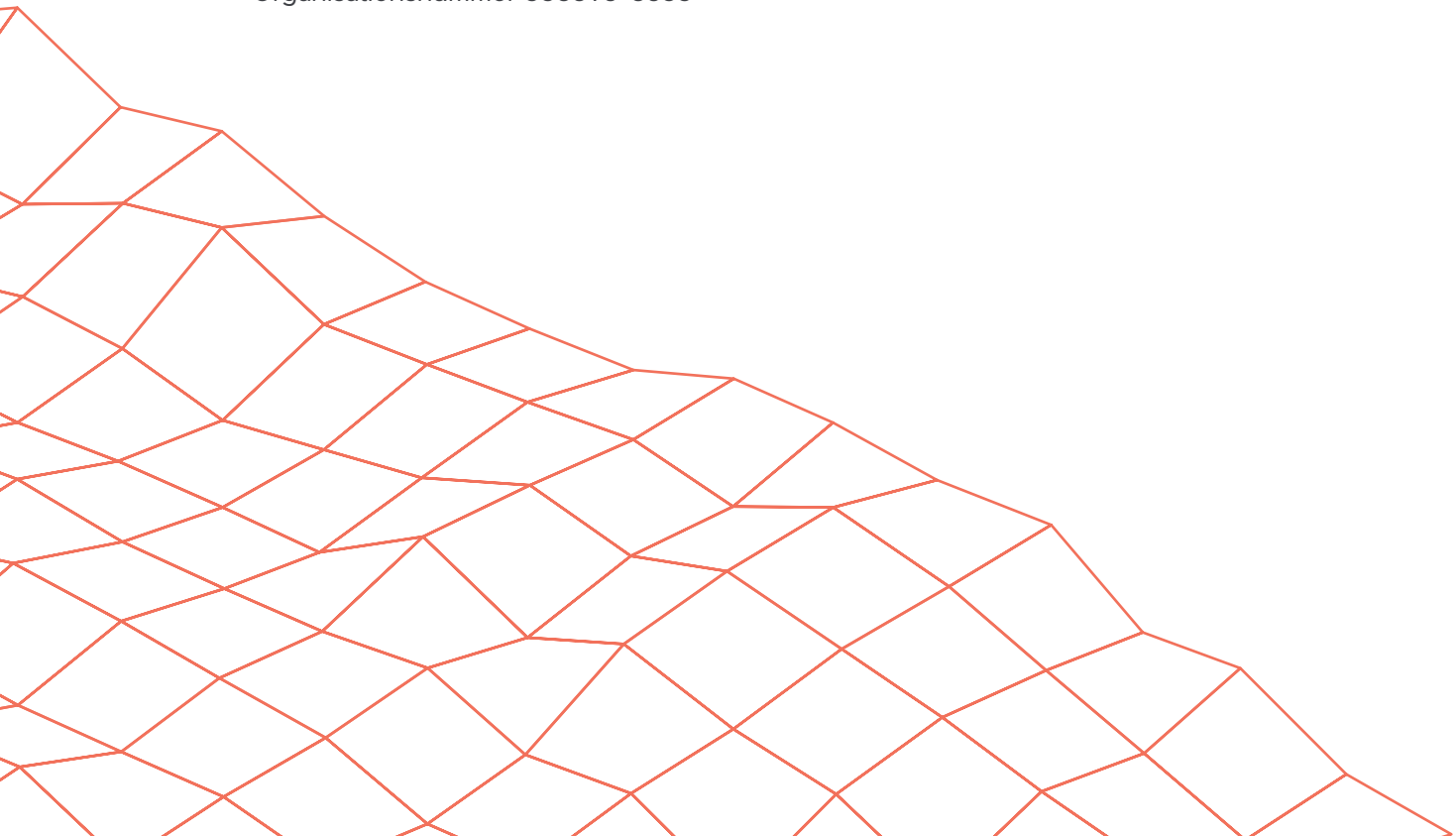


BOKSLUTSRAPPORT 2014

Q4

Lundin Petroleum AB (publ)
Organisationsnummer 556610-8055



Höjdpunkter

Tolvmånadersperioden som avslutades den 31 december 2014 (31 december 2013)

- Produktion om 24,9 Mboepd (32,7 Mboepd)¹
- Intäkter om 785,2 MUSD (1 132,0 MUSD)
- EBITDA om 671,3 MUSD (955,7 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 1 138,5 MUSD (967,9 MUSD)
- Resultat om -431,9 MUSD (72,9 MUSD) inklusive en nedskrivning om 400,7 MUSD före skatt och en valutakursförlust om 356,3 netto
- Nettoskuld om 2 609 MUSD (31 december 2013: 1 192 MUSD)
- Produktion från Brynhildfältet, offshore Norge påbörjades i december 2014
- Oljefyndighet Alta i Barents hav – utvinningsbara resurser uppskattade till mellan 125 och 400 MMboe, brutto
- Utvärderingsborrning Gohta i Barents hav avslutad med framgång
- Kreditfacilitet utökad från 2,5 miljarder USD till 4,0 miljarder USD
- Johan Sverdrup Fas 1 konceptuell utbyggnadsplan godkändes av licenspartners
- Nio prospekteringslicenser tilldelades i 2013 års norska APA licensrunda, fyra som operatör

Fjärde kvartalet som avslutades den 31 december 2014 (31 december 2013)

- Produktion om 22,0 Mboepd (31,1 Mboepd)¹
- Intäkter om 135,2 MUSD (274,1 MUSD)
- EBITDA om 164,4 MUSD (218 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 334,5 MUSD (203,3 MUSD)
- Resultat om -437,0 MUSD (23,0 MUSD)

	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Produktion i Mboepd, brutto ¹	24,9	22,0	32,7	31,1
Intäkter i MUSD	785,2	135,2	1 132,0	274,1
Periodens resultat i MUSD	-431,9	-437,0	72,9	23,0
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	-427,2	-436,0	77,6	23,7
Vinst/aktie i USD ²	-1,36	-1,41	0,25	0,08
EBITDA i MUSD	671,3	164,4	955,7	218,0
Operativt kassaflöde i MUSD	1 138,5	334,5	967,9	203,3

¹ Inkluderar produktion från ryska onshore-tillgångar redovisade i enlighet med kapitalandelsmetoden under IFRS 11 Joint Arrangements t.o.m. försäljningen av tillgångarna i mitten av juli 2014.

² Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements fr.o.m. den 1 januari 2014.

Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleum's hemsida, www.lundin-petroleum.com, under rubriken "Definitioner".

Förkortningar

EBITDA	Vinst före räntor, skatt, av- och nedskrivningar
CAD	Kanadensiska dollar
CHF	Schweiziska francs
EUR	Euro
NOK	Norska kronor
RUR	Ryska rubler
SEK	Svenska kronor
USD	US dollar
TSEK	Tusen SEK
TUSD	Tusen USD
MSEK	Miljoner SEK
MUSD	Miljoner USD

Oljeleraterade förkortningar

boe	Fat oljeekvivalenter
boepd	Fat oljeekvivalenter per dag
bopd	Fat olja per dag
Mbbl	Tusen fat
Mboe	Tusen fat oljeekvivalenter
Mboepd	Tusen fat oljeekvivalenter per dag
Mbopd	Tusen fat olja per dag
Mcf	Tusen kubikfot

Brev till aktieägare

Kära aktieägare,

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

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

Oljepriserna kommer att återhämta sig, precis som de gjort i tidigare cykler. Dagens överutbud på upp till 2 miljoner fat per dag motsvarar endast omkring 2 procent av efterfrågan. Detta överutbud kommer successivt att avta och oljepriserna kommer att återhämta sig på medellång till lång sikt.

Lundin Petroleum står väl rustat för att rida ut stormen och kommer att ta sig ur den här cykeln som ett starkare och mycket mer värdefullt bolag. Vi genererar även vid låga oljepriser ett positivt kassaflöde tack vare våra låga verksamhetskostnader och låga kontanta skatter. Vår produktionstillväxt säkerställer att vårt operativa kassaflöde kommer att fortsätta öka trots lägre råvarupriser. Vår balansräkning är stark. Vi har fortsatt tillgång till oberoende bankfinansiering, mycket tack vare den långa livslängden för reserverna i vår norska tillgångsbas. Vi har godkänt en budget för 2015 som huvudsakligen fokuserar på att färdigställa våra utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia, liksom på utvärderings- och prospekteringsborrningar i våra kärnområden på Utsirahöjden och i södra Barents hav. Vi kommer dock inte att vara passiva utan löpande utvärdera våra utgiftsplaner mot bakgrund av hur marknaderna utvecklas.

