

Delårsrapport för
NIOMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 30 september 2014

Q3

Lundin Petroleum AB (publ)
Organisationsnummer 556610-8055

Höjdpunkter

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014 (30 september 2013)

- Produktion om 25,9 Mboepd (33,3 Mboepd)¹
- Intäkter om 650,0 MUSD (857,9 MUSD)
- EBITDA om 506,9 MUSD (737,7 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 804,0 MUSD (764,6 MUSD)
- Resultat om 5,1 MUSD (49,9 MUSD)
- Nettoskuld om 2 054 MUSD (31 december 2013: 1 192 MUSD)
- 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

Tredje kvartalet som avslutades den 30 september 2014 (30 september 2013)

- Produktion om 21,7 Mboepd (29,4 Mboepd)¹
- Intäkter om 189,2 MUSD (263,8 MUSD)
- EBITDA om 157,6 MUSD (220,1 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 307,0 MUSD (266,0 MUSD)
- Resultat om 4,3 MUSD (1,7 MUSD)

| | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|--|---|---|---|---|--|
| Produktion i Mboepd, brutto ¹ | 25,9 | 21,7 | 33,3 | 29,4 | 32,7 |
| Intäkter i MUSD | 650,0 | 189,2 | 857,9 | 263,8 | 1 132,0 |
| Periodens resultat i MUSD | 5,1 | 4,3 | 49,9 | 1,7 | 72,9 |
| Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD | 8,8 | 5,6 | 53,9 | 3,0 | 77,6 |
| Vinst/aktie i USD ² | 0,03 | 0,02 | 0,17 | 0,01 | 0,25 |
| EBITDA i MUSD | 506,9 | 157,6 | 737,7 | 220,1 | 955,7 |
| Operativt kassaflöde i MUSD | 804,0 | 307,0 | 764,6 | 266,0 | 967,9 |

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 |

Oljerelaterade 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,

Att arbeta inom olje- och gasindustrin är verkligen intressant för tillfället. De senaste månadernas utveckling har präglats av fallande oljepriser och en industri som till slut har insett att de senaste årens inflationsnivå är ohållbar. Samtidigt kvarstår det osäkra geopolitiska läget i världen, med den senaste tidens händelser i Mellanöstern och i Ryssland som har dominerat nyhetsrubrikerna. Samtliga dessa aspekter drabbar vår industri direkt och påverkar råvarupriserna.

Liksom alla andra olje- och gasföretag påverkas Lundin Petroleum av råvarupriserna och kostnadsläget. Det är dock viktigt för er, våra aktieägare, att förstå att vår affärsmodell och bolagets fortsatta framgång kommer att drivas mer av vår förmåga att öka våra olje- och gasresurser än av oljepriset. Vi har en stark balansräkning med tillgång till likviditet i olika former, vilket gör att vi kan stå emot ett lågt oljepris under långa perioder. Vi kommer att hantera vår balansräkning med försiktighet i den tid av osäkerhet som vi upplever idag men vi kommer att fortsätta investera i våra fyndigheter och också behålla vårt fokus på prospektering. Vi befinner oss i en industri som kräver att vi ser långsiktigt och för att kunna göra det behöver vi investera. Altastrukturen som vi nyligen upptäckte i Barents hav är en mycket god nyhet för oss alla, och det är av största vikt att vi fortsätter att investera i detta lovande område för att verkligen kunna realisera dess fulla potential.

Jag tror mer än någonsin på att oljepriset på medellång till lång sikt kommer att vara högt. På kort sikt är det dock väldigt svårt att förutse prisutvecklingen med tanke på den låga ekonomiska tillväxten som har lett till lägre efterfrågan, ökad produktion i Nordamerika, osäkerhet för hur ett lägre oljepris kan komma att påverka borrhaktiviteten och osäkerhet avseende OPEC:s reaktion. Vi på Lundin Petroleum är förberedda för alla tänkbara scenarion, vilket tar i beaktande att våra projekt av världsklass, såsom Johan Sverdrup, kommer att förse omvärlden med olja under de kommande 50 åren och är extremt värdefulla.

En nära trefaldig produktionsökning vid slutet av 2015

Vår produktion för de första nio månaderna 2014 var 25 900 boepd. Produktionen under det tredje kvartalet var i linje med förväntningarna men var lägre än under tidigare kvartal på grund av planerat underhållsarbete som utfördes på Alvheim FPSO:n under sommaren. Vår förväntade produktion om 24 000 till 29 000 boepd för 2014 bibehålls.

Vår förväntade produktion kommer att öka väsentligt under 2015, när vi påbörjar produktion vid oljefältsutbyggnaderna Bøyla, Bertam och Edvard Grieg. Vi behåller vår uppskattade genomsnittliga produktion om cirka 50 000 boepd för 2015 och räknar med att nå över 75 000 boepd vid utgången av 2015, när alla dessa projekt producerar. Under de senaste två till tre åren har vi också varit väldigt aktiva med att lägga grunden för vår nya tillväxtfas genom att investera i ett flertal utbyggnadsprojekt. Nu kan vi verkligen se ljuset i slutet av tunneln, då dessa projekt kommer att bära frukt och jag är övertygad om att vi kommer att kunna nå vår förväntade tredubblade produktion vid slutet av nästa år.

Utbyggnadsprojekt

I delårsrapporten per den 30 juni nämnde jag i mitt aktieägarbrev att produktionsstart för utbyggnadsprojektet Brynhild, offshore Norge med största sannolikhet skulle skjutas fram till det fjärde kvartalet. Det gläder mig att, efter de frustrerande förseningarna för Brynhild, kunna meddela att vi nu närmar oss produktionsstart. Vi förväntar oss kunna se att produktion på Piercefältet, där Shell är operatör, kommer att återupptas inom de nästkommande veckorna med produktionsstart vid Brynhildfältet därefter. Baserat på resultaten från de slutförda borrhningarna står vi fortsatt fast vid att produktionen från Brynhild har potential för att kunna överträffa de initiala produktionsnivåerna om 12 000 boepd, brutto.

Vad beträffar våra andra utbyggnadsprojekt Bøyla, Bertam och Edvard Grieg är nyheterna positiva och jag är fortsatt övertygad om att samtliga fält kommer att påbörja produktion under 2015 som förväntat.

Framstegen för utbyggnaden av Bertam, offshore Malaysiska halvön, är goda med den framgångsrika installationen av Bertamplattformens processdäck för borrhuvudet i oktober 2014 som följde på installationen av ståljacketen i maj 2014. Modifieringsarbetet vid den till 100 procent ägda Bertam FPSO:n kommer att slutföras i år för att fartyget ska kunna flyttas till fältet i början av 2015, efter monsunsäsongen. Produktionsstart förväntas fortfarande till det andra kvartalet 2015. Jack-up-riggen West Prospero som ägs av Seadrill har gjort goda framsteg med utbyggnadsborrningarna.

Vi har fortsatt att göra stora framsteg med utbyggnaden av Edvard Grieg, efter en framgångsrik installation av jacketen tidigare under året. Konstruktionen av processdäck pågår enligt plan, och kommer att vara klar för installation till våren 2015. Installation av gasledning har nu slutförts med framgång. Jack-up-riggen Rowan Viking har påbörjat borrhprogrammet för Edvard Griegutbyggnaden. Jag är fortsatt övertygad om att vi kommer att kunna starta produktion från Edvard Grieg under det fjärde kvartalet 2015.

Utbyggnaden av Bøylafältet är i stort sett slutförd och jag förväntar mig att produktion kan påbörjas i början av 2015. Bøylafältet är en återkoppling på havsbotten till FPSO:n Alvheim, i vilken vi också har en ägarandel. Vi har nöjet att välkomna Det Norske som operatör för fälten i Alvheimområdet och vi anser att området har potential för såväl ytterligare utbyggnadsmöjligheter som för prospektering.

