 USD	jul 2016 – dec 2016
1 839,2 MNOK	217,3 MUSD	8,46 NOK: 1 USD	jan 2017 – dec 2017
1 928,0 MNOK	228,0 MUSD	8,46 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
1 672,4 MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

Enligt IAS 39, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet redovisas i övrigt totalresultat. Per den 31 december 2015 har en kortfristig skuld, uppgående till 66,1 MUSD (101,4 MUSD) och en långfristig skuld uppgående till 48,4 MUSD (33,9 MUSD) redovisats, vilka representerar det verkliga värdet av de utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakten.

Valutakursexponering

Tabellen som följer sammanfattar den inverkan en förändring i dessa valutor gentemot US dollar skulle ha på rörelseresultatet för året som avslutades den 31 december 2015 vid en omräkning av koncernens dotterbolags resultaträkningar från funktionell valuta till rapporteringsvalutan US dollar.

Rörelseresultatet i de finansiella rapporterna, MUSD		-825,9	-825,9
	Genomsnittlig kurs 2015	10% försvagning av USD	10% förstärkning av USD
Förändring valutakurser			
EUR/USD	0,9012	0,8193	0,9913
SEK/USD	8,4303	7,6639	9,2733
NOK/USD	8,0637	7,3306	8,8701
RUR/USD	61,2881	55,7165	67,4169
CHF/USD	0,9621	0,8746	1,0583
Summa påverkan på rörelseresultatet, MUSD		-51,9	51,9

Valutakursrisken på koncernens resultat och egna kapital från omräkningsexponering är inte säkrad.

Dessutom, vilket beskrivs i förvaltningsberättelsen på sidan 81, påverkas resultat från valutakursförändringar i resultaträkningen främst av omvärderingen av lån och rörelsekapital. En förstärkning om 10 procent av dollarkursen mot övriga valutakurser i koncernen skulle resultera i en ytterligare redovisad valutakursförlust om 50,7 MUSD i resultaträkningen.

Priset på olja och gas

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

Tabellen nedan sammanfattar den inverkan en förändring i oljepriset skulle ha haft på det egna kapitalet och resultatet för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2015:

Årets resultat i de finansiella rapporterna, MUSD	-866,3	-866,3
Möjlig förändring	-10%	10%
Summa påverkan på årets resultat, MUSD	-18,9	18,9

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

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

Under räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2015 ingick koncernen inga oljeprissäkringskontrakt. Det finns inga utstående oljeprissäkringskontrakt per den 31 december 2015.

Kreditrisk

Lundin Petroleum's policy är att begränsa kreditrisken genom att begränsa motparter till de stora bankerna och oljebolagen. Då en kreditrisk anses föreligga vid försäljning av olja och gas, är policyn att efterfråga oåterkalleliga rembuser för det totala värdet av försäljningen. Policyn för joint operations partners är att förlita sig på villkoren i de underliggande joint operations-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.

fortsättning – not 18

Per den 31 december 2015 uppgick koncernens kundfordringar till 35,2 MUSD (40,3 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 2015. Likvida medel hålls med banker som har en historiskt hög kreditvärdighet.

Likviditetsrisk

Likviditetsrisken 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 bolagsledningen.

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. 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. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten baseras på nuvärdet av det framtida nettokassaflödet för tillgångarna. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av tillgängligt belopp per den 31 december 2015, förfaller en del av det aktuella utestående banklånesaldot inom fem år. Inga återbetalningar behövs göras under 2015 avseende kreditfaciliteten. Den 1 februari 2016 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att öka bolagets reservbaserade kreditfacilitet om upp till 5,0 miljarder USD, med ett initialt tillgängligt belopp om 4,3 miljarder USD. I mars 2016 säkrades ytterligare 135 miljoner USD under denna facilitet. Faciliteten förfaller den 31 december 2022 och ingen minskning av facilitetens tillgängliga belopp kommer att göras före 2020.

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.

I april 2015 ingick Lundin Petroleum dessutom en kreditfacilitet för prospektering om 4,5 miljarder NOK. Faciliteten är säkrad mot den skatteåterbetalning som Lundin Norway erhåller för prospekterings- och utvärderingsaktiviteter och förfaller i december 2016. Till följd av skatteåterbetalningen som erhöles i december 2015 minskades facilitetens storlek till 2,15 miljarder NOK vid slutet av 2015. I mars 2016 ingick Lundin Petroleum en kortfristig revolverande kreditfacilitet om 300 miljoner USD med syfte att förse bolaget med ytterligare finansiell flexibilitet. Den revolverande kreditfaciliteten löper på sex månader med en option att förlänga ytterligare tre månader.