Resultat

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

Produktionsstart för två av fyra utbyggnadsprojekt - Produktionen kommer att överstiga 75 000 boepd vid utgången av 2015

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

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

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

Utbyggnadsplanen för Johan Sverdrup kommer enligt plan att lämnas in till norska myndigheter senare denna månad. Innan dess kommer samordningsprocessen mellan licensinnehavarna att slutföras. Detta kommer att vara en viktig milstolpe inte bara för Lundin Petroleum, utan för hela den norska offshoreindustrin. Vi har ända sedan vi först upptäckte fältet 2010 varit övertygade om att vi funnit något alldeles särskilt. Storleken, det geografiska läget och kvaliteten på denna fyndighet är helt unika och Johan Sverdrup kommer att förbli hörnstenen för vårt bolags tillväxt under många år framöver.

Brev till aktieägare

Prospektering

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

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

Mål för 2015

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

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

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm den 4 februari 2015

Bokslutsrapport 2014

Verksamheten

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

Reserver och Resurser

Lundin Petroleum har 187,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som reviderats av en oberoende tredje part, per den 31 december 2014. Lundin Petroleum har också ett antal olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser, exklusive det stora Johan Sverdrupfältet i Norge, uppgick enligt bästa estimat per den 31 december 2014 till 404 MMboe, netto. Johan Sverdrupfältet innehåller betingade bruttoresurser om mellan 1,8 och 2,9 miljarder fat oljeekvivalenter enligt Statoil som är arbetande operatör för pre-unitfasen av fältet. Johan Sverdrupfältet ligger i licenserna PL501, PL502 och PL265 i Norge och Lundin Petroleum har en intresseandel om 40 procent i PL501 och 10 procent i PL265.

Produktion

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

Produktion i Mboepd	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Olja				
Norge	15,0	14,2	20,6	19,3
Frankrike	2,9	2,8	2,9	3,0
Ryssland ¹	1,1	—	2,3	2,1
Summa produktion olja	19,0	17,0	25,8	24,4
Gas				
Norge	2,6	2,2	3,3	3,2
Nederländerna	1,9	1,8	2,0	2,0
Indonesien	1,4	1,0	1,6	1,5
Summa produktion gas	5,9	5,0	6,9	6,7
Summa produktion				
Kvantitet i Mboe	9 107,8	2 024,6	11 939,6	2 859,9
Kvantitet i Mboepd	24,9	22,0	32,7	31,1

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

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a. ¹	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Alvheim	15%	9,6	9,8	10,5	10,5
Volund	35%	7,4	6,1	12,2	11,1
Brynhild	90%	0,1	0,5	—	—
Gaupe	40%	0,5	—	1,2	0,9
		17,6	16,4	23,9	22,5

¹ Lundin Petroleums licensandel (I.a.).

Bokslutsrapport 2014

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

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

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

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

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
PL340	Bøyla	15%	oktober 2012	23 MMboe	Påbörjad januari 2015	20,0 Mboepd
PL338	Edvard Grieg	50%	juni 2012	187 MMboe	Q4 2015	100,0 Mboepd
Flera	Ivar Aasen	1,385%	maj 2013	192 MMboe	Q4 2016	65,0 Mboepd
Flera	Johan Sverdrup	10% - 40%	förväntad mitten av 2015	1,8 - 2,9 miljarder boe ¹	sent 2019	550,0-650,0 Mboepd

¹ Betingat resursintervall, brutto enligt Statoil som är arbetande operatör för pre-unitfasen av fältet.

Bøyla

Produktion vid Bøylafältet startade den 19 januari 2015. Bøylafältet har byggts ut som en 28 km lång återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n med två produktionsborrhningar och en vatteninjicerande borrhning. Manifoldkonstruktionen på havsbotten har under det första kvartalet 2014 framgångsrikt installerats och riggen Transocean Winner har slutfört två borrhningar samt hela den övre sektionen på den sista produktionsborrhningen. Installationsarbete för återkoppling av de två första borrhningarna har slutförts och produktion från en borrhning har påbörjats. Den andra och sista produktionsborrhningen kommer att slutföras och kopplas in under det andra kvartalet 2015.

Edvard Grieg

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

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

Ivar Aasen

Under året har Ivar Aasenfältet, beläget omedelbart norr om Edvard Griegfältet, samordnats över de tre licenserna PL001b/PL242, PL338BS (I.a. 50%) och PL457. PL338BS är en stratigrafisk avkoppning av PL338 och har samma ägarstruktur i licensen som PL338 (I.a. 50%). PL338BS har tilldelats en samordnad licensandel om 2,77 procent i utbyggnaden av Ivar Aasen, vilket därför ger Lundin Petroleum en ägarandel i enheten Ivar Aasen om 1,385 procent, netto. Den samordnade licensandelen är inte föremål för några nya beslut. Operatören för Ivar Aasen, Det norske oljeselskap (Det norske), uppskattar att fältet innehåller bruttoreserver om 192 MMboe, exklusive fyndigheten Hanz som inte är en del av enheten Ivar Aasen. Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacketen med processdäcksanläggningar som består av boendekvarter och borranläggningar med olje-, gas- och vattenavskiljning för vidare export till Edvard Griegplattformen för slutlig behandling och pipelineexport. Produktionsstart av Ivar Aasen beräknas att ske under fjärde kvartalet 2016 och Lundin Petroleum har redovisat sin samordnade licensandel om 1,385 procent som reserver per den 31 december 2014.

Johan Sverdrup

Lundin Petroleum fann Johan Sverdrupfyndigheten år 2010 med borring 16/2-6 som genomfördes i PL501 (I.a. 40%). Totalt 22 borringar och sju sidospårsborringar har nu genomförts på Johan Sverdrupfältet och utvärderingsprogrammet har slutförts. Statoil, som är arbetande operatör för pre-unitfasen av fältet, meddelade i december 2013 ett uppdaterat estimat för fältets betingade bruttoresurser till mellan 1,8 och 2,9 miljarder oljeekvivalenter och att produktionsstart förväntas till slutet av 2019. Fältet sträcker sig över de tre licenserna PL501 (I.a. 40%), PL265 (I.a. 10%) och en liten del av fältet sträcker sig in i PL502.

Under året har val av utbyggnadskoncept för Fas 1 meddelats. Fas 1 av utbyggnaden kommer att innehålla ett fältcenter bestående av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borranläggning och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras i vattendjup om 120 meter på ståljacketen och kommer att vara sammanlänkade med varandra genom brygginstallationer. Arbetet med FEED för Fas 1 slutfördes av Aker Solutions i slutet av 2014 och utbyggnadsplanen för Fas 1 förväntas lämnas in i februari 2015 som beräknat. I juni 2014 meddelade den arbetande operatören för pre-unitfasen att en avsiktsförklaring har undertecknats med Kvaerner i Norge om leverans av två ståljacketen för utbyggnaden i Fas 1. Leverans av ståljacketen för plattformen för stigrör är planerad till 2017 och för ståljacketen för plattformen med borranläggningen till 2018. I januari 2015 tilldelades Kvaerner ett kontrakt för jacketen på stigrörplattformen. Ett andra kontrakt tilldelades Aker Solutions i januari 2015 för projektering och upphandling av plattformen för processdäck och stigrör för Fas 1, samt för anslutningsarbete och gångbroar mellan fältets plattformar.

Produktionsstart för den första fasen av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 och 380 Mboepd. För att uppnå produktion för Fas 1, förväntas 35 produktions- och injiceringsborringar att genomföras, av vilka 14 borringar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög innan produktionsstart, för att möjliggöra plåtproduktion för Fas 1.

Bruttoinvesteringen för Fas 1, vilken innefattar såväl exportpipelines för olja och gas som energiförsörjning från land, uppskattas till mellan 100 och 120 miljarder NOK, inklusive oförutsedda utgifter och visst utrymme för potentiella framtida prisökningar. Fältcentret i Fas 1 kommer även att ha ett kapacitetsutrymme för att underlätta för framtida utbyggnadsfaser och potentiellt ökad utvinning.