Brev till aktieägare

Utbyggnadsplanen för Johan Sverdrup har kommit långt och kommer att lämnas in för godkännande till det norska Stortinget i början av 2015. Samtidigt fortsätter samordningsprocessen och beslut kommer att tas före inlämnandet av utbyggnadsplanen. Jag är övertygad att utbyggnadsprojektet för Johan Sverdrup kommer ut på marknaden vid en läglig tidpunkt med tanke på den nuvarande minskade aktiviteten hos många av industrins aktörer.

Arbetet under markytan på Johan Sverdrup är i stort sett slutfört. Vi ser framemot att kunna redovisa reserverna avseende Johan Sverdrup tidigt nästa år efter att utbyggnadsplanen lämnats in, vilket kommer innebära en ökning av våra nuvarande reserver på tre till fyra gånger.

Prospektering

Vi är mycket entusiastiska över oljefyndigheten Alta som nyligen slutfördes i Barents hav. Under de senaste åren har vi etablerat en betydande ägarandelsposition i Loppahöjdsområdet i Barents hav, ett område som är beläget norr om Statoils utbyggnad av Snøvit. Vi har alltid antagit att detta område hade potential för att kunna innehålla betydande kommersiella oljeresurser. Altafyndigheten, som innehåller 125 och 400 miljoner fat oljeekvivalenter, är fram till idag vår största fyndighet i Barents hav. Detta är verkligen betydande och det faktum att det framförallt rör sig om en oljefyndighet är väldigt viktigt. Vi ser nu över alla alternativ för utbyggnad, vilka kommer att inkludera fristående lösningar såväl som möjligheten att bygga ut med närliggande fyndigheter. Eftersom området på samma gång innehåller ytterligare potential har vi för avsikt att inleda ett offensivt borrhprogram i Barents hav för 2015 som kommer att inkludera utvärderingen av Alta liksom ytterligare prospekteringsborrningar. Som jag tidigare har sagt, är det min fasta övertygelse att den här delen av Barents hav kommer att bli en betydande oljeproducerande region under kommande år.

De senaste månaderna har många företag minskat sina program för prospekteringsborrningar och dragit ned på sina budgetar. Lundin Petroleum har varit en av de mest framgångsrika prospektörerna under senare år med stor framgång i Utsirahöjdområdet i norska Nordsjön och nu i Barents hav. Vi anser att framgångsrik prospektering är det bästa sättet att skapa aktieägarvärde i vår industri och därför kommer vi att fortsätta vårt offensiva prospekteringsprogram med fokus på Norge och Sydostasien. Från och med nu och fram till slutet av 2014 kommer vi att genomföra sex prospekteringsborrningar som kommer att omfatta borrningar med stor potential som Kopervik i Utsirahöjdområdet. Under 2015 kommer vi att genomföra åtta prospekteringsborrningar med målsättning att nå obekräftade resurser om 490 MMboe, netto. Jag är övertygad om att detta kommer att leda till ytterligare prospekteringsframgångar.

Olje- och gasindustrin

I början av det här brevet uppmärksammade jag det faktum att vår industri till slut har insett att de senaste årens inflationsnivå är ohållbar. Slutsatsen var helt klart riktig och något behövde göras. Reaktionen har varit att under de senaste månaderna har vi kunnat se betydande minskningar i investeringar i vår industri, vilket har satt press på oljeservicesektorn med betydande minskning i aktivitetsnivå. Projekt skjuts upp, utgifter för prospektering har minskat väsentligt och många företag skär ner på sina borrhprogram för 2015. Jag anser att tyvärr är en minskning i arbetsprogrammen inte nödvändigtvis svaret utan det kommer endast medföra en negativ påverkan på oljetillgången under kommande år. Vår industri borde fokusera mer på standardisering och effektivisering, vilket flyg-, rymd- och fordonsindustrierna har lyckats med. Vi behöver fortsätta att spendera men vi måste göra det på ett mer effektivt sätt. Lundin Petroleum kommer att fortsätta att investera och då framförallt inom prospektering eftersom vi anser att det är det bästa sättet att skapa värde för våra aktieägare.

Jag nämnde nyligen för vår styrelse att Lundin Petroleum under de senaste åren har mognat som företag. Vårt framgångsrika prospekteringsteam har vi kompletterat med integrerad kompetens inom utbyggnad och operatörskap. Vi har också utökat vår kompetens i Sydostasien väsentligt. Idag har Lundin Petroleum kompetensen för att finna, bygga ut och bedriva operatörskap på ett produktivt, kostnadseffektivt, säkert och miljövänligt sätt. Grunden för vår nästa tillväxtfas har lagts och nu när olje- och gasssektorn är i onåd hos marknaden är jag övertygad om att det till slut kommer att reflekteras i vår marknadsvärdering. Jag vill tacka alla våra aktieägare för deras stöd och tålmod i att göra detta möjligt.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm den 6 november 2014

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014

Verksamheten

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till tre kärnområden, Norge, Sydostasien och kontinentala Europa. Norge utgör fortsatt majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet, där produktionen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014 (rapporteringsperioden) stod för 70 procent av den totala produktionen och 76 procent av Lundin Petroleums totala reserver vid slutet av 2013.

Reserver och Resurser

Lundin Petroleum har 194,1 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som reviderats av en oberoende tredje part vid slutet av 2013. Lundin Petroleum har också ett antal olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Exklusive det stora Johan Sverdrupfältet och den nyligen meddelade Altafyndigheten, som båda är belägna i Norge, uppgick Lundin Petroleums betingade resurser enligt bästa estimat vid slutet av 2013 till 342 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. Altafältet i Barents hav upptäcktes i oktober 2014 och innehåller utvinningsbara olje- och gasresurser om mellan 125 och 400 MMboe, brutto.

Produktion

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 25,9 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 33,3 Mboepd för samma period 2013) och omfattade följande:

| Produktion i Mboepd | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|------------------------------|---|---|---|---|--|
| Olja | | | | | |
| Norge | 15,4 | 12,8 | 21,1 | 18,3 | 20,6 |
| Frankrike | 2,9 | 3,0 | 2,8 | 3,0 | 2,9 |
| Ryssland ¹ | 1,5 | 0,32 | 2,4 | 2,2 | 2,3 |
| Summa produktion olja | 19,8 | 16,1 | 26,3 | 23,5 | 25,8 |
| Gas | | | | | |
| Norge | 2,7 | 2,3 | 3,4 | 2,5 | 3,3 |
| Nederländerna | 1,9 | 1,8 | 2,0 | 1,8 | 2,0 |
| Indonesien | 1,5 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| Summa produktion gas | 6,1 | 5,6 | 7,0 | 5,9 | 6,9 |
| Summa produktion | | | | | |
| Kvantitet i Mboe | 7 083,2 | 1 992,4 | 9 079,7 | 2 704,3 | 11 939,6 |
| Kvantitet i Mboepd | 25,9 | 21,7 | 33,3 | 29,4 | 32,7 |

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.

² 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 | | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|------------------------|-----|---|---|---|---|--|
| Alvheim | 15% | 9,7 | 8,8 | 10,5 | 8,9 | 10,5 |
| Volund | 35% | 7,8 | 5,9 | 12,6 | 11,3 | 12,2 |
| Gaupe | 40% | 0,6 | 0,4 | 1,4 | 0,6 | 1,2 |
| | | 18,1 | 15,1 | 24,5 | 20,8 | 23,9 |

¹ Lundin Petroleums licensandel (L.a.).

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014

Produktionen från Alvheimfältet var under rapporteringsperioden 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 kompenseras delvis av två korta väderrelaterade driftsstopp av Alvheim FPSO:n under första kvartalet 2014. Planerat underhållsarbete och slutförande av återkopplingen av Bøyla (l.a. 15%) resulterade i ett cirka två veckor långt driftsstopp 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 produktionsstart förväntas till början av 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 förväntas godkännas av Alvheimpartnerskapet mot slutet av 2014. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet var under rapporteringsperioden omkring 5 USD per fat, exklusive underhållsarbete av borrhningarna.