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 2015	31 december 2014
Långfristiga		
Återbetalning inom 1–2 år:		
– Derivatinstrument	42,5	20,3
Återbetalning inom 2–5 år:		
– Banklån	3 858,0	2 690,0
– Derivatinstrument	5,9	13,6
Återbetalning efter 5 år:		
– Övriga långfristiga skulder	32,2	29,1
	<u>3 938,6</u>	<u>2 753,0</u>
Kortfristiga		
Återbetalning inom 6 månader:		
– Leverantörsskulder	23,1	23,9
– Skatteskulder	0,7	1,8
– Skulder till joint operations	271,5	383,5
– Övriga kortfristiga skulder	11,4	37,9
– Derivatinstrument	18,1	35,0
Återbetalning efter 6 månader:		
– Derivatinstrument	48,0	66,4
	<u>372,8</u>	<u>548,5</u>

Lundin Petroleum har genom sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV ingått produktionsdelningskontrakt med Petrolia 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 2015 till 23,5 MUSD. Dessa garantier har slutliga förfallodatum som sträcker sig mellan februari 2016 och juni 2017.

Not 19 – Ställda panter

I februari 2014 ökade Lundin Petroleum sin sjuåriga säkrad revolverande "borrowing base" facilitet till 4,0 miljarder USD, vilket beskrivs i not 18. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 december 2015 uppgår till 422,9 MUSD (1 126,8 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de koncernbolag vars aktier är pantsatta, vilket beskrivs i avsnittet om moderbolaget nedan.

Not 20 – Ansvarsförbindelser och eventualtillgångar

Ansvarsförbindelser

I samband med Lundin Petroleums köp av ytterligare 30 procent i Laganskyblocket 2009 har Lundin Petroleum kommit överens om att betala en avgift till den tidigare ägaren av Laganskyblocket som beräknas med 0,30 USD per fat olja av 30 procent av de bevisade och sannolika reserverna i Laganskyblocket vid datumet då beslut om utbyggnad fattas.

Eventualtillgångar

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 150 MMbo, brutto) och 0,30 USD per fat olja (över 150 MMbo, brutto) av de bevisade och sannolika reserverna i Laganskyblocket vid datumet då beslut om utbyggnad fattas.

Beloppets storlek och tidpunkten för betalningen av ansvarsförbindelsen och eventualtillgången hänförliga till Laganskyblocket är beroende av framtida prospekterings-, utbyggnads-, och produktionsverksamhet. På grund av osäkerheter hänförliga till dessa verksamheter, kan uppskattningar av kassaflöden inte beräknas med säkerhet.

I samband med försäljningen av Lundin Petroleums 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.

I oktober 2015 ingick Lundin Petroleum ett försäljningsavtal med PT Medco Energi Internasional TBK (Medco) om försäljning av olje- och gasverksamheten i Indonesien, inklusive Lundin Petroleums licensandel om 25,88 procent i produktionsdelningskontraktet (PSC) Lematang avseende Singafältet. Transaktionens slutförande är villkorat av godkännande från den indonesiska staten. Avtal har slutits, vilket innebär att om transaktionen slutförs betalar Medco en framtida ersättning hänförlig till Singafältet till Lundin Petroleum enligt följande: (a) om PSC:n för Lematang förlängs bortom det nuvarande slutdatumet i april 2017, ska Medco betala 35 procent av vissa kassaflöden som genererats efter datumet för förlängningen till Lundin Petroleum; eller (b) om PSC:n för Lematang inte förlängs och vissa andra villkor uppfylls, ska Medco betala 4,0 MUSD till Lundin Petroleum.

Not 21 – Transaktioner med närstående

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

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

MUSD	2015	2014
Inköp av tjänster	-0,2	-0,6
Försäljning av tjänster	0,5	0,7

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 bolagsledning. Ersättningar till styrelseledamöter och bolagsledning redovisas i not 23. Utestående belopp hänförliga till ledande personer med nyckelställning fanns per den 31 december 2015.

Not 22 – Genomsnittligt antal anställda

Genomsnittligt antal anställda per land	2015		2014	
	Summa anställda	varav män	Summa anställda	varav män
Moderbolaget i Sverige	2	1	3	1
Utländska dotterbolag				
Norge	338	254	320	240
Frankrike	48	39	54	41
Nederländerna	7	4	7	4
Indonesien	10	5	24	14
Ryssland	17	9	43	24
Malaysia	123	81	98	68
Schweiz	44	27	44	27
Summa utländska dotterbolag	587	419	590	418
Summa koncernen	589	420	593	419

Styrelseledamöter och bolagsledning	2015		2014	
	Summa vid slutet av året	varav män	Summa vid slutet av året	varav män
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter ¹	8	5	7	5
Utländska dotterbolag				
Bolagsledning ¹	6	5	7	6
Summa koncernen	14	10	14	11

¹ För 2014 har C. Ashley Heppenstall, vd och styrelseledamot, endast inräknats i bolagsledningen.