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

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

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

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2014

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

Bokslutsrapport 2014

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

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

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

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

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2014

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Prospekteringsbörningar 2015

Licens	I.a.	Struktur
Barents hav		
PL609	40%	Neiden
PL708	40%	Ørnen
Utsirahöjden		
PL338	80%	Gemini
PL359	50%	Luno II North
PL674	35%	Zulu
PL544	40%	Fosen
Norra Nordsjön		
PL579	50%	Morkel

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

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

Under året tilldelades Lundin Petroleum nio licenser genom licensrundan APA 2013, inklusive fyra nya licenser i Barents hav. Därutöver har Lundin Petroleum förvärvat 30 procent av Premier Oil i PL359, där Lundin Petroleum är operatör och redan hade en andel om 40 procent. Lundin Petroleum har därefter ingått i två separata transaktioner som innebar att fem procent i PL359 såldes till OMV Norge och 15 procent i PL359 såldes till Wintershall Norge. Efter dessa transaktioner har Lundin Petroleum en licensandel om 50 procent i PL359 och dessa transaktioner har också garanterat att respektive partners licensandelar är desamma i PL359 och PL338, där Edvard Griegfältet ligger. I januari 2014 farmade Lundin Petroleum ut tio procent i PL546 (I.a. 50% efter utfarmning) till Petrolia Norway och i augusti 2014 förvärvades en licensandel om 35 procent i PL674 och en licensandel om 15 procent i PL674BS. Under året återlämnades PL409, PL570, PL495 och PL453S. PL338 kommer att delas upp i två licenser, varav den ursprungliga licensen i PL338 omfattar Edvard Griegfältet och den nya licensen PL338C omfattar resterande prospekteringspotential i den ursprungliga licensen, inklusive Gemini- och Rolvsnesstrukturerna. Lundin Petroleum kommer att inneha en licensandel om 80 procent i PL338C och OMV Norge kommer att inneha den resterande licensandelen om 20 procent.

Kontinentala Europa

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2014-31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014-31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013-31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013-31 dec 2013 3 månader
Frankrike					
– Paris Basin	100% ¹	2,5	2,4	2,5	2,5
– Aquitaine	50%	0,4	0,4	0,4	0,5
Nederländerna	flera	1,9	1,8	2,0	2,0
		4,8	4,6	4,9	5,0

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

Frankrike

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

Bokslutsrapport 2014

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

Nederländerna

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

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

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

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

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

Prospekteringsborrningen Langezwaag-2 i Gorredijklicensen (I.a. 7,75%) har slutförts och gas påträffades i två intervaller. Produktion förväntas starta under det första kvartalet 2015.

Sydostasien

Malaysia

Offshore Malaysiska halvön

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

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

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

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

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

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

Östra Malaysia, offshore Sabah

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

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

Indonesien

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Singa	25,9%	1,4	1,0	1,6	1,5

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

Prospektering

Baronang/Cakalang

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

Gurita

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

South Sokang

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

Cendrawasih VII

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

Cendrawasih VIII

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

Övriga områden

Ryssland

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Republiken Komi	50%	1,1	–	2,3	2,1

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

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (I.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya, som enligt bästa estimat uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 157 MMboe. I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tecknat ett principavtal (Heads of Agreement) med Rosneft om att Rosneft köper 51 procent av LLC Petroresurs, som äger 100 procent av Laganskyblocket. Slutförandet av avtalet med Rosneft är dock för närvarande osäkert på grund av en rad olika anledningar.

Corporate Responsibility – Samhällsansvar

Under året inträffade sju incidenter (Lost Time Incidents, LTI) av lindrig natur hos Lundin Petroleums underleverantörer, vilket resulterade i en förlorad arbetstidsfrekvens om 0,25 per 200 000 timmar som är den hittills lägsta rapporterade frekvensen för förlorad arbetstid. Den totala frekvensen för rapporterade incidenter uppgick till 0,42. Ett oljeutsläpp inträffade i Frankrike och åtgärder vidtogs omedelbart för att forsla bort den förorenade jorden. Omständigheterna kring oljeutsläppet är för närvarande under utredning. Det kommer inte att bli några bestående effekter på miljön.

Bokslutsrapport 2014

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

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

Finansiell översikt

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2014 uppgick till -431,9 MUSD (72,9 MUSD). Årets resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till -427,2 MUSD (77,6 MUSD), motsvarande vinst/förlust per aktie om -1,36 USD (0,25 USD).

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

Koncernförändringar

I juli 2014 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av sina andelar i de ryska producerande onshore-tillgångarna i Komiregionen.

Intäkter

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

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

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

Försäljning	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Genomsnittspris per boe i USD				
Försäljning olja				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	5 183,3	1 181,5	7 925,4	1 845,7
– Genomsnittspris per boe	102,35	71,08	111,87	113,65
Frankrike				
– Kvantitet i Mboe	1 028,7	223,8	1 030,4	233,0
– Genomsnittspris per boe	94,08	57,63	106,93	108,02
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	1,1	–	1,8	0,6
– Genomsnittspris per boe	91,64	–	96,24	94,06
Summa försäljning olja				
– Kvantitet i Mboe	6 213,1	1 405,3	8 957,6	2 079,3
– Genomsnittspris per boe	100,98	68,94	111,30	113,02
Försäljning gas och NGL				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	1 080,8	215,8	1 389,4	341,9
– Genomsnittspris per boe	56,02	56,65	72,33	75,46
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	687,9	161,4	715,7	184,5
– Genomsnittspris per boe	51,11	49,93	64,34	67,24

Forts. – försäljning	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Genomsnittspris per boe i USD				
Indonesien				
– Kvantitet i Mboe	457,2	83,4	520,1	124,0
– Genomsnittspris per boe	47,87	46,95	32,54	32,79
Summa försäljning gas				
– Kvantitet i Mboe	2 225,9	460,6	2 625,2	650,4
– Genomsnittspris per boe	52,83	52,55	62,27	64,98
Summa försäljning				
– Kvantitet i Mboe	8 439,0	1 865,9	11 582,8	2 729,7
– Genomsnittspris per boe	88,28	64,89	100,19	101,57

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

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

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

Produktionskostnader

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

Produktionskostnader	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Utvinningskostnader				
– i MUSD	94,4	22,2	103,0	29,8
– i USD per boe	10,86	10,95	9,28	11,18
Tariff- och transportkostnader				
– i MUSD	18,4	3,4	21,6	5,0
– i USD per boe	2,12	1,68	1,95	1,86
Royalty och direkta skatter				
– i MUSD	3,6	0,8	3,4	0,8
– i USD per boe	0,41	0,39	0,31	0,35
Förändringar i lager				
– i MUSD	-0,8	-1,3	-2,0	-1,9
– i USD per boe	-0,09	-0,66	-0,18	-0,71
Övrigt				
– i MUSD	-49,1	-63,3	13,6	12,2
– i USD per boe	-5,65	-31,26	1,21	4,48
Totala produktionskostnader				
– i MUSD	66,5	-38,2	139,6	45,9
– i USD per boe	7,65	-18,90	12,57	17,16

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

De totala utvinningskostnaderna för året var 94,4 MUSD (103,0 MUSD) och inkluderade kostnader om 10,9 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på två borrhinar på Alvheimfältet, vilka avslutades under det första kvartalet 2014. Under

Bokslutsrapport 2014

jämförelseperioden utfördes underhållsarbete på Alvheim- och Volundfälten och radialborrning i Paris Basin. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 72,3 MUSD (77,3 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt, och merparten av minskningen jämfört med samma period föregående år är hänförlig till Gaupefältet i Norge som driftstoppades under största delen av andra hälften av 2014.

Utvinningskostnaden för året uppgick till 10,86 USD (9,28 USD) per fat inklusive underhållsarbetet på Alvheimborrningarna och andra verksamhetsrelaterade projekt. Ökningen i utvinningskostnaden per fat jämfört med samma period föregående år beror främst på lägre producerade volymer under året. Utvinningskostnaden uppgick till 8,32 USD (6,96 USD) per fat, om verksamhetsprojekt exkluderas. Utvinningskostnaden per fat är i linje med vad som meddelades för helåret vid slutet av det tredje kvartalet 2014.