Volundfältets produktion har under rapporteringsperioden varit lägre än förväntat på grund av en kombination av två korta väderrelaterade driftsstopp vid Alvheim FPSO:n, lägre än förväntat vätskegenomflöde samt ett högre än förväntat förhållande mellan vatten och olja. Den lägre produktionen har dock delvis kompensats 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. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var lägre än 3,75 USD per fat under rapporteringsperioden.

Produktionen vid Gaupéfältet har varit enligt förväntan. Fältet är för närvarande under driftsstopp men kan, beroende på de ekonomiska förutsättningarna, ha potential att återuppta begränsad produktion under 2015.

Utbyggnad

| Licens | Fält | l.a. | PDO godkännande | Uppskattade brutto-reserver | Förväntad produktionsstart | Förväntad platåproduktion, brutto |
|--------|----------------|-----------|--------------------------|--------------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|
| PL148 | Brynhild | 90% | november 2011 | 23 MMboe | Q4 2014 | 12,0 Mboepd |
| PL340 | Bøyla | 15% | oktober 2012 | 22 MMboe | Q1 2015 | 20,0 Mboepd |
| PL338 | Edvard Grieg | 50% | juni 2012 | 186 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.

Brynhild

Produktionsstart vid Brynhildfältet förväntas under det fjärde kvartalet 2014. Brynhildfältets modell- och manifoldkonstruktion på havsbotten samt pipeline för produktion och vatteninjicering har installerats med framgång. De två första utav totalt fyra utbyggnadsborrningar som har slutförts och flödestestats fann både reservoarens tjocklek och kvalitet i enlighet med förväntningarna, och är nu klara för produktion. En tredje borrhning genomförs för närvarande. FPSO:n Haewene Brim har med framgång åter förankrats vid Piercefältet, offshore Storbritannien och nya produktionsstigrör har anslutits till FPSO:n. Produktion på Piercefältet förväntas därför att återupptas inom kort och produktionsstart av Brynhildfältet förväntas följa därefter.

Bøyla

Bøylafältet byggs ut som en 28 km lång återkoppling på havsbotten till Alvheim FPSO:n med två produktionsborrningar 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 produktionsborrningen. Installationsarbete för återkoppling av de två första borrhningarna pågår och produktionsstart förväntas under det första kvartalet 2015. Den sista produktionsborrningen kommer att slutföras och kopplas in senare under det första kvartalet nästa år.

Edvard Grieg

Utbyggnaden av Edvard Griegfältet har kommit långt och fortgår enligt plan och inom budget. Under det andra kvartalet 2014 installerades ståljacketen med framgång på plats offshore och under det tredje kvartalet 2014 slutfördes den 94 km långa gasledningen till gassystemet Sage Beryl. Kværners konstruktionsarbete med processdäcken pågår och beräknas att slutföras maskintekniskt mot slutet av 2014 varefter driftsättningsarbete onshore kommer att kunna påbörjas. Konstruktionsarbetet med oljepipelines för export pågår och Y-kopplingen till oljeledningen Grane har framgångsrikt installerats. Installation av såväl processdäcken som den 43 km långa oljeledningen till Granes Y-koppling är planerade till våren/sommaren 2015. Utbyggnadsborrningar med jack-up-riggen Rowan Viking påbörjades under det tredje kvartalet 2014 och produktionsstart från Edvard Griegfältet förväntas till det fjärde kvartalet 2015.

Utvärderingsborrningen 16/1-18 på den sydöstra delen av Edvard Griegfältet slutfördes framgångsrikt under rapporteringsperioden. Borrningen påträffade en 62 meter lång sandstensreservoar av måttlig till god kvalitet. Ytterligare

en utvärderingsborrning som syftar till att bättre förstå fördelningen av den här sandstenen och som potentiellt kan öka reserverna planeras att genomföras på den södra delen av Edvard Grieg under 2015.

Ivar Aasen

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

Johan Sverdrup

Lundin Petroleum fann Johan Sverdrupfyndigheten år 2010 med borrning 16/2-6 som genomfördes i PL501 (I.a. 40%). Totalt 22 borrningar och sju sidospårsborrningar 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 rapporteringsperioden 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 ståljackets och kommer att vara sammanlänkade med varandra genom brygginstallationer. Ett FEED-kontrakt tilldelades Aker Solutions i slutet av 2013. I juni 2014 meddelade den arbetande operatören för pre-unitfasen att en avsiktsförklaring har undertecknats med Kværner i Norge om leverans av två ståljackets för utbyggnaden i Fas 1. Leverans av ståljacketen för plattformen för stigrör är planerad till 2017 och för ståljacketen för plattformen med borranläggningen till 2018.

Produktionsstart för den första fasen av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 och 380 Mboepd. Mellan 40 och 50 produktions- och injiceringsborrningar förväntas att genomföras för att uppnå produktion för Fas 1, av vilka 11 till 17 borrningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög innan produktionsstart, för att möjliggöra platåproduktion 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. En utbyggnadsplan för Johan Sverdrup Fas 1 planeras att lämnas in för godkännande av norska Stortinget i början av 2015.

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.

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

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2014

| Licens | Operatör | I.a. | Borrning | 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 |

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014

Förutom utvärderingsborrningarna på Johan Sverdrup har ytterligare två utvärderingsborrningar genomförts under rapporteringsperioden.

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 av 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 dock 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 annan 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 |
| 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 | Torrborrning |

Under 2014 har Lundin Petroleum hittills slutfört fyra 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.

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

Under 2014 planerar Lundin Petroleum att genomföra ytterligare tre prospekteringsborrningar i Norge, offshore på strukturerna Storm i PL555 (I.a. 60%) i norra Nordsjön där borrning pågår med målsättning att nå 89 MMboe; på Kopervik i PL625 (I.a. 40%) nordväst om Johan Sverdrupfältet där borrning också pågår med målsättning att nå 163 MMboe samt på strukturen Lindarormen i PL584 (I.a. 60%) i Norska havet, söder om Asgardfältet och sydväst om Draugenfältet, där borrning planeras genomföras under det fjärde kvartalet 2014 med målsättning att nå 194 MMboe.

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

Prospekteringsborrningar 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 rapporteringsperioden 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.

Licenstagningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

Under rapporteringsperioden tilldelades Lundin Petroleum nio licenser genom licensrundan APA 2013, inklusive fyra nya licenser i Barents hav. Därutöver har Lundin Petroleum av Premier Oil förvärvat 30 procent i PL359, där Lundin Petroleum är operatör och redan hade en andel om 40 procent. Lundin Petroleum har därefter ingått i två separata transaktioner som innebär att fem procent i PL359 såldes till OMV Norge AS och 15 procent i PL359 såldes till Wintershall Norge AS. Efter dessa transaktioner, som båda är villkorade av statligt godkännande, kommer Lundin Petroleum att ha 50 procent i PL359 och dessa transaktioner kommer också att garantera 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 AS och i augusti 2014 förvärvades en licensandel om 35 procent i PL674. Under rapporteringsperioden återlämnades PL409 och PL570. PL338 kommer att delas upp i två licenser, vilket är villkorat av statligt godkännande. Den ena licensen kommer att omfatta Edvard Griegfältet och den andra licensen, i vilken Lundin Petroleum kommer att inneha en andel om 80 procent kommer att omfatta licensens resterande prospekteringspotential, inklusive Gemini- och Rolvsnesstrukturerna.

Kontinentala Europa

Produktion

| Produktion i Mboepd | I.a. | 1 jan 2014-30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014-30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013-30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013-30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013-31 dec 2013 12 månader |
|---------------------|-------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| Frankrike | | | | | | |
| – Paris Basin | 100% ¹ | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,6 | 2,5 |
| – Aquitaine | 50% | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| Nederländerna | | | | | | |
| | flera | 1,9 | 1,8 | 2,0 | 1,8 | 2,0 |
| | | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,8 | 4,9 |

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

Frankrike

Produktionsnivån i Frankrike är i stort sett i linje med förväntningarna då ökad produktion från Grandvilles återutbyggnad i Paris Basin har kompenserat för den naturliga minskningen från de andra fälten. Riggkontrakt har skrivits under avseende utbyggnaden av Vert la Gravelle och borrning förväntas att påbörjas under det fjärde kvartalet 2014.