Not 23 – Ersättning till styrelse, bolagsledning och andra anställda

Löner, andra ersättningar och sociala kostnader TUSD	2015		2014	
	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner och andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget i Sverige				
Styrelseledamöter	573	87	686	147
Anställda	258	139	454	236
Utländska dotterbolag				
Bolagsledning	7 015	492	13 696	960
Andra anställda	97 834	23 647	101 629	23 957
Summa koncernen	105 680	24 365	116 465	25 300
varav pensionskostnader		9 539		9 821

Tabellen ovan visar kostnaden som har redovisats i resultaträkningen under året och överensstämmer inte med gjorda betalningar. Det syntetiska optionsprogrammet, för vilket inlösendatumet inföll under 2015 har till största delen kostnadsförts under tidigare år eftersom periodisering har skett över programmets löptid. Tabellen nedan visar de faktiska utbetalningarna som gjorts till bolagsledningen under 2015.

fortsättning – not 23

Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter och bolagsledning TUSD	Fast styrelse arvode/fast lön och andra förmåner ¹	Kortfristig rörlig lön ²	Unit bonus program	Syntetiska optioner	Arvode för kommittéarbete	Arvode för särskilda uppdrag utanför styrelsearbete ³	Pension	Summa 2015	Summa 2014
Moderbolaget i Sverige									
Styrelseledamöter									
Ian H. Lundin	124	—	—	—	6	178	—	308	382
Peggy Bruzelius	59	—	—	—	15	—	—	74	87
C. Ashley Heppenstall	10	—	—	—	—	—	—	10	—
Asbjørn Larsen	30	—	—	—	6	—	—	36	87
Lukas H. Lundin	59	—	—	—	—	—	—	59	72
William A. Rand	59	—	—	—	27	—	—	86	109
Grace Reksten Skaugen	30	—	—	—	—	—	—	30	—
Magnus Unger	59	—	—	—	12	18	—	89	87
Cecilia Vieweg	59	—	—	—	18	—	—	77	94
Summa styrelseledamöter	489	—	—	—	84	196	—	769	918
Utländska dotterbolag									
Bolagsledning									
C. Ashley Heppenstall ⁴	1 879	698	—	12 200	—	—	137	14 914	14 793
Alex Schneider ⁴	718	499	—	8 946	—	—	166	10 329	10 802
Övriga ⁵	2 103	1 152	371	5 693	—	—	345	9 664	23 582
Summa Bolagsledning	4 700	2 349	371	26 839	—	—	648	34 907	49 177

¹ Andra förmåner inkluderar skolvavgifter och sjukförsäkring.

² Bonusbetalningen som tilldelades och utbetalades under 2015 är hänförlig till prövningen som gjordes av ersättningskommittén i januari 2015, vilken tar i beaktande den anställdes bidrag till koncernens resultat under 2014.

³ Ersättningen är hänförlig till arbete som utförts utanför det ordinarie styrelseuppdraget av styrelseledamöter för koncernens räkning. 2015 års ersättningspolicy hänvisade enbart till ersättningar till bolagsledningen och nämnde inte konsultarvode till styrelseledamöter. Ersättningar som utbetalats till styrelseordföranden Ian H. Lundin godkändes av 2014 och 2015 års bolagsstämmor. Styrelsen enades om en tillåten avvikelse från 2015 års ersättningspolicy avseende sådan ersättning till Magnus Unger. Dessutom godkände styrelsen ett konsultavtal med C. Ashley Heppenstall, med verkan från den 1 januari 2016, som en tillåten avvikelse från 2015 års ersättningspolicy. Detta avtal innebär en årlig betalning om 600 TCHF, för att göra det möjligt för bolaget att dra nytta av hans erfarenhet och expertis för särskilda projekt och uppdrag.

⁴ C. Ashley Heppenstall lämnade sin post som vd i slutet av september 2015 och ersattes av Alex Schneider i oktober 2015.

⁵ 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).

Styrelseledamöter

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

Bolagsledning

Den avgiftsbestämnda pensionsplanen uppgår till mellan 15 och 18 procent av den pensionsgrundande inkomsten. Bolaget bidrar till 60 procent av pensionen och den anställda till resterande 40 procent. Den pensionsgrundande inkomsten definieras som årlig grundlön och kortfristig rörlig lön och har ett tak på ungefär 846 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 upp till två års grundlöner för det fall anställningen upphör på grund av väsentlig ägarförändring i bolaget (change of control). Styrelsen har i särskilda fall dessutom rätt att godkänna avgångsvederlag utöver uppsägningstid och överenskomna avgångsvederlag vid en väsentlig ägarförändring i bolaget (change of control) 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 vd:n lämnade sin position i slutet av september 2015. I enlighet med villkoren i hans anställningskontrakt erhöll han en utbetalning motsvarande ett års grundlön vid hans avgång, istället för uppsägningstid. Styrelsen godkände även hans fortsatt fulla rätt till 2014 och 2015 års prestationsbaserade LTIP, under samma villkor som gäller för alla deltagare i programmet.

Se sidorna 63–65 i Bolagsstyrningsrapporten för ytterligare information avseende koncernens principer för ersättning och ersättningspolicy för bolagsledningen för 2015.

Not 24 – Långsiktiga incitamentsprogram

Bolaget har följande långsiktiga incitamentsprogram (LTIP).

Syntetiska optioner

Vid årsstämman den 13 maj 2009 godkände Lundin Petroleum aktieägare införandet av LTIP för bolagsledningen (vilken vid tiden för tilldelningen innefattade koncernchef och vd, Chief Operating Officer, Vice President Finance och Chief Financial Officer och Senior Vice President Development), vilken innefattade en tilldelning av syntetiska optioner som kunde lösas in fem år efter utställandet. Inlösen av optionerna berättigade mottagaren till att erhålla en kontant betalning baserad på marknadsvärdet på Lundin Petroleumaktien. Utbetalningen av tilldelningen under dessa syntetiska optioner inträffade i två lika stora trancher: (i) den första på dagen som inträffade omedelbart efter femårsdagen av tilldelningen och (ii) den andra på dagen som inträffade ett år efter den första utbetalningen. LTIP-tilldelningen innehöll 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK.