Övriga kostnader redovisades som en intäkt om 49,1 MUSD (13,6 MUSD kostnad) och var huvudsakligen hänförliga till ett kostnadsdelningsavtal för Brynhildfältet, enligt vilket produktionskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Detta avtal värderas till verkligt värde till terminskursen på olja och på grund av det låga oljepriset vid slutet av 2014 fick avsättningen som redovisades vid slutet av det tredje kvartalet 2014 lösas upp och en tillgång redovisas. Tillgången kommer att skrivas av över avtalets löptid.

Avskrivningar och återställningskostnader

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

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

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 386,4 MUSD (287,8 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 det fjärde kvartalet 2014 kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 198,0 MUSD, vilka var främst hänförliga till fyra icke-framgångsrika borrningar i Norge i PL631 (Vollgrav), PL555 (Storm), PL584 (Lindarormen) och PL625 (Kopervik). Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 54,0 MUSD avseende de icke-framgångsrika borrningarna på Kitabu-1 i SB307/SB308, offshore Malaysia och Gobi-1 i Guritablocket, offshore Indonesien.

Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter under det första kvartalet 2014, avseende borrningar i Norge i PL501 (Torvastad) och PL659 (Langlitinden) och i Indonesien för Balqis- och Boniborrningarna.

Nedskrivningar

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

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 52,2 MUSD (41,2 MUSD), vilka innehöll en kostnad om 8,9 MUSD (4,7 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP program), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar för året uppgick till 4,8 MUSD (4,4 MUSD).

Finansiella intäkter

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

Finansiella kostnader

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

Räntekostnader för året uppgick till 21,1 MUSD (5,1 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisats över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende främst finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under året, till ett belopp om 36,6 MUSD (18,2 MUSD). Valutakursförlusterna uppgick till 356,3 MUSD (46,5 MUSD), netto för året och 289,5 MUSD (13,3 MUSD), netto för det fjärde kvartalet 2014. Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärderingen av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. US dollarn förstärktes mot Euron under det fjärde kvartalet 2014, vilket resulterade i en valutakursförlust hänförlig till det externa lånet i US dollar, vilket har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom försvagades den norska kronan betydligt under det fjärde kvartalet 2014, vilket medförde en valutakursförlust på en

koncernintern lånebalans i norska kronor. En förstärkt US dollar har en positiv övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det ökar US dollarns köpkraft för att kunna köpa de valutor, i vilka koncernens verksamhetsutgifter uppkommer. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn, vilket beskrivs i sektionen nedan om derivatinstrument. Under året uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 22,8 MUSD (5,5 MUSD vinst), netto. Dessutom redovisades en valutakursförlust om 196,3 MUSD (31,7 MUSD) i övrigt totalresultat, hänförlig till utländska enheter som har räknats om till koncernens presentationsvaluta. I övrigt totalresultat redovisades också förluster på den ej förfallna delen av kassaflödessäkringar om 148,7 MUSD (8,1 MUSD) främst hänförliga till ej förfallna valutakurssäkringar.

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

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

Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden

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

Skatt

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

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

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 166,5 MUSD (190,4 MUSD) för året, vilken var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. En uppskjuten skatteintäkt hänförlig till nedskrivningen av Brynhild och till de kostnadsförda norska prospekteringsutgifterna uppgick till 309,7 MUSD respektive 154,4 MUSD och redovisades i resultaträkningen för det fjärde kvartalet 2014.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 procent och 78 procent. Den effektiva skattesatsen som beräknas ur resultaträkningen uppgick till 37 procent och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje verksamhetsland. Den effektiva skattesatsen påverkas också av resultatposter som inte är skattemässigt avdragsgilla fullt ut, såsom prospekteringsutgifterna som kostnadsförts i Indonesien, valutakursförluster, netto samt kostnaden som redovisats i samband med försäljningen av de ryska onshore-tillgångarna.

Innehav utan bestämmande inflytande

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

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 182,6 MUSD (3 820,8 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Norge	1 068,2	249,5	1 105,9	347,9
Frankrike	29,3	14,7	7,0	1,5
Nederländerna	3,9	1,1	4,8	1,3
Indonesien	-0,8	-0,2	-1,9	-0,9
Malaysia	130,6	32,8	12,7	7,9
	1 231,2	297,9	1 128,5	357,7

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

Bokslutsrapport 2014

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

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Norge	572,8	221,3	506,4	116,9
Frankrike	5,9	3,7	2,4	0,3
Indonesien	47,5	17,5	18,5	10,7
Ryssland	42,7	12,7	36,1	2,9
Malaysia	4,0	1,4	6,0	2,3
Övriga	1,6	0,2	0,5	0,2
	674,5	256,8	569,9	133,3

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

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

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

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 49,9 MUSD (69,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 4,7 MUSD (22,0 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad i övrigt totalresultat. Långfristiga fordringar uppgick till – MUSD (9,7 MUSD) och jämförelsetalen motsvarar lånet från en underkoncern som äger de ryska onshore-tillgångarna och som redovisades i enlighet med kapitalandelsmetoden fram till försäljningen av tillgångarna i juli 2014. Uppskjutna skattefordringar uppgick till 12,9 MUSD (22,4 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de outnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatter i Nederländerna. Minskningen i uppskjutna skattefordringar jämfört med föregående år är främst en följd av att en uppskjuten skatteskuld har netto redovisats under året. Obligationer uppgick till – MUSD (10,4 MUSD) till följd av försäljningen av obligationerna i Etrion Corporation under det första kvartalet 2014. Derivatinstrument uppgick till – MUSD (3,0 MUSD) och är hänförliga till värderingen till verkligt värde av de utestående säkringskontrakten, med likviddag efter tolv månader, se även avsnittet om finansiella instrument nedan. Kostnadsdelningskontraktet för Brynhild uppgick till 31,0 MUSD (– MUSD) och var hänförligt till den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kontraktet i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 578,7 MUSD (279,6 MUSD) och beskrivs i not 9.

Lager uppgick till 41,6 MUSD (21,2 MUSD) och inkluderade både förbrukningsmaterial och kolvätelager. Ökningen gentemot jämförelseperioden är främst en följd lager av borrutrustning och annat som anskaffats för Bertamprojektet i Malaysia. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 40,3 MUSD (125,8 MUSD). Underuttag uppgick till 3,6 MUSD (9,4 MUSD) och var hänförliga till små underuttagspositioner i Norge, Frankrike och Nederländerna. Fordringar på Joint venture uppgick till 49,1 MUSD (25,2 MUSD) och inkluderade vid årets slut ett väsentligt belopp som återbetalades i januari 2015. Bolagsskatt uppgick till 373,6 MUSD (6,5 MUSD) och utgjordes främst av den norska skatteåterbetalningen för 2014 som kommer att erhållas i december 2015. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 41,5 MUSD (61,7 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningskontraktet för Brynhild uppgick till 21,6 MUSD (– MUSD) och var hänförligt till värderingen till verkligt värde av den kortfristiga delen av kontraktet i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 7,4 MUSD (26,6 MUSD) och inkluderade momsfordringar och andra diverse fordringar. Beloppet för föregående år innehöll fordringar för utfarmningsavtal i Norge och Indonesien.

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

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 295,2 MUSD (1 345,1 MUSD) och beskrivs i not 10.

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

Norge och Malaysia. Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 973,3 MUSD (1 066,0 MUSD), av vilken 844,8 MUSD (924,6 MUSD) var hänförlig till Norge. Avsättningen är främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land. Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums LTIP program uppgick till 1,8 MUSD (30,8 MUSD). Lundin Petroleums LTIP program beskrivs i den här rapporten under avsnittet om ersättningar. Inlösendatum för det syntetiska optionsprogrammet inföll i maj 2014 och 50 procent av inlösenbeloppet utbetalades under det andra kvartalet 2014. Den andra delen av det syntetiska optionsprogrammet som kommer att utbetalas inom tolv månader har omklassificerats till kortfristiga skulder under det andra kvartalet 2014. Det återstående åtagandet under det syntetiska optionsprogrammet för den tidigare VP Finance och CFO:n betalades ut under det tredje kvartalet 2014 i enlighet med reglerna i programmet. Derivatinstrument uppgick till 33,9 MUSD (1,6 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader. Skuld för betalning för infarmning uppgick till 7,5 MUSD (– MUSD) och var hänförlig till en avsättning för ersättning för historiska kostnader för block PM307, Malaysia, se även avsnittet om kortfristiga skulder.