Prospekteringsborrningen Hoplites på koncessionen Est Champagne (I.a. 100%) påbörjades i oktober 2014 med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 14 MMboe.

Nederländerna

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

Utbyggnadsborrningen K5-A5 (I.a. 2,03%) genomförs för närvarande med ytterligare två utbyggnadsborrningar och en utvärderingsborrning planerade för 2015.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014

En prospekteringsborrning på E17a/b (I.a. 1,20%) har genomförts under rapporteringsperioden och påträffade gas och olika alternativ för utbyggnad ses nu över. En utbyggnadsborrning på E17 förväntas att påbörjas under det fjärde kvartalet 2014.

Prospekteringsborrningen Hempens-1 på Leeuwardenlicensen (I.a. 7,2325%) slutfördes under rapporteringsperioden som ett torrt hål. Utbyggnadsborrningen LW102ST genomfördes under första kvartalet 2014 på samma licensområde men har efter tester bedömts som icke-framgångsrik.

Prospekteringsborrningen Lambertschaag-2 på Slootdorplicensen (I.a. 7,2325%) slutfördes under rapporteringsperioden som en torr borrning men gas påträffades i ett grundare intervall, och framtida planer för borrningen ses nu över. En utbyggnadsborrning på Slootdorp är planerad till 2015.

Prospekteringsborrningen Langezwaag-2 i Gorredijklicensen (I.a. 7,75%) har slutförts. Gas påträffades i två intervaller och förberedelser pågår för att genomföra borrningstester.

Sydostasien

Malaysia

Bertamfältet, offshore Malaysiska halvön, har fått utbyggnadsplanen godkänd av Petronas i oktober 2013 och produktionsstart planeras till det andra kvartalet 2015. Lundin Petroleum planerar att genomföra två prospekteringsborrningar offshore Malaysia under det fjärde kvartalet 2014 med ytterligare en prospekteringsborrning planerad för 2015.

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 rapporteringsperioden. Konstruktionen av processdäcket för plattformen för borrhuvudet vid TH Heavy Engineerings (THHE) varv installerades framgångsrikt vid ståljacketen i oktober 2014. Livstidsförlängningsarbete på FPSO:n Bertam (Tidigare IKDAM FPSO:n) pågår vid Keppel Shipyard i Singapore och arbetet fortskrider enligt tidsplanen och förväntas slutföras under det fjärde kvartalet 2014. Jack-up-borriggen West Prospero påbörjade utbyggnadsborrningar på Bertamfältet under det tredje kvartalet 2014. Konceptet för installationen på havsbotten består av 13 horisontella borrningar som kompletteras med elektriska undervattenspumpar. Under installationsarbetet med processdäcket under det fjärde kvartalet 2014 kommer prospekteringsborrningar att genomföras från jack-up-riggen på SB307/SB308 (I.a. 42,5%) och på PM307.

Bertamfältet uppskattas innehålla bruttoreserver om 18 MMboe och byggs ut genom en obemannad offshore-plattform (well head platform) i anslutning till den fast förankrade FPSO:n Bertam med en total beräknad utbyggnadskostnad om 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 har framgångsrikt genomförts och produktionstestsresultaten från I10- och I20-sanden gav 15,9 respektive 15,8 MMscfd. Resultaten från borrningen kommer nu att inkluderas i ett uppdaterat resursestimat och konceptuella utbyggnadsalternativ kommer att ses över.

Under det fjärde kvartalet 2014 planeras en prospekteringsborrning att genomföras på block PM307, på oljestrukturen Mengkuang-1 som uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 21 MMboe, brutto. Ytterligare en prospekteringsborrning på PM307 är planerad för slutet av 2015, på oljestrukturen Rengas med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 22 MMboe, brutto. Båda dessa prospekteringsborrningar kommer att genomföras med jack-up-riggen West Prospero.

Under det tredje kvartalet 2014 ingick Lundin Petroleum ett infarmningsavtal med Petronas Carigali, i vilket Lundin Petroleum har förvärvat en 50-procentig andel med operatörskap för PM328, beläget nordöst om PM307 och 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.

I oktober 2014 kom Lundin Petroleum överens med HiRex Petroleum om att farma ut sin andel i block PM308B. Efter fullgörandet av avtalet kommer Lundin Petroleum äga en 50-procentig andel i PM308B.

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.

Seismisk bearbetning av Emeralds 3D-undersökning om 500 km² över SB307/SB308 (I.a. 42,5%) slutfördes under 2013 och inom vilken de två strukturerna Malignan och Kitabu har identifierats som potentiellt borrhbara. Borrning på Kitabustrukturen påbörjades i oktober 2014 med jack-up riggen West Prospero och strukturen som ligger på samma trend som de nu producerande Shellfälten SF30 och South Furious, uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 71 MMboe, brutto.

Indonesien

Produktion

| Produktion i Mboepd | l.a. | 1 jan 2014-30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014-30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013-30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013-30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013-31 dec 2013 12 månader |
|---------------------|-------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| Singa | 25,9% | 1,5 | 1,5 | 1,6 | 1,6 | 1,6 |

Produktionen var något under förväntan på grund av vissa anläggningsrelaterade problem under rapporteringsperioden. Operatören för Singafältet har meddelat att det två veckor långa driftstoppet, ursprungligen planerat för det tredje kvartalet, har skjutits upp till det fjärde kvartalet 2014. Driftstoppet syftar till att lägga om gasledningen, vilket kommer att öka produktionen från Singafältet. I början av 2014 ingicks ett reviderat gasförsäljningsavtal för Singafältet, 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 gäller från och med den 2 januari 2014.

Prospektering

Baronang/Cakalang

Prospekteringsborrning på strukturerna Balqis och Boni på Baronangblocket (I.a. 85%) i Natunahavet i Indonesien, har slutförts under rapporteringsperioden. Båda borrningarna påträffade sandstensreservoar av hög kvalitet vid den förutsedda oligocennivån men ingen av borrningarna påträffade några kolväten och har därför meddelats som torra hål. 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 övergivits som ett torrt hål.

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.

Övriga områden

Ryssland

Produktion

| Produktion i Mboepd | l.a. | 1 jan 2014-30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014-30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013-30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013-30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013-31 dec 2013 12 månader |
|---------------------|------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| Republiken Komi | 50% | 1,5 | 0,3 | 2,4 | 2,2 | 2,3 |

I juli 2014 sålde Lundin Petroleum hela sin andel i Sotchemyu-Talyu- och Nort 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, däribland nu rådande sanktioner. Lundin Petroleum söker i nuläget aktivt efter andra alternativ för partnerskapet avseende Laganskyblocket.

Corporate Responsibility – Samhällsansvar

Under rapporteringsperioden inträffade två incidenter (Lost Time Incidents, LTI) av lindrig natur hos Lundin Petroleums underleverantörer, vilket resulterade i en förlorad arbetstidsfrekvens om 0,31 per 200 000 timmar. Den totala frekvensen för rapporterbara incidenter uppgick till 0,47.

I september 2014 undertecknade Lundin Petroleum initiativet "Call to Action" som är lanserat av FN-fördraget Global Compact och uppmanar företaget att påverka världens beslutsfattare i att förstärka åtgärder för bekämpning av korruption. Beslutet att

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014

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 niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014 (rapporteringsperioden) uppgick till 5,1 MUSD (49,9 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 8,8 MUSD (53,9 MUSD), motsvarande vinst per aktie om 0,03 USD (0,17 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 506,9 MUSD (737,7 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 1,62 USD (2,38 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 804,0 MUSD (764,6 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,57 USD (2,47 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 650,0 MUSD (857,9 MUSD), netto och utgörs 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 rapporteringsperioden uppgick till 623,9 MUSD (883,2 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 94,92 USD (99,76 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 106,52 USD (108,46 USD) per fat.