Inlösen datum för det syntetiska optionsprogrammet inföll i maj 2014 på femårsdagen av tilldelningen. Deltagarna erhöll 50 procent av inlösenbeloppet, vilket motsvarade den genomsnittliga kursen på bolagets aktie under det femte året som följde tilldelningen, minskat med lösenpriset multiplicerat med antalet syntetiska optioner. Den återstående betalningen under det syntetiska optionsprogrammet avseende tidigare Vice President Finance och Chief Financial Officer utbetalades under det tredje kvartalet 2014 i enlighet med bestämmelserna i planen.

I maj 2015 gjordes den återstående betalningen under det syntetiska optionsprogrammet, vilken uppgick till 26,8 MUSD, exklusive sociala avgifter.

Unit bonus program

Under 2008 införde Lundin Petroleum LTIP bestående av ett unit bonus program med en årlig tilldelning av enheter 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 enheter är anställd vid datumet för utbetalningen. Aktiekursen som bestämmer storleken av kontantbetalningen vid slutet av respektive intjänandeperiod kommer att baseras på den genomsnittliga slutkursen på Lundin Petroleumaktien under de fem handelsdagarna före och efter inlösen datumet. Inlösenpriset vid inlösen datumet den 31 maj 2015 var 134,20 SEK.

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

Nedanstående tabell visar antalet tilldelade enheter under LTIP-programmen, det utestående beloppet per den 31 december 2015 och vilket år de kommer att lösas in.

Unit bonus program	Program				Total
	2012	2013	2014	2015	
Utestående vid periodens början	114 100	270 316	371 514	—	755 930
Tilldelade under perioden	—	—	3 510	441 831	445 341
Förverkade under perioden	-1 284	-3 558	-2 710	-3 099	-10 651
Förfallna under perioden	-112 816	-133 922	-125 008	—	-371 746
Utestående vid periodens slut	—	132 836	247 306	438 732	818 874
Inlösen datum					
31 maj 2016		132 836	123 653	146 244	402 733
31 maj 2017		—	123 653	146 244	269 897
31 maj 2018		—	—	146 244	146 244
Utestående vid periodens slut		132 836	247 306	438 732	818 874

Kostnaderna för programmen framgår av nedanstående tabell.

Unit Bonus Program MUSD	2015	2014
2011	—	1,8
2012	1,5	1,1
2013	1,5	2,0
2014	2,0	1,4
2015	2,0	—
	7,0	6,3

LTIP tilldelningar resultatförs 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 2015 uppgick till 7,0 MUSD (6,7 MUSD). Avsättningen är beräknad baserat på Lundin Petroleum aktiekurs på balansdagen. Aktiekursen per balansdagen den 31 december 2015 var 122,60 SEK.

fortsättning – not 24**Prestationsbaserat incitamentsprogram**

2014 och 2015 års bolagsstämmor godkände ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet för 2015 gäller från och med den 1 juli 2015 och kostnaden för 2015 har redovisats från och med andra halvåret 2015. Den totala summan av antalet utestående rättigheter uppgick för 2015 till 694 011 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2015, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 91,40 SEK, vilket motsvarar verkligt värde vid datumet för tilldelningen beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Programmet för 2014 gäller från och med den 1 juli 2014 och summan av antalet utestående rättigheter uppgick för 2014 till 602 554 och redovisas över en period om 3 år från och med den 1 juli 2014, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarar verkligt värde vid datumet för tilldelningen beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Not 25 – Ersättning till koncernens revisorer

TUSD	2015	2014
PwC		
Revisionsarvode	887	1 136
Revisionsrelaterat	88	123
Skatterådgivning	29	48
Övriga tjänster	30	12
Summa PwC	1 034	1 319
Ersättningar till andra revisorer än PwC	34	207
Summa	1 068	1 526

I revisionsarvode ingår granskning av delårsrapporten 2015. Revisionsrelaterat arbete innehåller särskilda uppdrag såsom licensrevisioner och revisioner av produktionsdelningskontrakt.

Not 26 – Händelser efter balansdagens utgång

Under det första kvartalet 2016 meddelade Lundin Petroleum följande händelser:

Ett avtal om försäljning av Bertam FPSO:n undertecknades med M3nergy Investment Ltd. Avtalet förutsätter att vissa villkor uppfylls, vilket inkluderar slutförandet av köparens finansiering.

Prospekteringsborrningarna i Norge på Lorry i PL700B och Fosen i PL544 pluggades igen och lämnades som torra. Utgifterna för borrningarna kommer att kostnadsföras i det första kvartalet 2016.

Prospekteringsborrningarna på Bambazon- och Maliganstrukturerna i block SB307/308, offshore Sabah i Malaysia, påträffade förekomst av kolväten i icke-komersiella volymer och pluggades igen och lämnades. Utgifterna för borrningarna kommer att kostnadsföras i det första kvartalet 2016.