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

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

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick till 594,6 MUSD (439,2 MUSD) och beskrivs i not 12.

Överuttag uppgick till – MUSD (29,2 MUSD), med en överuttagsposition vid början av året som ändrats till en mindre underuttagsposition vid slutet av 2014. Upplupna kostnader och skulder till joint venture uppgick till 383,5 MUSD (334,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borraktivitet i Norge samt till Bertamprojektet i Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 46,1 MUSD (39,4 MUSD) och inkluderade ett belopp om 19,4 MUSD (4,8 MUSD), hänförligt till arbete som utförts på Bertam FPSO:n. Skulden avseende långsiktiga incitamentsprogram uppgick till 28,2 MUSD (– MUSD) och avser den andra delen av det syntetiska optionsprogrammet, inklusive sociala avgifter som förfaller till betalning inom tolv månader. Det syntetiska optionsprogrammet är nu till fullo inlöst och skulden har omklassificerats från avsättning till kortfristiga skulder. Derivatinstrument uppgick till 101,4 MUSD (4,0 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

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

Moderbolaget

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

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

Intäkten om 36,4 MSEK som redovisats som inkomstskatt representerar upplösningen av en historisk avsättning för skatt.

Ställda säkerheter till ett belopp om 8 717,8 MSEK (12 014,5 MSEK) är hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med den nya kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV, se även avsnittet om likviditet nedan.

Transaktioner med närstående

Under året har koncernen genomfört transaktioner med närstående till marknadsmässiga villkor, vilket beskrivs nedan.

Koncernen erhöll 0,7 MUSD (0,4 MUSD) från närstående i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade 0,6 MUSD (0,4 MUSD) till närstående för diverse erhållna tjänster.

Koncernen ingick 2013 ett låneavtal med den tidigare VP Finance och CFO:n till ett maximalt belopp motsvarande 3,0 MUSD. Det totala lånebeloppet, inklusive ränta har återbetalats under räkenskapsåret 2014.

I oktober 2014 skrev Lundin Petroleum under ett avtal som garanterar nyemissionen om 75 miljoner CAD som föreslagits av ShaMaran Petroleum. Om nyemissionen genomförs har Lundin Petroleum, tillsammans med ShaMaran Petroleums större aktieägare, kommit överens om att teckna samtliga aktier som inte tecknas av övriga aktieägare. Lundin Petroleum innehar 6,2 procent av det totala antalet aktier i ShaMaran Petroleum per den 31 december 2014.

Bokslutsrapport 2014

Likviditet

Den 25 juni 2012 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad revolverande "borrowing base" facilitet om 2,5 miljarder USD med en grupp om 25 banker för att finansiera Lundin Petroleums pågående utgifter för prospektering och utbyggnad. Den 6 februari 2014 utökade Lundin Petroleum faciliteten till 4,0 miljarder USD på liknande villkor. Kreditfaciliteten är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 december 2014 uppgår till 1 126,8 MUSD (1 870,3 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta koncernbolagen, vilkas aktier är pantsatta som beskrivs i avsnittet om moderbolaget ovan. Koncernen bryter inte mot det avtal som tecknats för kreditfaciliteten.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petrolia Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas). Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden och andra kostnader hänförliga till vissa av dessa kontrakt och det utestående beloppet per den 31 december 2014 uppgick till 40,4 MUSD. Ytterligare en bankgaranti avseende arbetsåtaganden i Indonesien ställdes ut i december 2014 till ett belopp om 1,0 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

Lundin Petroleum meddelade i januari 2015 att bolaget har tilldelats åtta licenser i 2014 års norska APA licensrunda, varav sex som operatör.

Produktion från Bøylafältet i Norge startade den 19 januari 2015.

Aktiedata

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 311 070 330 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK.

Under året återköpte Lundin Petroleum ytterligare 500 000 av egna aktier till ett genomsnittligt pris om 124,07 SEK. Till följd av ett beslut från bolagsstämman 2014 satte bolaget ner sitt aktiekapital med 68 402,50 SEK genom att dra in 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet åtföljdes av en fondemission till samma belopp och därmed påverkade inte indragningen av aktierna bolagets aktiekapital. Resultatet av detta blev en mycket liten förändring i varje akties kvotvärde eftersom inga nya aktier gavs ut. Per den 31 december 2014 innehar bolaget 2 000 000 egna aktier.

Styrelsen kommer att föreslå till årsstämman att ingen utdelning skall betalas till aktieägarna för räkenskapsåret 2014.

Ersättningar

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2013 samt i det material som tillhandahållits aktieägarna vid 2014 års bolagsstämma, vilket finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2012, 2013 och 2014 års unit bonus program per den 31 december 2014 var 114 100 respektive 270 316 och 371 514.

Syntetiska optioner

Programmet för den verkställande ledningen innehåller 5 500 928 syntetiska optioner med ett lösenpris om 52,91 SEK. Inlösendatum för de syntetiska optionerna inträffade i maj 2014, på femårsdagen från tilldelningen. Varje option värderades till 81,45 SEK, vilket baserades på den genomsnittliga aktiekursen under programmets femte år, vilket uppgick till 134,36 SEK.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Bolagsstämman 2014 beslutade om ett nytt långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2014 och tilldelningen för 2014 har redovisats under året. Summan av antalet rättigheter uppgick för 2014 till 608 103 och kostnaden redovisas över den treåriga inlösenperioden, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls av Lundin Petroleum. Varje rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarar verkligt värde vid datumet för tilldelningen beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Per den 31 december 2014 har 1,0 MUSD redovisats.

Redovisningsprinciper

Denna delårsrapport har upprättats i enlighet med International Accounting Standards (IAS) 34 delårsrapportering och årsredovisningslagen (SFS 1995:1554).

Per den 1 januari 2014 har Lundin Petroleum antagit IFRS 11 Joint arrangements och jämförelsetalen för föregående år har räknats om. För ytterligare information, se även årsredovisningen 2013, sidan 91. Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2013.

Moderbolagets finansiella rapporter har upprättats i enlighet med redovisningsprinciper antagna i Sverige och är i enlighet med RFR 2 redovisning för juridiska personer, som gavs ut av rådet för finansiell rapportering samt årsredovisningslagen (SFS 1995:1554).

Svensk lagstiftning tillåter inte att moderbolagets resultat presenteras i annan valuta än SEK eller Euro, varför moderbolagets finansiella rapporter presenteras endast i SEK och inte i USD.

Risker och riskhantering

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

En detaljerad analys av Lundin Petroleums strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleums årsredovisning 2013.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har per den 31 december 2014 ingått följande valutasäkringskontrakt för att möta delar av 2014 års och framtida operativa krav på NOK, vilket beskrivs i nedanstående tabell.

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

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

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Ränta per år	Likvidperiod
1 000	0,21%	1 jul 2014 – 31 dec 2014
1 500	0,52%	1 jan 2015 – 31 dec 2015
1 500	1,50%	1 jan 2016 – 31 mar 2016
2 000	1,50%	1 apr 2016 – 31 dec 2016
1 500	2,32%	1 jan 2017 – 31 dec 2017
1 000	3,06%	1 jan 2018 – 31 dec 2018

Enligt IAS 39, kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet kommer att redovisas i övrigt totalresultat.

Valutakurser

Vid upprättandet av de finansiella rapporterna för räkenskapsåret 2014 har följande valutakurser använts.

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

Koncernens resultaträkning i sammandrag

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Intäkter¹	1	785,2	135,2	1,132,0	274,1
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-66,5	38,2	-139,6	-45,9
Avskrivningar		-131,6	-33,2	-169,3	-51,0
Prospekteringskostnader		-386,4	-256,9	-287,8	-135,0
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar		-400,7	-400,7	-123,4	—
Bruttoresultat	3	-200,0	-517,4	411,9	42,2
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-52,2	-10,2	-41,2	-11,4
Rörelseresultat		-252,2	-527,6	370,7	30,8
Resultat från finansiella investeringar					
Finansiella intäkter	4	1,8	0,5	3,4	0,8
Finansiella kostnader	5	-421,8	-308,8	-85,9	-22,6
		-420,0	-308,3	-82,5	-21,8
Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden		-12,9	—	-0,2	-0,3
Resultat före skatt		-685,1	-835,9	288,0	8,7
Inkomstskatt	6	253,2	398,9	-215,1	14,3
Periodens resultat		-431,9	-437,0	72,9	23,0
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare		-427,2	-436,0	77,6	23,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-4,7	-1,0	-4,7	-0,7
		-431,9	-437,0	72,9	23,0
Resultat per aktie – USD¹		-1,36	-1,41	0,25	0,08

Jämförelsetalen i de finansiella rapporterna har räknats om till följd av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements, som gäller från den 1 januari 2014.