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

| Försäljning | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|--------------------------------|---|---|---|---|--|
| Försäljning olja | | | | | |
| Norge | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 4 001,8 | 790,9 | 6 079,7 | 2 138,2 | 7 925,4 |
| – Genomsnittspris per boe | 111,58 | 103,77 | 111,34 | 112,31 | 111,87 |
| Frankrike | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 804,9 | 351,9 | 797,4 | 363,9 | 1 030,4 |
| – Genomsnittspris per boe | 104,23 | 99,64 | 106,60 | 108,67 | 106,93 |
| Nederländerna | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 1,1 | 0,5 | 1,2 | – | 1,8 |
| – Genomsnittspris per boe | 93,48 | 93,03 | 97,34 | – | 96,24 |
| Summa försäljning olja | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 4 807,8 | 1 143,3 | 6 878,3 | 2 502,1 | 8 957,6 |
| – Genomsnittspris per boe | 110,34 | 102,49 | 110,78 | 111,78 | 111,30 |
| Försäljning gas och NGL | | | | | |
| Norge | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 865,0 | 226,7 | 1 047,5 | 285,7 | 1 389,4 |
| – Genomsnittspris per boe | 55,86 | 45,64 | 71,31 | 68,00 | 72,33 |
| Nederländerna | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 526,5 | 163,9 | 531,2 | 167,3 | 715,7 |
| – Genomsnittspris per boe | 51,47 | 42,17 | 63,34 | 61,30 | 64,34 |

| Forts. – försäljning Genomsnittspris per boe i USD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|---|---|---|---|--|
| Indonesien | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 373,8 | 130,2 | 396,1 | 132,2 | 520,1 |
| – Genomsnittspris per boe | 48,07 | 47,59 | 32,46 | 32,78 | 32,54 |
| Summa försäljning gas | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 1 765,3 | 520,8 | 1 974,8 | 585,2 | 2 625,2 |
| – Genomsnittspris per boe | 52,90 | 45,03 | 61,37 | 58,13 | 62,27 |
| Summa försäljning | | | | | |
| – Kvantitet i Mboe | 6 573,1 | 1 664,1 | 8 853,1 | 3 087,3 | 11 582,8 |
| – Genomsnittspris per boe | 94,92 | 84,51 | 99,76 | 101,61 | 100,19 |

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

Förändringen i under- och överuttagsposition om 13,8 MUSD (38,0 MUSD kostnad) har redovisats som en intäkt under rapporteringsperioden. Det var ett underutttag på delen i produktionen från Alvheim och Volundfälten beroende på när uttagen gjordes i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 12,3 MUSD (12,7 MUSD) för rapporteringsperioden 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 rapporteringsperioden till 104,7 MUSD (93,7 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

| Produktionskostnader | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---------------------------------------|---|---|---|---|--|
| Utvinningskostnader | | | | | |
| – i MUSD | 72,2 | 19,7 | 73,2 | 20,8 | 103,0 |
| – i USD per boe | 10,84 | 10,06 | 8,68 | 8,29 | 9,28 |
| Tariff- och transportkostnader | | | | | |
| – i MUSD | 15,0 | 5,2 | 16,6 | 5,5 | 21,6 |
| – i USD per boe | 2,25 | 2,65 | 1,97 | 2,20 | 1,95 |
| Royalty och direkta skatter | | | | | |
| – i MUSD | 2,8 | 0,9 | 2,6 | 0,9 | 3,4 |
| – i USD per boe | 0,42 | 0,47 | 0,30 | 0,32 | 0,31 |
| Förändringar i lager | | | | | |
| – i MUSD | 0,5 | 2,1 | -0,1 | 2,2 | -2,0 |
| – i USD per boe | 0,08 | 1,10 | -0,01 | 0,91 | -0,18 |
| Övrigt | | | | | |
| – i MUSD | 14,2 | -3,5 | 1,4 | – | 13,6 |
| – i USD per boe | 2,13 | -1,82 | 0,17 | – | 1,21 |
| Totala produktionskostnader | | | | | |
| – i MUSD | 104,7 | 24,4 | 93,7 | 29,4 | 139,6 |
| – i USD per boe | 15,72 | 12,46 | 11,11 | 11,73 | 12,57 |

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

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 72,2 MUSD (73,2 MUSD), och inkluderade kostnader om 10,9 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på två borrhningar på Alvheimfältet, vilka avslutades under det första kvartalet 2014. Under jämförelseperioden utfördes underhållsarbete på Alvheim- och Volundfälten och radialborrning i Paris Basin.

Utvinningskostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 10,84 USD (8,68 USD) per fat inklusive underhållsarbetet på Alvheimborrningarna och andra verksamhetsrelaterade projekt. Ökningen i utvinningskostnaden per fat jämfört med samma period föregående år beror på lägre producerade volymer under rapporteringsperioden. Genomsnittlig utvinningskostnad för 2014, inklusive verksamhetsprojekt uppgår till 11,00 USD per fat jämfört med tidigare guidad kostnad om 12,20 USD som meddelades vid slutet av det andra kvartalet. Minskningen är till största delen en följd av förseningen av Brynhild. Utvinningskostnaden för rapporteringsperioden var 52,9 MUSD (58,2 MUSD) om verksamhetsprojekt exkluderas, vilket motsvarar 7,94 USD (6,90 USD) per fat.

Övriga kostnader uppgick till 14,2 MUSD (1,4 MUSD) och var hänförliga till kostnadsdelningsavtalet avseende FPSO:n som kommer att användas på Brynhildfältet, som baseras på bokad kapacitet. Kostnadsdelningsavtalet avseende FPSO:n har kostnadsförts för perioden fram till och med en förväntad produktionsstart och kommer att redovisas som utvinningskostnad från och med produktionsstart. I övriga kostnader ingår dessutom förändringen i värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, enligt vilket produktionskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Krediteringen av övriga kostnader om 3,5 MUSD som redovisats för det tredje kvartalet 2014 beror till största delen på den lägre kurvan för terminkursen på olja, vilket får till följd en återläggning av avsättningen som redovisades vid slutet av det andra kvartalet 2014.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 98,4 MUSD (118,3 MUSD) och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 66 procent (75 procent) av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad om 13,19 USD (13,35 USD) per fat. De lägre avskrivningarna för rapporteringsperioden jämfört med samma period föregående år är i linje med de lägre produktionsvolymerna.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 129,5 MUSD (152,8 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsföras de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsföras så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under rapporteringsperioden kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 74,2 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för borrhningarna på Torvastad- och Langlitindenstrukturerna i PL501 respektive PL659 under det första kvartalet 2014. Ytterligare prospekteringsutgifter om 54,2 MUSD kostnadsfördes under det första kvartalet, avseende Indonesien, vilka främst avsåg kostnader hänförliga till Baronang- och Cakalangblocken hänförliga till Balqis- och Boniborrhningarna.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 42,0 MUSD (29,8 MUSD), vilka innehöll en kostnad om 8,5 MUSD (5,9 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP program), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 3,7 MUSD (3,2 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1,3 MUSD (2,6 MUSD) och beskrivs i not 4.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 113,0 MUSD (63,3 MUSD) och beskrivs i not 5. Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 11,7 MUSD (3,6 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende främst finansiering av de norska utbyggnadsprojekten har aktiverats under rapporteringsperioden, till ett belopp om 26,9 MUSD (11,1 MUSD). Valutakursförlusterna uppgick till 66,8 MUSD (33,2 MUSD), netto för rapporteringsperioden. Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärderingen av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Under rapporteringsperioden stärktes US dollarn och detta har fått redovisade valutakursförluster till följd. Lundin Petroleum underliggande värde är baserat på US dollarn och detta är valutan som driver den största delen av intäkterna. En förstärkt US dollar har en positiv övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det ökar US dollarns köpkraft för att kunna köpa de valutor, i vilka koncernens verksamhetsutgifter uppkommer. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn, vilket beskrivs i sektionen nedan om derivatinstrument. Under rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakursräkningar till 5,5 MUSD (5,6 MUSD), netto. Avskrivningarna för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 9,8 MUSD (6,5 MUSD) för rapporteringsperioden. De är 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.

Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden

Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden uppgick till en förlust om 12,9 MUSD (0,1 MUSD). Den inkluderade en icke-kassaflödespåverkande förlust om 12,6 MUSD (– MUSD), hänförlig till det bokförda värdet av de ryska onshore-tillgångarna till följd av överenskommelsen att avyttra dem.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 145,7 MUSD (229,4 MUSD) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 258,7 MUSD (0,3 MUSD) för rapporteringsperioden, av vilken en intäkt om 274,4 MUSD (16,2 MUSD) var hänförlig till Norge till följd av den höga nivån på utbyggnads- och prospekteringsutgifter i Norge under rapporteringsperioden och den skattemässiga avskrivningen av tidigare års utbyggnadsutgifter. Den aktuella skatteintäkten i Norge för rapporteringsperioden kompenseras delvis av den aktuella skattekostnaden hänförlig till verksamheten i Frankrike och Nederländerna.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 404,4 MUSD (229,7 MUSD) för rapporteringsperioden, vilken var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 procent och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för koncernen för rapporteringsperioden uppgick till 97 procent. Denna effektiva skattesats är beräknad direkt ur resultaträkningen och motsvarar inte den effektiva skattesatsen som betalas i varje verksamhetsland. Norge är det land som huvudsakligen bidrar till den totalt sett höga skattesatsen, där skattesatsen är 78 procent. Dessutom var prospekteringsutgifterna som kostnadsförts i Indonesien, valutakursförluster samt kostnaden som redovisats för försäljningen av de ryska onshore-tillgångarna inte skattemässigt avdragsgilla fullt ut.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -3,7 MUSD (-4,0 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 4 791,4 MUSD (3 820,8 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

| Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|-------------------------------------|---|---|---|---|--|
| Norge | 818,7 | 243,5 | 758,0 | 379,8 | 1 105,9 |
| Frankrike | 14,6 | 8,4 | 5,5 | 2,2 | 7,0 |
| Nederländerna | 2,8 | 0,8 | 3,5 | 1,6 | 4,8 |
| Indonesien | -0,6 | -0,6 | -1,0 | – | -1,9 |
| Malaysia | 97,8 | 48,9 | 4,8 | 4,8 | 12,7 |
| | 933,3 | 301,0 | 770,8 | 388,4 | 1 128,5 |

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 818,7 MUSD (758,0 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilka 809,1 MUSD (746,5 MUSD) investerades i Edvard Grieg-, Brynhild- och Bøylafältens utbyggnad. I Malaysia redovisades 97,8 MUSD (4,8 MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under rapporteringsperioden.

Ett belopp om 102,5 MUSD (14,9 MUSD) avseende uppgradering av Bertam FPSO:n för användning på Bertamfältet, Malaysia redovisades under rapporteringsperioden. Beloppet framgår inte av tabellen ovan och har aktiverats som del i övriga anläggningstillgångar.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014

| Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|---|---|---|---|--|
| Norge | 351,5 | 140,5 | 389,5 | 150,7 | 506,4 |
| Frankrike | 2,2 | 0,5 | 2,1 | 1,0 | 2,4 |
| Indonesien | 30,0 | 2,4 | 7,8 | -0,7 | 18,5 |
| Ryssland | 30,0 | 18,6 | 33,2 | 7,3 | 36,1 |
| Malaysia | 2,6 | 0,7 | 3,7 | 1,6 | 6,0 |
| Övriga | 1,4 | 0,5 | 0,3 | 0,1 | 0,5 |
| | 417,7 | 163,2 | 436,6 | 160,0 | 569,9 |

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 351,5 MUSD (389,5 MUSD) i Norge. De var främst hänförliga till utvärderingsborrningarna på Johan Sverdrupfältet, Gohta och Luno II samt den sydöstra förlängningen av Edvard Grieg, prospekteringsborrningarna på Torvastad (PL501), Langlitinden (PL659), Alta (PL609) och Vollgrav (PL631). Under rapporteringsperioden redovisades 30,0 MUSD (7,8 MUSD) för Balqis- och Boniborrningarna på Baronangblocket i Indonesien och 11,4 MUSD (25,9 MUSD) redovisades i Malaysia för utvärderingsborrningen på Tembakau (PM307).

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 184,2 MUSD (85,0 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Bertam FPSO:n och andra materiella anläggningstillgångar.

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 296,1 MUSD (69,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 14,5 MUSD (22,0 MUSD) och var främst hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom 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 redovisas i enlighet med kapitalandelsmetoden fram till försäljningen av tillgångarna i juli 2014. Uppskjutna skattefordringar uppgick till 20,5 MUSD (22,4 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de outnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna. Bolagsskatt uppgick till 259,8 MUSD (– MUSD) och utgörs av den norska skatteåterbetalningen avseende innevarande år som kommer att erhållas i december 2015. Den utgör del i finansiella anläggningstillgångar och kommer att omklassificeras till omsättningstillgångar vid slutet av 2014. Obligationer uppgick till – MUSD (10,4 MUSD) till följd av försäljningen av obligationerna i Etrion Corporation under det första kvartalet 2014. Derivatinstrument uppgick till 0,1 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.

Omsättningstillgångar

Fordringar och lager uppgick till 157,1 MUSD (279,6 MUSD) och beskrivs i not 9.

Lager uppgick till 33,2 MUSD (21,2 MUSD) och inkluderade både kolvätelager och förbrukningsmaterial. Kundfordringar uppgick till 54,5 MUSD (125,8 MUSD) och inkluderade 33,8 MUSD (102,5 MUSD) hänförliga till Norge. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Bolagsskatt uppgick till 0,8 MUSD (6,5 MUSD) och jämförelsetalen per den 31 december 2013 inkluderade en skatteåterbetalning i Frankrike om 5,8 MUSD som erhöles under det andra kvartalet 2014. Derivatinstrument uppgick till – MUSD (3,2 MUSD) och jämförelsetalen var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutasäkringskontrakten med likviddag inom tolv månader. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 40,6 MUSD (61,7 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 9,3 MUSD (26,6 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Likvida medel uppgick till 111,9 MUSD (82,4 MUSD). Likvida medel innehåser för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Avsättningar uppgick till 1 669,8 MUSD (1 345,1 MUSD) och beskrivs i not 10.

Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 254,3 MUSD (241,6 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen för uppskjuten skatteskuld uppgick till 1 393,2 MUSD (1 066,0 MUSD), av vilken 1 254,5 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 1,7 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 8,4 MUSD (1,6 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader. Betalning för infarmning uppgick till 7,5 MUSD (– MUSD) och är hänförlig till en avsättning för ersättning för historiska kostnader för block PM307, Malaysia, se även avsnittet om kortfristiga skulder.

Finansiella skulder uppgick till 2 122,0 MUSD (1 239,1 MUSD). Banklån uppgick till 2 166,0 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 44,0 MUSD (35,9 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid. Ökningen i aktiverade finansieringsavgifter under rapporteringsperioden är hänförliga till ökningen av kreditfaciliteten till 4,0 miljarder USD.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 26,8 MUSD (25,0 MUSD) och är till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder uppgick till 540,9 MUSD (439,2 MUSD) och beskrivs i not 12.