Fyra prospekteringslicenser tilldelades Lundin Petroleum i 2015 års norska APA licensrunda, varav två som operatör.

Bolaget ingick en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om upp till 5,0 miljarder USD, med ett initialt tillgängligt belopp om 4,3 miljarder USD. I mars 2016 säkrades ytterligare 135 miljoner USD under denna facilitet. Faciliteten ersätter den nuvarande kreditfaciliteten om 4,0 miljarder USD, vars tillgängliga belopp skulle ha minskats från och med juni 2016 och förfallit 2019. I mars 2016 ingick Lundin Petroleum dessutom en kortfristig revolverande kreditfacilitet om 300 miljoner USD, som löper på sex månader med en option att förlänga ytterligare tre månader.

Moderbolagets årsredovisning

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -78,1 MSEK (108,7 MSEK) för året.

I resultatet ingår administrationskostnader om 89,6 MSEK (144,9 MSEK) och finansiella intäkter om 4,6 MSEK (209,9 MSEK). Föregående år inkluderade en utdelning om 205,7 MSEK.

Ställda panten om 3 569,7 MSEK (8 717,8 MSEK) avser det bokförda värdet på aktierna som pantsattes i samband med kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV, se även not 18.

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 90–95.

Moderbolagets resultaträkning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	Not	2015	2014
Intäkter		8,7	9,2
Bruttoresultat		8,7	9,2
Administrationskostnader		-89,6	-144,9
Rörelseresultat		-80,9	-135,7
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	1	4,6	209,9
Finansiella kostnader	2	-1,8	-1,9
		2,8	208,0
Resultat före skatt		-78,1	72,3
Inkomstskatt	3	–	36,4
Årets resultat		-78,1	108,7

Moderbolagets rapport över totalresultat för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	2015	2014
Årets resultat	-78,1	108,7
Övrigt totalresultat	–	–
Totalresultat	-78,1	108,7
Hänförligt till:		
Moderbolagets aktieägare	-78,1	108,7
	-78,1	108,7

Moderbolagets balansräkning

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	Not	2015	2014
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		3,8	3,4
Övriga fordringar	4	13,7	13,3
Likvida medel		0,4	1,8
Summa omsättningstillgångar		17,9	18,5
SUMMA TILLGÅNGAR		7 889,9	7 890,5
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	2 295,3
Balanserad vinst		4 700,7	4 592,0
Årets resultat		-78,1	108,7
Summa fritt eget kapital		6 917,9	6 996,0
Summa eget kapital		7 782,4	7 860,5
Långfristiga skulder			
Avsättningar		0,4	0,3
Skulder till koncernbolag		100,7	–
Summa långfristiga skulder		101,1	0,3
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		–	5,2
Skulder till koncernbolag		–	13,5
Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter	5	5,2	9,8
Övriga skulder		1,2	1,2
Summa kortfristiga skulder		6,4	29,7
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		7 889,9	7 890,5
Ställda säkerheter	6	3 569,7	8 717,8
Ansvarsförbindelser	6	–	–

Moderbolagets kassaflödesanalys

för räkenskapsåret som avslutades den 31 december

Belopp i MSEK	2015	2014
Kassaflöde från verksamheten		
Årets resultat	-78,1	108,7
Ej kassaflödespåverkande utdelning	—	-205,7
Övriga ej likviditetspåverkande poster	—	168,2
Orealiserade valutakursförluster	0,3	0,7
Förändringar i rörelsekapital:		
Förändringar i omsättningstillgångar	-0,8	0,6
Förändringar i kortfristiga skulder	-23,0	10,5
Summa kassaflöde från verksamheten	-101,6	83,0
Kassaflöde från investeringar		
Förändringar i materiella anläggningstillgångar	—	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	—	-0,1
Kassaflöde från finansiering		
Förändringar i avsättningar	-0,3	—
Förändringar i långfristiga skulder	100,7	-21,7
Köp av egna aktier	—	-62,2
Summa kassaflöde från finansiering	100,4	-83,9
Förändringar av likvida medel	-1,2	-1,0
Likvida medel vid årets början	1,8	2,6
Valutakursförändring i likvida medel	-0,2	0,2
Likvida medel vid årets slut	0,4	1,8

Förändringar 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 2014	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
Totalresultat	—	—	—	-78,1	-78,1	-78,1
31 december 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 622,6	6 917,9	7 782,4

¹ Under 2014 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 finansiella rapporter

Moderbolaget

Not 1 – Finansiella intäkter

MSEK	2015	2014
Utdelning	–	205,7
Garanti-intäkter	4,4	3,5
Valutakursvinst	0,2	0,7
	4,6	209,9

Not 2 – Finansiella kostnader

MSEK	2015	2014
Räntekostnader koncernbolag	1,8	1,9
	1,8	1,9

Not 3 – Inkomstskatt

MSEK	2015	2014
Årets resultat före skatt	-78,1	72,3
Skatt enligt gällande bolagsskatt i Sverige 22% (22%)	17,2	-15,9
Skatteeffekt av ej skattepliktig utdelning	–	45,3
Skatteeffekt av ej avdragsgilla kostnader	-2,3	-3,0
Ökning av ej bokförda skattemässiga underskott	-14,9	-26,4
Upplösning av avsättning för skatt	–	-36,4
	–	-36,4