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat i sammandrag

Belopp i MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Periodens resultat	-431,9	-437,0	72,9	23,0
Övrigt totalresultat				
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen:				
Valutaomräkningsdifferens	-196,3	-95,2	-31,7	2,6
Kassaflödessäkring	-148,7	-111,6	-8,1	5,2
Finansiell tillgång som kan säljas	-15,3	-9,0	1,9	2,8
Skatt på totalresultat	—	—	1,9	-1,4
Övrigt totalresultat efter skatt	-360,3	-215,8	-36,0	9,2
Totalresultat	-792,2	-652,8	36,9	32,2
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	-766,7	-638,8	44,7	33,4
Innehav utan bestämmande inflytande	-25,5	-14,0	-7,8	-1,2
	-792,2	-652,8	36,9	32,2

Koncernens balansräkning i sammandrag

Belopp i MUSD	Not	31 december 2014	31 december 2013
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 182,6	3 820,8
Övriga materiella anläggningstillgångar		200,3	85,0
Investeringar redovisade enligt kapitalandelsmetoden		–	24,6
Finansiella tillgångar	8	49,9	69,0
Summa anläggningstillgångar		4 432,8	3 999,4
Omsättningstillgångar			
Fordringar och lager	9	578,7	279,6
Likvida medel		80,5	82,4
Summa omsättningstillgångar		659,2	362,0
SUMMA TILLGÅNGAR		5 092,0	4 361,4
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		431,5	1 207,0
Innehav utan bestämmande inflytande		34,2	59,8
Summa eget kapital		465,7	1 266,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Avsättningar	10	1 295,2	1 345,1
Banklån	11	2 654,0	1 239,1
Övriga långfristiga skulder		29,1	25,0
Summa långfristiga skulder		3 978,3	2 609,2
Kortfristiga skulder			
Kortfristiga skulder	12	594,6	439,2
Avsättningar	13	53,4	46,2
Summa kortfristiga skulder		648,0	485,4
Summa Skulder		4 626,3	3 094,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 092,0	4 361,4

Koncernens kassaflödesanalys i sammandrag

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat		-431,9	-437,0	72,9	23,0
Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster	14	1 033,7	533,3	880,1	192,2
Erhållen ränta		0,9	0,4	0,9	0,1
Betald ränta		-56,5	-18,8	-21,8	-8,0
Betald skatt		-13,8	-1,5	-188,2	-13,5
Förändringar i rörelsekapital		109,0	-50,4	162,7	-62,5
Summa kassaflöde från verksamheten		641,4	26,0	906,6	131,3
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gästtillgångar		-1 957,8	-579,9	-1 698,4	-491,1
Investering i övriga anläggningstillgångar		-124,9	-19,0	-36,2	-16,4
Avyttring av obligationer		10,5	–	–	–
Investering i dotterbolag		–	–	-3,5	–
Andel i resultat från intressebolag		11,7	–	–	–
Betalda återställningskostnader		-1,2	-0,3	-1,5	-0,8
Övriga betalningar		-0,1	–	-0,4	–
Summa kassaflöde från investeringar		-2 061,8	-599,2	-1 740,0	-508,3
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga fordringar		9,8	–	3,5	-0,2
Förändring av långfristiga skulder		1 419,2	526,3	845,1	370,4
Betalda finansieringsavgifter		-20,7	–	–	–
Köp av egna aktier		-9,8	–	-20,1	–
Utdelningar		-0,1	–	-0,1	–
Summa kassaflöde från finansiering		1 398,4	526,3	828,4	370,2
Förändring av likvida medel		-22,0	-46,9	-5,0	-6,8
Likvida medel vid periodens början		82,4	111,9	87,6	90,0
Valutakursdifferenser i likvida medel		20,1	15,5	-0,2	-0,8
Likvida medel vid periodens slut		80,5	80,5	82,4	82,4

Koncernens förändringar i eget kapital i sammandrag

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare					Summa eget kapital
	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
Balans per den 1 januari 2013	0,5	411,1	770,8	1 182,4	67,7	1 250,1
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	77,6	77,6	-4,7	72,9
Övrigt totalresultat	–	-32,9	–	-32,9	-3,1	-36,0
Summa totalresultat	–	-32,9	77,6	44,7	-7,8	36,9
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-20,1	–	-20,1	–	-20,1
Summa transaktioner med ägare	–	-20,1	–	-20,1	-0,1	-20,2
Balans per den 31 december 2013	0,5	358,1	848,4	1 207,0	59,8	1 266,8
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-427,2	-427,2	-4,7	-431,9
Övrigt totalresultat	–	-339,5	–	-339,5	-20,8	-360,3
Summa totalresultat	–	-339,5	-427,2	-766,7	-25,5	-792,2
Transaktioner med ägare¹						
Utdelningar	–	–	–	–	-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
Balans per den 30 september 2014	0,5	8,8	422,2	431,5	34,2	465,7

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

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1. Intäkter MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Olja	627,4	96,9	997,0	235,0
Kondensat	3,0	0,2	3,4	1,1
Gas	114,6	24,0	160,0	41,1
Försäljning av olja och gas	745,0	121,1	1 160,4	277,2
Förändring i under- och överuttag	23,4	9,6	-45,2	-7,2
Övriga intäkter	16,8	4,5	16,8	4,1
Intäkter	785,2	135,2	1 132,0	274,1

Not 2. Produktionskostnader MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Utvinningskostnader	94,4	22,2	103,0	29,8
Tariff- och transportkostnader	18,4	3,4	21,6	5,0
Direkta produktionsskatter	3,6	0,8	3,4	0,8
Förändring i under- och överuttag	-0,8	-1,3	-2,0	-1,9
Övriga	-49,1	-63,3	13,6	12,2
	66,5	-38,2	139,6	45,9

Not 3. Segmentinformation MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Norge				
Olja	530,5	84,0	886,6	209,7
Kondensat	1,7	–	2,0	0,5
Gas	58,8	12,2	98,5	25,3
Försäljning av olja och gas	591,0	96,2	987,1	235,5
Förändring i under- och överuttag	24,4	10,0	-47,0	-9,1
Övriga intäkter	3,8	0,7	5,6	1,5
Intäkter	619,2	106,9	945,7	227,9
Produktionskostnader	-11,3	52,6	-85,1	-32,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-88,5	-23,6	-130,2	-41,0
Prospekteringskostnader	-272,1	-197,9	-285,4	-134,8
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar	-400,7	-400,7	-81,7	–
Bruttoresultat	-153,4	-462,7	363,3	19,4

Noter till koncernens finansiella rapporter

Forts. – not 3 MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Frankrike				
Olja	96,8	12,9	110,2	25,2
Försäljning av olja och gas	96,8	12,9	110,2	25,2
Förändring i under- och överuttag	-0,5	-0,6	-0,4	1,6
Övriga intäkter	1,7	0,4	2,2	0,4
Intäkter	98,0	12,7	112,0	27,2
Produktionskostnader	-33,1	-7,9	-34,3	-6,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-16,9	-4,1	-12,5	-3,4
Prospekteringskostnader	-4,6	-4,6	-0,2	-0,1
Bruttoresultat	43,4	-3,9	65,0	17,1
Nederländerna				
Olja	0,1	–	0,2	0,1
Kondensat	1,3	0,2	1,4	0,6
Gas	33,8	7,8	44,6	11,8
Försäljning av olja och gas	35,2	8,0	46,2	12,5
Förändring i under- och överuttag	-0,5	0,2	2,2	0,3
Övriga intäkter	2,2	0,5	1,7	0,4
Intäkter	36,9	8,7	50,1	13,2
Produktionskostnader	-16,8	-4,7	-14,7	-4,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-15,9	-3,7	-15,0	-3,7
Prospekteringskostnader	-1,4	-0,4	-1,3	–
Bruttoresultat	2,8	-0,1	19,1	4,6
Malaysia				
Prospekteringskostnader	-14,4	-14,3	-0,5	–
Nedskrivningar av olje- och Gastillgångar	–	–	-41,7	–
Bruttoresultat	-14,4	-14,3	-42,2	–
Indonesien				
Gas	22,0	4,0	16,9	4,0
Försäljning av olja och gas	22,0	4,0	16,9	4,0
Övriga intäkter	–	–	–	–
Intäkter	22,0	4,0	16,9	4,0
Produktionskostnader	-5,4	-1,9	-5,0	-1,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-10,3	-1,8	-11,4	-2,7
Prospekteringskostnader	-94,2	-40,0	-0,4	-0,1
Bruttoresultat	-87,9	-39,7	0,1	–
Övriga				
Övriga intäkter	9,1	2,9	7,3	1,8
Intäkter	9,1	2,9	7,3	1,8
Produktionskostnader	0,1	0,1	-0,5	-0,5
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	-0,2	-0,2
Prospekteringskostnader	0,3	0,3	–	–
Bruttoresultat	9,5	3,3	6,6	1,1