Överruttagspositionen uppgick till 8,0 MUSD (29,2 MUSD), netto och var hänförlig till överruttaget på Alvheim- och Volundfältens del i produktionen per den 30 september 2014. Skuld till joint venture och upplupna kostnader uppgick till 391,5 MUSD (334,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhaktivitet i Norge och Bertamprojektet, Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 61,5 MUSD (39,4 MUSD) och inkluderade ett belopp om 31,5 MUSD (4,8 MUSD) hänförligt till arbete som utförts på Bertam FPSO:n. Skulden avseende långsiktiga incitamentsprogram uppgick till 29,1 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 25,6 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 63,1 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. Ett belopp om 10,5 MUSD (– MUSD) ingår, vilket avser värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningskontraktet som gäller fram till produktionsstarten för Brynhildfältet samt en avsättning för kontraktssenliga åtaganden som infaller efter det förväntade produktionsstoppet av Gaupefältet. Den kortfristiga avsättningen innehåller dessutom ett belopp om 4,1 MUSD (46,2 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's långsiktiga LTIP program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -101,1 MSEK (-56,4 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 109,8 MSEK (58,1 MSEK) och finansiella intäkter om 3,0 MSEK (2,4 MSEK), främst hänförliga till garanti-intäkter.

Ställda säkerheter till ett belopp om 12 991,0 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 rapporteringsperioden har koncernen genomfört transaktioner med närstående till marknadsmässiga villkor, vilket beskrivs nedan.

Koncernen erhöll 0,3 MUSD (0,2 MUSD) från ShaMaran Petroleum i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade 0,1 MUSD (0,1 MUSD) till övriga närstående för erhållen flygservice.

Koncernen ingick 2013 ett låneavtal med Geoffrey Turbott, tidigare VP Finance och CFO till ett maximalt belopp motsvarande 3,0 MUSD. Det totala lånebeloppet, inklusive ränta har återbetalats under rapporteringsperioden.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 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 30 september 2014 uppgår till 1 794,6 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 dessa skuldöverenskommelser.

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 30 september 2014 uppgick till 8,2 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

Lundin Petroleum meddelade i oktober 2014 att prospekteringsborrningarna Vollgrav South, Norge och Gobi-1, Indonesien slutfördes som torra hål. Kostnaderna för borrningarna och tillhörande licenskostnader kommer att redovisas under det fjärde kvartalet 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 30 september 2014.

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 rapporteringsperioden 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 30 september 2014 innehar bolaget 2 000 000 egna aktier.

Ersättningar

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2013.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2012, 2013 och 2014 års unit bonus program per den 30 september 2014 var 114 110 respektive 270 316 och 372 267.

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 rapporteringsperioden. 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.

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 Petroleum's strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleum's årsredovisning 2013.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har per den 30 september 2014 ingått följande valutasäkringskontrakt för att möta delar av 2014 års och framtida operationella 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 |
| 3 243,5 MNOK | 517,7 MUSD | 6,27 NOK: 1 USD | jan 2015 – dec 2015 |

I mars 2013 ingick Lundin Petroleum en treårig ränteswap till fast ränta som startade den 1 april 2013 för belåning om 500 MUSD, som lägger fast den rörliga LIBOR-räntan till cirka 0,57 procent per år för säkringens löptid. I mars 2014 ingick Lundin Petroleum ytterligare ränteswappar som startar den 1 juli 2014 och går 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 rapporteringsperioden har följande valutakurser använts.

| | 30 sep 2014 | | 30 sep 2013 | | 31 dec 2013 | |
|-----------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | Genomsnitt | Balansdag | Genomsnitt | Balansdag | Genomsnitt | Balansdag |
| 1 USD motsvarar NOK | 6,1081 | 6,4524 | 5,8145 | 6,0081 | 5,8753 | 6,0837 |
| 1 USD motsvarar Euro | 0,7378 | 0,7947 | 0,7592 | 0,7405 | 0,7529 | 0,7251 |
| 1 USD motsvarar Rubel | 35,4430 | 35,5496 | 31,6276 | 32,4502 | 31,8675 | 32,8653 |
| 1 USD motsvarar SEK | 6,6680 | 7,2689 | 6,5138 | 6,4106 | 6,5132 | 6,4238 |

Koncernens resultaträkning i sammandrag

| Belopp i MUSD | Not | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|-----|---|---|---|---|--|
| Intäkter¹ | 1 | 650,0 | 189,2 | 857,9 | 263,8 | 1 132,0 |
| Rörelsens kostnader | | | | | | |
| Produktionskostnader | 2 | -104,7 | -24,4 | -93,7 | -29,4 | -139,6 |
| Avskrivningar | | -98,4 | -29,6 | -118,3 | -35,3 | -169,3 |
| Prospekteringskostnader | | -129,5 | -0,3 | -152,8 | -18,5 | -287,8 |
| Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar | | – | – | -123,4 | -41,7 | -123,4 |
| Bruttoresultat | 3 | 317,4 | 134,9 | 369,7 | 138,9 | 411,9 |
| Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar | | -42,0 | -8,3 | -29,8 | -15,5 | -41,2 |
| Rörelseresultat | | 275,4 | 126,6 | 339,9 | 123,4 | 370,7 |
| Resultat från finansiella investeringar | | | | | | |
| Finansiella intäkter | 4 | 1,3 | 0,3 | 2,6 | 0,8 | 3,4 |
| Finansiella kostnader | 5 | -113,0 | -74,5 | -63,3 | -27,0 | -85,9 |
| | | -111,7 | -74,2 | -60,7 | -26,2 | -82,5 |
| Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden | | -12,9 | – | 0,1 | 0,3 | -0,2 |
| Resultat före skatt | | 150,8 | 52,4 | 279,3 | 97,5 | 288,0 |
| Inkomstskatt | 6 | -145,7 | -48,1 | -229,4 | -95,8 | -215,1 |
| Periodens resultat | | 5,1 | 4,3 | 49,9 | 1,7 | 72,9 |
| Hänförligt till: | | | | | | |
| Moderbolagets aktieägare | | 8,8 | 5,6 | 53,9 | 3,0 | 77,6 |
| Innehav utan bestämmande inflytande | | -3,7 | -1,3 | -4,0 | -1,3 | -4,7 |
| | | 5,1 | 4,3 | 49,9 | 1,7 | 72,9 |
| Resultat per aktie – USD¹ | | 0,03 | 0,02 | 0,17 | 0,01 | 0,25 |

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- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|---|---|---|---|--|
| Periodens resultat | 5,1 | 4,3 | 49,9 | 1,7 | 72,9 |
| Övrigt totalresultat | | | | | |
| Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen: | | | | | |
| Valutaomräkningsdifferens | -101,1 | -84,8 | -34,3 | 23,1 | -31,7 |
| Kassaflödessäkring | -37,1 | -27,0 | -13,3 | 3,7 | -8,1 |
| Finansiell tillgång som kan säljas | -6,3 | -4,3 | -0,9 | 1,4 | 1,9 |
| Skatt på totalresultat | — | — | 3,3 | -1,0 | 1,9 |
| Övrigt totalresultat efter skatt | -144,5 | -116,1 | -45,2 | 27,2 | -36,0 |
| Totalresultat | -139,4 | -111,8 | 4,7 | 28,9 | 36,9 |
| Totalresultat hänförligt till: | | | | | |
| Moderbolagets aktieägare | -127,9 | -104,4 | 11,3 | 29,5 | 44,7 |
| Innehav utan bestämmande inflytande | -11,5 | -7,4 | -6,6 | -0,6 | -7,8 |
| | -139,4 | -111,8 | 4,7 | 28,9 | 36,9 |