Not 4 – Övriga fordringar

MSEK	31 december 2015	31 december 2014
Fordringar på koncernbolag	10,9	10,0
Mervärdesskattefordran	0,9	1,2
Övriga	1,9	2,1
	13,7	13,3

Not 5 – Upplupna kostnader och förutbetalda intäkter

MSEK	31 december 2015	31 december 2014
Sociala avgifter	1,0	1,1
Styrelsearvoden	0,6	0,5
Revision	1,0	1,1
Externa tjänster	2,6	7,1
	5,2	9,8

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 19.

Not 7 – Ersättningar till revisor

MSEK	2015	2014
PwC		
Revisionsarvode	1,7	1,7
Revisionsrelaterat	–	0,1
	1,7	1,8

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 2015	Bokfört värde per den 31 dec 2014
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
Indirectly owned							
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	99,87	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	150 000	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 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 Petroleum Marketing SA	660.6.133.015-6	Collonge-Bellerive, Schweiz	1 000	100	CHF 100,00		
Lundin Services BV	27260264	Haag, Nederländerna	180	100	EUR 100,00		
Lundin Ventures XVII BV	53732855	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Ventures XVIII BV	55709532	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		
Lundin Ventures XIX BV	55709362	Haag, Nederländerna	18 000	100	EUR 1,00		

Lundin Marine BV, Lundin Marine SARL, Lundin South East Asia BV, Lundin Rangkas BV och Lundin Cambodia BV var i likvidation per den 31 december 2015. Lundin Russia Services BV likviderades under 2015.

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef och vd i Lundin Petroleum AB har den 7 april 2016 godkänt årsredovisningen för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2015 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, 7 april 2016

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

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Alex Schneider
Koncernchef och vd

Peggy Bruzelius
Styrelseledamot

C. Ashley Heppenstall
Styrelseledamot

Lukas H. Lundin
Styrelseledamot

William A. Rand
Styrelseledamot

Grace Reksten Skaugen
Styrelseledamot

Magnus Unger
Styrelseledamot

Cecilia Vieweg
Styrelseledamot

Vår revisionsberättelse har avgivits den 8 april 2016.

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
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 2015. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 71 – 122.

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 revisionsssed 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 2015 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 2015 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 2015.

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 revisionsssed 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 ersättningsskyldig mot bolaget. Vi har även granskat om någon styrelseledamot eller verkställande direktören på annat sätt har handlat i strid med aktiebolagslagen, årsredovisningslagen eller bolagsordningen.

Vi anser att de revisionsbevis vi har inhämtat är tillräckliga och ändamålsenliga som grund för våra uttalanden.

Uttalanden

Vi tillstyrker att årsstämman disponerar vinsten enligt förslaget i förvaltningsberättelsen och beviljar styrelsens ledamöter och verkställande direktörerna ansvarsfrihet för räkenskapsåret.

Stockholm den 8 april 2016

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Nyckeltal

Finansiell data MUSD	2015	2014	2013 ⁴	2012	2011
Intäkter ¹	569,3	785,2	1 132,0	1 375,8	1 251,1
EBITDA	384,7	671,3	955,7	1 144,1	1 012,1
Årets resultat	-866,3	-431,9	72,9	103,9	155,2
Operativt kassaflöde	699,6	1 138,5	967,9	831,4	676,2
Nyckeltal, per aktie USD					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-1,61	1,40	3,90	3,81	3,22
Operativt kassaflöde per aktie	2,26	3,68	3,12	2,68	2,17
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,01	1,96	2,92	2,64	2,88
Resultat per aktie	-2,79	-1,38	0,25	0,35	0,51
Resultat per aktie efter full utspädning	-2,79	-1,38	0,25	0,35	0,51
EBITDA per aktie	1,24	2,17	3,08	3,68	3,25
Utdelning per aktie	—	—	—	—	—
Antal utställda aktier vid årets slut	311 070 330	311 070 330	317 910 580	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid årets slut	309 070 330	309 070 330	309 570 330	310 542 295	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för året	309 070 330	309 170 986	310 017 074	310 735 227	311 027 942
Vägt genomsnittligt antal aktier för året efter full utspädning	310 019 890	309 475 038	—	—	—
Börskurs					
Börskurs (SEK)	122,60	112,40	125,40	149,50	169,20
Börskurs (CAD) ²	n/a	n/a	19,73	22,87	24,54
Nyckeltal (%)					
Räntabilitet på eget kapital ³	—	-50	6	9	15
Räntabilitet på sysselsatt kapital	-26	-11	16	35	53
Nettoskuldssättningsgrad ³	—	605	99	28	13
Soliditet	-10	9	29	38	40
Andel riskbärande kapital	1	28	53	66	69
Räntetäckningsgrad	-11	-13	52	75	59
Operativt kassaflöde/räntekostnader	9	49	149	119	55
Direktavkastning	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

¹ Jämförelsetalen har räknats om för omklassificeringen av förändringen i under- och överutttag 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.

³ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt för 2015.

⁴ Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna för 2013 har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 som gäller från och med 1 januari 2014. Jämförelsetalen för 2011–2012 har inte räknats om.

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 årets slut.

Operativt kassaflöde per aktie:

Operativt kassaflöde dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.

Kassaflöde från verksamheten per aktie:

Kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.

Resultat per aktie:

Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.

Resultat per aktie efter full utspädning:

Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året efter full utspädning.

EBITDA per aktie:

EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året.

Vägt genomsnittligt antal aktier för året:

Antal aktier vid årets början med förändringar i antalet aktier vägt över tiden för den del av året 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 årets räntekostnad.

Direktavkastning:

Utdelning per aktie dividerat med börskursen vid årets utgång.

Finansiell femårsöversikt

Resultaträkning i sammandrag MUSD	2015	2014	2013 ¹	2012	2011
Intäkter	569,3	785,2	1 132,0	1 375,8	1 251,1
Produktionskostnader	-150,3	-66,5	-139,6	-203,2	-174,7
Avskrivningar	-260,6	-131,6	-169,3	-191,4	-165,1
Avskrivningar av övriga tillgångar	-23,7	–	–	–	–
Prospekteringskostnader	-184,1	-386,4	-287,8	-168,4	-140,0
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	-737,0	-400,7	-123,4	-237,5	–
Bruttoresultat	-786,4	-200,0	411,9	575,3	771,2
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-39,5	-52,2	-41,2	-31,8	-67,0
Rörelseresultat	-825,9	-252,2	370,7	543,5	704,2
Resultat från finansiella investeringar	-610,5	-420,0	-82,5	-21,2	25,4
Resultat från andel i intressebolag redvisad enligt kapitalandelsmetoden	–	-12,9	-0,2	–	–
Resultat före skatt	-1 436,4	-685,1	288,0	522,3	729,7
Skatt	570,1	253,2	-215,1	-418,4	-574,4
Årets resultat	-866,3	-431,9	72,9	103,9	155,2
Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare:	-861,7	-427,2	77,6	108,2	160,1
Årets resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande:	-4,6	-4,7	-4,7	-4,3	-4,9
Årets resultat	-866,3	-431,9	72,9	103,9	155,2
Balansräkning i sammandrag					
MUSD	2015	2014	2013	2012	2011
Materiella anläggningstillgångar	4 219,7	4 382,9	3 905,8	2 913,8	2 345,4
Övriga anläggningstillgångar	24,1	49,9	93,6	44,1	44,0
Omsättningstillgångar	541,5	659,2	362,0	335,8	298,0
Summa tillgångar	4 785,3	5 092,0	4 361,4	3 293,7	2 687,4
Eget kapital hänförligt till aktieägare	-498,2	431,5	1 207,0	1 182,4	1 000,9
Innehav utan bestämmande inflytande	24,1	34,2	59,8	67,7	69,4
Summa eget kapital	-474,1	465,7	1 266,8	1 250,1	1 070,3
Avsättningar	970,9	1 295,2	1 345,1	1 204,6	988,0
Långfristiga skulder	3 867,0	2 683,1	1 264,1	406,8	226,3
Kortfristiga skulder	421,5	648,0	485,4	432,2	402,8
Summa eget kapital och skulder	4 785,3	5 092,0	4 361,4	3 293,7	2 687,4

¹ Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna för 2013 har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements. Jämförelsetalen för åren 2011–2012 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 2014	178,9	136,6	22,5	0,1	13,6	6,1
Förändringar under året						
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 2014	172,7	137,7	21,2	–	13,8	–
2015						
Förändringar under året						
Förändringar	-4,5	-2,3	-1,1	–	-1,1	–
Utvidgningar och fyndigheter	498,8	498,8	–	–	–	–
Produktion	-9,8	-6,8	-1,0	–	-2,0	–
31 december 2015¹	657,2	627,4	19,1	–	10,7	–

Bevisade och sannolika gasreserver	Summa Bn scf ²	Norge Bn scf	Nederländerna Bn scf	Indonesien Bn scf
1 januari 2014	91,4	60,3	19,7	11,4
Förändringar under året				
Förändringar	6,8	7,7	-0,7	-0,2
Utvidgningar och fyndigheter	3,1	3,1	–	–
Produktion	-12,8	-5,7	-4,2	-2,9
31 december 2014	88,5	65,4	14,8	8,3
2015				
Förändringar under året				
Försäljningar	-4,8	–	–	-4,8
Förändringar	11,1	10,3	0,8	–
Utvidgningar och fyndigheter	86,2	86,2	–	–
Produktion	-12,0	-4,6	-3,9	-3,5
31 december 2015	169,0	157,3	11,7	–

¹ Oljereserverna som redovisades vid årets slut 2015 inkluderar 15,9 MMbbl av NGL's hänförliga till Norge.