Forts. – not 3 MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Summa				
Olja	627,4	96,9	997,0	235,0
Kondensat	3,0	0,2	3,4	1,1
Gas	114,6	24,0	160,0	41,1
Försäljning av olja och gas	745,0	121,1	1 160,4	277,2
Förändring i under- och överuttag	23,4	9,6	-45,2	-7,2
Övriga intäkter	16,8	4,5	16,8	4,1
Intäkter	785,2	135,2	1 132,0	274,1
Produktionskostnader	-66,5	38,2	-139,6	-45,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-131,6	-33,2	-169,3	-51,0
Prospekteringskostnader	-386,4	-256,9	-287,8	-135,0
Nedskrivningar av olje- och gästingångar	-400,7	-400,7	-123,4	–
Bruttoresultat	-200,0	-517,4	411,9	42,2

Inom varje segment uppgår intäkter från transaktioner med en extern kund till tio procent eller mer av intäkterna för det segmentet.

Not 4. Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Ränteintäkter	1,2	0,4	2,4	0,5
Valutakursvinster, netto	–	–	–	–
Garanti-intäkter	0,5	0,1	0,5	0,2
Övriga	0,1	–	0,5	0,1
	1,8	0,5	3,4	0,8

Not 5. Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Räntekostnader	21,1	9,4	5,1	1,5
Valutakursförluster, netto	356,3	289,5	46,5	13,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	2,4	0,7	1,5	0,5
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	7,0	1,7	5,9	1,4
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	12,6	2,8	8,7	2,2
Engagemangavgifter för lånefacilitet	21,4	4,5	17,1	3,3
Övriga	1,0	0,2	1,1	0,4
	421,8	308,8	85,9	22,6

Not 6. Inkomstskatter MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Aktuell skatt	-419,7	-161,0	24,7	25,0
Uppskjuten skatt	166,5	-237,9	190,4	-39,3
	-253,2	-398,9	215,1	-14,3

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 7. Olje- och gastillgångar

MUSD	31 dec 2014	31 dec 2013
Norge	2 960,7	2 685,6
Frankrike	210,1	224,4
Nederländerna	38,6	60,1
Indonesien	43,9	101,7
Ryssland	501,0	559,1
Malaysia	428,3	189,9
	4 182,6	3 820,8

Not 8. Finansiella tillgångar

MUSD	31 dec 2014	31 dec 2013
Övriga aktier och andelar	4,7	22,0
Långfristiga fordringar	–	9,7
Uppskjuten skatt	12,9	22,4
Obligationer	–	10,4
Derivatinstrument	–	3,0
Brynhild kostnadsdelning	31,0	–
Övriga	1,3	1,5
	49,9	69,0

Not 9. Fordringar och lager

MUSD	31 dec 2014	31 dec 2013
Lager	41,6	21,2
Kundfordringar	40,3	125,8
Underuttag	3,6	9,4
Bolagsskatt	373,6	6,5
Fordringar på Joint venture	49,1	25,2
Derivatinstrument	–	3,2
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	41,5	61,7
Brynhild kostnadsdelning	21,6	–
Övriga	7,4	26,6
	578,7	279,6

Not 10. Avsättningar

MUSD	31 dec 2014	31 dec 2013
Långfristiga:		
Återställningskostnader	274,1	241,6
Uppskjuten skatteskuld	973,3	1 066,0
Långsiktiga incitamentsprogram	1,8	30,8
Derivatinstrument	33,9	1,6
Pension	1,2	1,5
Betalning för infarmning	7,5	–
Övriga	3,4	3,6
	1 295,2	1 345,1
Kortfristiga:		
Betalning för infarmning	48,5	–
Långsiktiga incitamentsprogram	4,9	46,2
Övriga	–	–
	53,4	46,2
	1 348,6	1 391,3

Not 11. Finansiella skulder

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

Not 12. Kortfristiga skulder

MUSD	31 dec 2014	31 dec 2013
Leverantörsskulder	23,9	16,3
Överuttag	–	29,2
Skatteskulder	1,8	4,3
Upplupna kostnader och skulder till Joint venture	383,5	334,5
Andra upplupna kostnader	46,1	39,4
Långsiktiga incitamentsprogram	28,2	–
Derivatinstrument	101,4	4,0
Övriga	9,7	11,5
	594,6	439,2

Not 13. Finansiella instrument

MUSD

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 2014 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	4,7	–	–
	4,7	–	–
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	33,9	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	101,4	–
	–	135,3	–

Noter till koncernens finansiella rapporter

Forts. – not 13

31 december 2013

MUSD

	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Investeringar som kan säljas			
– Övriga aktier och andelar	21,6	–	0,4
– Obligationer	10,4	–	–
– Derivatinstrument – långfristiga	–	3,0	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	3,2	–
	32,0	6,2	0,4
Skulder			
– Derivatinstrument – långfristiga	–	1,6	–
– Derivatinstrument – kortfristiga	–	4,0	–
	–	5,6	–

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under året. Övriga aktier och andelar och obligationer beskrivs i not 8 finansiella tillgångar.

Derivatinstrument värderas till verkligt värde som erhållits från motparter i hedgekontraktet per balansdagen. Motparter i hedgekontraktet är samtliga banker som har ingått lånefacilitetskontraktet.

Verkligt värde av följande finansiella tillgångar och skulder bedöms överensstämma med bokfört värde.

- Kundfordringar
- Joint venture fordringar
- Likvida medel
- Leverantörsskulder
- Joint venture skulder
- Banklån
- Övriga långfristiga skulder

Kreditfaciliteten om 2,5 miljarder USD som ingicks den 25 juni 2012 är en revolverande "borrowing base" kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Den 6 februari 2014 utökade Lundin Petroleum faciliteten till 4,0 miljarder USD på liknande villkor. Beloppet som är tillgängligt under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Avräkningsdatumet för den nya bankfaciliteten är juni 2019 och det finns en låneminskingsplan som börjar 2016 och minskar ner till noll per det slutliga avräkningsdatumet. Dessutom baseras det belopp som är tillgängligt under faciliteten på en nuvärdeberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av hur mycket som är tillgängligt, förfaller en del av det nuvarande utestående banklånet till betalning inom fem år, under 2017.

Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster MUSD	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Prospekteringskostnader	386,4	256,9	287,8	135,0
Avskrivningar och nedskrivningar	136,3	34,2	160,4	38,9
Aktuell skatt	-419,7	-161,0	24,7	25,0
Uppskjuten skatt	166,5	-237,9	190,4	-39,4
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	400,7	400,7	123,4	–
Långsiktiga incitamentsprogram	14,5	2,0	9,9	0,6
Valutakursförluster	333,1	261,3	52,1	13,4
Övriga	15,9	-22,9	31,4	18,7
	1 033,7	533,3	880,1	192,2

Moderbolagets resultaträkning i sammandrag

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Intäkter	9,2	1,6	3,1	2,2
Administrationskostnader	-144,9	-35,1	-105,7	-47,6
Rörelseresultat	-135,7	-33,5	-102,6	-45,4
Resultat från finansiella poster				
Finansiella intäkter	209,9	206,9	181,4	179,0
Finansiella kostnader	-1,9	–	-2,7	-1,1
	208,0	206,9	178,7	177,9
Resultat före skatt	72,3	173,4	76,1	132,5
Skatt	36,4	36,4	–	–
Periodens resultat	108,7	209,8	76,1	132,5

Moderbolagets rapport över totalresultat i sammandrag

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Periodens resultat	108,7	209,8	76,1	132,5
Övrigt totalresultat	–	–	–	–
Totalresultat	108,7	209,8	76,1	132,5
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	108,7	209,8	76,1	132,5
	108,7	209,8	76,1	132,5

Moderbolagets balansräkning i sammandrag

Belopp i MSEK	31 december 2014	31 december 2013
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,2	0,2
Summa anläggningstillgångar	7 872,0	7 872,0
Omsättningstillgångar		
Fordringar	16,7	17,3
Likvida medel	1,8	2,6
Summa omsättningstillgångar	18,5	19,9
SUMMA TILLGÅNGAR	7 890,5	7 891,9
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 860,5	7 814,0
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,3	36,6
Skulder till koncernbolag	–	21,6
Summa långfristiga skulder	0,3	58,2
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	16,2	19,7
Skulder till koncernbolag	13,5	–
Summa kortfristiga skulder	29,7	19,7
Summa skulder	30,0	77,9
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 890,5	7 891,9
Ställda säkerheter	8 717,8	12 014,5

Moderbolagets kassaflödesanalys i sammandrag

Belopp i MSEK	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	108,7	209,8	76,1	132,5
Ej kassaflödespåverkande poster	-36,7	-36,5	-18,9	-19,2
Förändringar i rörelsekapital	11,0	-173,8	14,2	4,3
Summa kassaflöde från verksamheten	83,0	-0,5	71,4	117,6
Kassaflöde från investeringar				
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	-0,1	–	-0,2	-0,2
Summa kassaflöde från investeringar	-0,1	–	-0,2	-0,2
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	-21,7	–	62,2	-116,3
Köp av egna aktier	-62,2	–	-131,9	–
Summa kassaflöde från finansiering	-83,9	–	-69,7	-116,3
Förändring av likvida medel	-1,0	-0,5	1,5	1,1
Likvida medel vid periodens början	2,6	2,3	1,1	1,5
Valutakursdifferenser i likvida medel	0,2	–	–	–
Likvida medel vid periodens slut	1,8	1,8	2,6	2,6

Moderbolagets kassaflödesanalys i sammandrag

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktiekapital	Reservfond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	
Balans per den 1 januari 2013	3,2	861,3	2 489,4	4 515,9	7 005,3	7 869,8
Totalresultat	–	–	–	76,1	76,1	76,1
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-131,9	–	-131,9	-131,9
Summa transaktioner med ägare	–	–	-131,9	–	-131,9	-131,9
Balans per den 31 december 2013	3,2	861,3	2 357,5	4 592,0	6 949,5	7 814,0
Totalresultat	–	–	–	108,7	108,7	108,7
Transaktioner med ägare¹						
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Balans per den 31 december 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5

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

Finansiella nyckeltal

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2014- 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014- 31 dec 2014 3 månader	1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader	1 okt 2013- 31 dec 2013 3 månader
Intäkter ¹	785,2	135,2	1 132,0	274,1
EBITDA	671,3	164,4	955,7	218,0
Periodens resultat	-431,9	-437,0	72,9	23,1
Operativt kassaflöde	1 138,5	334,5	967,9	203,3

Nyckeltal, per aktie (USD)

Aktieägarnas egna kapital per aktie	1,40	1,40	3,90	3,90
Operativt kassaflöde per aktie	3,63	1,08	3,12	0,66
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,05	0,08	2,92	0,42
Resultat per aktie	-1,36	-1,41	0,25	0,08
Resultat per aktie efter full utspädning	-1,36	-1,41	0,25	0,08
EBITDA per aktie	2,14	0,53	3,08	0,70
Utdelning per aktie	—	—	—	—
Antal utställda aktier vid periodens slut	311 070 330	311 070 330	317 910 580	317 910 580
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	309 570 330	309 570 330
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut	313 387 579	309 070 330	310 017 074	309 570 330

Börskurs

Börskurs vid periodens slut (SEK)	112,40	112,40	125,40	125,40
Börskurs vid periodens slut (CAD) ²	—	—	19,73	19,73

Nyckeltal

Räntabilitet på eget kapital (%)	-50	-50	6	2
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	-11	-19	16	1
Netto skuldsättningsgrad (%)	605	605	99	99
Soliditet (%)	9	9	29	29
Andel riskbärande kapital (%)	28	28	53	53
Räntetäckningsgrad	-13	-54	52	13
Operativt kassaflöde/räntekostnader	49	33	149	108
Direktavkastning	—	—	—	—

¹ Jämförelsetalen har räknats om för effekten av antagandet av IFRS 11 Joint Arrangements.

² Lundin Petroleumaktien avnoterades frivilligt från Torontobörsen efter ledningens beslut i november 2014.

Definitioner av nyckeltal

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisation): Rörelseresultat före avskrivningar av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

Operativt kassaflöde: Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

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

Operativt kassaflöde per aktie: Operativt kassaflöde dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Kassaflöde från verksamheten per aktie: Kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Resultat per aktie efter full utspädning: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning.

EBITDA per aktie: EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden: Antal aktier vid periodens början med förändringar i antalet aktier vägt över tiden för den del av perioden de är utestående.

Räntabilitet på eget kapital: Resultat efter skatt dividerat med genomsnittligt eget kapital.

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

Nettoskuldsättningsgrad: Banklån minus likvida medel dividerat med eget kapital hänförligt till aktieägare.

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

Operativt kassaflöde/räntekostnader: Rörelsens intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter dividerat med periodens räntekostnad.

Direktavkastning: Utdelning per aktie dividerat med börskursen vid periodens utgång.

Finansiell information

Stockholm den 4 februari 2015

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Peggy Bruzelius

Asbjørn Larsen

Lukas H. Lundin

William A. Rand

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för tremånadersperioden (januari-mars 2015) kommer att publiceras den 6 maj 2015.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari-juni 2015) kommer att publiceras den 5 augusti 2015.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari-september 2015) kommer att publiceras den 4 november 2015.

Årsstämman kommer att hållas den 7 maj 2015 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Maria Hamilton
Informationschef
maria.hamilton@lundin.ch
Tel: +41 22 595 10 00
Tel: 08 440 54 50
Mobil: +41 79 63 53 641

Teitur Poulsen
VP Corporate Planning
& Investor Relations
Tel: +41 22 595 10 00

Robert Eriksson
Manager, Media
Communications
Tel: 0701-112615

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

Framåtriktade uttalanden

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

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

Reserver och resurser

Om inte annat anges är Lundin Petroleums reserv- och resurser per den 31 december 2014 och har förberetts och reviderats i enlighet med National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101") och Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook ("COGE Handbook"). Om inte annat anges avser alla häri redovisade reservestimat "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver, resurser och produktion i bolagets årsredovisning.

Betingade resurser

Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar genom att använda etablerad teknik eller teknik som är under utveckling, men som inte är att anse som kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser. Betingelser kan inkludera faktorer såsom ekonomiska, legala, miljö-, politiska och regulatoriska frågor eller avsaknad av efterfrågan. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de betingade resurserna. Om inte annat anges avser alla häri betingade resurserestimat betingade resurser ("2C") enligt bästa estimat.

Prospekteringsresurser

Prospekteringsbara resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från icke-upptäckta ansamlingar genom framtida utbyggnadsprojekt. Det finns en osäkerhet avseende upptäckten och utbyggnaden av prospekteringsbara resurser. Det är inte säkert att någon del av de prospekteringsbara resurserna kommer att upptäckas. Om de upptäcks är det inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de prospekteringsbara resurserna. Om inte annat anges avser alla uppskattningar av prospekteringsbara resurser häri en P50 uppskattning av prospekteringsbara resurser. Kvalificerade prospekteringsbara resurser som rapporteras är delvis kvalificerade. De har kvalificerats avseende osäkerheten för upptäckt, men inte avseende osäkerheten för utbyggnad.

BOEs

BOEs kan vara missledande, särskilt om det används isolerat. Konverteringsförhållandet för en BOE om 6Mcf:1Bbl är baserat på en konverteringsmetod för energilikhärdighet som är främst tillämplig vid brännaren och representerar inte ett likvärdigt värde vid borrhuvudet.

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