² Bolaget använder 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
<p>Lundin Petroleum beräknar reserver och resurser enligt 2007 års Petroleum Resource Management Systems (PRMS) riktlinjer från Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Congress (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) och Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). 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.</p>	<p>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 procent sannolikhet att kvantiteterna som utvinns är minst lika med eller större än de uppskattningar som gjorts.</p>	<p>Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av geologiska data samt ingenjördata anses 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.</p>

Definition resurser

Betingade resurser	Prospekteringsresurser
<p>Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar, men där tänkta projekt ännu inte anses tillräckligt utvecklade för att vara kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser.</p>	<p>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.</p>

Oljerelaterade förkortningar

bbl	Fat (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
MMbbl	Miljoner fat
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		2015	2014	2013	2012	2011
Exponeringstimmar	Medarbetare	1 286 396	1 219 744	960 508	909 196	1 036 831
	Uppdragstagare	3 841 243	4 466 854	2 074 824	1 561 482	2 354 452
	Summa	5 127 639	5 686 598	3 035 332	2 470 678	3 391 283
Dödsfall	Medarbetare	0	0	0	0	0
	Uppdragstagare	0	0	0	0	0
Incidenter som leder till förlorad arbetstid ¹	Medarbetare	1	0	2	2	3
	Uppdragstagare	8	7	4	5	3
Incidenter som leder till begränsad arbetsförmåga ²	Medarbetare	0	0	0	0	0
	Uppdragstagare	0	1	0	0	3
Incidenter som kräver sjukvård ³	Medarbetare	1	0	0	1	1
	Uppdragstagare	9	4	2	0	4
Frekvens incidenter med förlorad arbetstid ⁴	Medarbetare	0,80	0,00	2,10	2,20	2,90
	Uppdragstagare	2,10	1,55	1,95	3,20	1,25
	Alla	1,76	1,23	1,98	2,83	1,77
Total frekvens för rapporterbara incidenter ⁴	Medarbetare	1,55	0,00	2,10	3,30	3,85
	Uppdragstagare	4,45	2,70	2,90	3,20	4,25
	Alla	3,71	2,11	2,64	3,24	4,13
Oljeutsläpp	Antal	0	2	0	2	7
	Vol. (m ³)	0	5,2	0	4	33
Kemikalieutsläpp	Antal	6	6	7	1	2
	Vol. (m ³)	59,88	45,9	59,37	1,75	3,50
Kolväteläckor	Antal	0	0	0	0	0
	Massa (kg)	0	0	0	0	0
Nära tillbud med hög potential	Antal	6	7	2	5	3
Överträdelse av tillstånd	Antal	0	0	0	0	0

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 (LTIR) och Total Recordable Incident Rate (TRIR) beräknas per miljon arbetade timmar.

Aktiedata

Aktiedata

Sedan bildandet av Lundin Petroleum i maj 2001 och fram till den 31 december 2015 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 delårsrapporter:

- 11 maj 2016 Rapport för de första tre månaderna (januari – mars 2016)
- 3 augusti 2016 Rapport för de första sex månaderna (januari – juni 2016)
- 2 november 2016 Rapport för de första nio månaderna (januari – september 2016)
- 1 februari 2017 Bokslutsrapport 2016

Rapporterna finns tillgängliga på www.lundin-petroleum.com direkt efter offentliggörandet och utges på svenska och engelska.

Årsstämma

Årsstämman hålls senast sex månader från räkenskapsårets utgång. Samtliga aktieägare som är registrerade i aktieboken och som anmält deltagande i tid har rätt att delta i stämman och rösta för deras totala innehav av aktier. Aktieägare kan också närvara genom ombud och aktieägaren skall i så fall utfärda en skriftlig och daterad fullmakt. Fullmaktformulär finns på www.lundin-petroleum.com.

Årsstämma i Lundin Petroleum hålls torsdagen den 12 maj 2016 kl. 13.00 i Vinterträdgården, Grand Hôtel, Södra Blasieholmshamnen 8 i Stockholm.

Deltagande

För att få rätt att delta vid årsstämman måste aktieägare:

- vara införd i den av Euroclear Sweden AB förda aktieboken fredagen den 6 maj 2016 och anmäla sitt deltagande till Lundin Petroleum senast fredagen den 6 maj 2016.

Anmälan om deltagande

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

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

Aktieägare som låtit förvaltarregistrera sina aktier måste genom förvaltarens försorg tillfälligt låta inregistrera aktierna i eget namn för att få rätt att delta i årsstämman och utöva sin rösträtt. Sådan registrering måste vara verkställd fredagen den 6 maj 2016.

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

Framåtriktade uttalanden

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

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

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.



Håll er uppdaterade om Lundin Petroleums verksamhet på vår hemsida

www.lundin-petroleum.com

Följ oss på sociala medier

facebook

YouTube

LinkedIn

flickr



Tryckt av Exakta Print Malmö i samarbete med Landsten Reklam, Sverige 2016.

Exakta Print är certifierat enligt FSC® och ISO 14001 och har ett åtagande om miljöarbete av högsta kvalitet som genomsyrar hela verksamheten. Pappret som använts för att trycka denna rapport innehåller material som kommer från ett ansvarsfullt skogsbruk. Pappret är certifierat enligt FSC® och Exakta Print arbetar enligt den internationella standarden ISO 14001.



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