Koncernens balansräkning i sammandrag

| Belopp i MUSD | Not | 30 september 2014 | 31 december 2013 |
|--|-----|-------------------|------------------|
| TILLGÅNGAR | | | |
| Anläggningstillgångar | | | |
| Olje- och gastillgångar | 7 | 4 791,4 | 3 820,8 |
| Övriga materiella anläggningstillgångar | | 184,2 | 85,0 |
| Investeringar redovisade enligt kapitalandelsmetoden | | – | 24,6 |
| Finansiella tillgångar | 8 | 296,1 | 69,0 |
| Summa anläggningstillgångar | | 5 271,7 | 3 999,4 |
| Omsättningstillgångar | | | |
| Fordringar och lager | 9 | 157,1 | 279,6 |
| Likvida medel | | 111,9 | 82,4 |
| Summa omsättningstillgångar | | 269,0 | 362,0 |
| SUMMA TILLGÅNGAR | | 5 540,7 | 4 361,4 |
| EGET KAPITAL OCH SKULDER | | | |
| Eget kapital | | | |
| Eget kapital hänförligt till aktieägare | | 1 069,9 | 1 207,0 |
| Innehav utan bestämmande inflytande | | 48,2 | 59,8 |
| Summa eget kapital | | 1 118,1 | 1 266,8 |
| Skulder | | | |
| Långfristiga skulder | | | |
| Avsättningar | 10 | 1 669,8 | 1 345,1 |
| Banklån | 11 | 2 122,0 | 1 239,1 |
| Övriga långfristiga skulder | | 26,8 | 25,0 |
| Summa långfristiga skulder | | 3 818,6 | 2 609,2 |
| Kortfristiga skulder | | | |
| Kortfristiga skulder | 12 | 540,9 | 439,2 |
| Avsättningar | 10 | 63,1 | 46,2 |
| Summa kortfristiga skulder | | 604,0 | 485,4 |
| Summa Skulder | | 4 422,6 | 3 094,6 |
| SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER | | 5 540,7 | 4 361,4 |

Koncernens kassaflödesanalys i sammandrag

| Belopp i MUSD | Not | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|--|-----|---|---|---|---|--|
| Kassaflöde från verksamheten | | | | | | |
| Periodens resultat | | 5,1 | 4,3 | 49,9 | 1,7 | 72,9 |
| Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster | 14 | 500,4 | 146,1 | 687,9 | 223,2 | 880,1 |
| Erhållen ränta | | 0,5 | 0,2 | 0,8 | 0,2 | 0,9 |
| Betald ränta | | -37,7 | -14,9 | -13,8 | -5,8 | -21,8 |
| Betald skatt | | -12,3 | -3,7 | -174,7 | -9,1 | -188,2 |
| Förändringar i rörelsekapital | | 159,4 | 67,1 | 225,2 | 146,9 | 162,7 |
| Summa kassaflöde från verksamheten | | 615,4 | 199,1 | 775,3 | 357,1 | 906,6 |
| Kassaflöde från investeringar | | | | | | |
| Investering i olje- och gastillgångar | | -1 377,9 | -474,4 | -1 207,3 | -548,6 | -1 698,4 |
| Investering i övriga anläggningstillgångar | | -105,9 | -25,5 | -19,8 | -10,6 | -36,2 |
| Avyttring av obligationer | | 10,5 | — | — | — | — |
| Investering i dotterbolag | | — | — | -3,5 | -3,5 | -3,5 |
| Andel i resultat från intressebolag | | 11,7 | 11,7 | — | — | — |
| Betalda återställningskostnader | | -0,9 | -0,5 | -0,7 | 0,2 | -1,5 |
| Övriga betalningar | | -0,1 | — | -0,4 | -0,2 | -0,4 |
| Summa kassaflöde från investeringar | | -1 462,6 | -488,7 | -1 231,7 | -562,7 | -1 740,0 |
| Kassaflöde från finansiering | | | | | | |
| Förändring av långfristiga fordringar | | 9,8 | 9,9 | 3,7 | — | 3,5 |
| Förändring av långfristiga skulder | | 892,9 | 316,7 | 474,7 | 220,6 | 845,1 |
| Betalda finansieringsavgifter | | -20,7 | — | — | — | — |
| Köp av egna aktier | | -9,8 | — | -20,1 | -1,7 | -20,1 |
| Utdelningar | | -0,1 | — | -0,1 | — | -0,1 |
| Summa kassaflöde från finansiering | | 872,1 | 326,6 | 458,2 | 218,9 | 828,4 |
| Förändring av likvida medel | | 24,9 | 37,0 | 1,8 | 13,3 | -5,0 |
| Likvida medel vid periodens början | | 82,4 | 73,1 | 87,6 | 80,6 | 87,6 |
| Valutakursdifferenser i likvida medel | | 4,6 | 1,8 | 0,6 | -3,9 | -0,2 |
| Likvida medel vid periodens slut | | 111,9 | 111,9 | 90,0 | 90,0 | 82,4 |

Koncernens förändringar i eget kapital i sammandrag

| Belopp i MUSD | Hänförligt till moderbolagets aktieägare | | | | | |
|--|--|---|---------------------|----------------|---|-----------------------|
| | Aktie- kapital | Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver | Balanserad vinst | Summa | Innehav utan bestämmande inflytande | Summa eget kapital |
| Balans per den 1 januari 2013 | 0,5 | 411,1 | 770,8 | 1 182,4 | 67,7 | 1 250,1 |
| Totalresultat | | | | | | |
| Periodens resultat | – | – | 53,9 | 53,9 | -4,0 | 49,9 |
| Övrigt totalresultat | – | -42,6 | – | -42,6 | -2,6 | -45,2 |
| Summa totalresultat | – | -42,6 | 53,9 | 11,3 | -6,6 | 4,7 |
| 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 30 september 2013 | 0,5 | 348,4 | 824,7 | 1 173,6 | 61,0 | 1 234,6 |
| Totalresultat | | | | | | |
| Periodens resultat | – | – | 23,7 | 23,7 | -0,7 | 23,0 |
| Övrigt totalresultat | – | 9,7 | – | 9,7 | -0,5 | 9,2 |
| Summa totalresultat | – | 9,7 | 23,7 | 33,4 | -1,2 | 32,2 |
| Transaktioner med ägare | | | | | | |
| Utdelningar | – | – | – | – | – | – |
| Köp av egna aktier | – | – | – | – | – | – |
| Summa transaktioner med ägare | – | – | – | – | – | – |
| Balans per den 31 december 2013 | 0,5 | 358,1 | 848,4 | 1 207,0 | 59,8 | 1 266,8 |
| Totalresultat | | | | | | |
| Periodens resultat | – | – | 8,8 | 8,8 | -3,7 | 5,1 |
| Övrigt totalresultat | – | -136,7 | – | -136,7 | -7,8 | -144,5 |
| Summa totalresultat | – | -136,37 | 8,8 | -127,9 | -11,5 | -139,4 |
| Transaktioner med ägare¹ | | | | | | |
| Utdelningar | – | – | – | – | -0,1 | -0,1 |
| Köp av egna aktier | – | -9,8 | – | -9,8 | – | -9,8 |
| Värde av tjänster från anställda | – | – | 0,6 | 0,6 | – | 0,6 |
| Summa transaktioner med ägare | – | -9,8 | 0,6 | -9,2 | -0,1 | -9,3 |
| Balans per den 30 september 2014 | 0,5 | 211,6 | 857,8 | 1 069,9 | 48,2 | 1 118,1 |

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- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|------------------------------------|--|--|--|--|---|
| Olja | 530,5 | 117,2 | 762,0 | 279,7 | 997,0 |
| Kondensat | 2,8 | 1,0 | 2,3 | 0,9 | 3,4 |
| Gas | 90,6 | 22,4 | 118,9 | 33,1 | 160,0 |
| Försäljning av olja och gas | 623,9 | 140,6 | 883,2 | 313,7 | 1 160,4 |
| Förändring i under- och överuttag | 13,8 | 44,3 | -38,0 | -54,0 | -45,2 |
| Övriga intäkter | 12,3 | 4,3 | 12,7 | 4,1 | 16,8 |
| Intäkter | 650,0 | 189,2 | 857,9 | 263,8 | 1 132,0 |

| Not 2. Produktionskostnader MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|--|--|--|--|--|---|
| Utvinningskostnader | 72,2 | 19,7 | 73,2 | 20,8 | 103,0 |
| Tariff- och transportkostnader | 15,0 | 5,2 | 16,6 | 5,5 | 21,6 |
| Direkta produktionsskatter | 2,8 | 0,9 | 2,6 | 0,9 | 3,4 |
| Förändring i under- och överuttag | 0,5 | 2,1 | -0,1 | 2,2 | -2,0 |
| Övriga | 14,2 | -3,5 | 1,4 | — | 13,6 |
| | 104,7 | 24,4 | 93,7 | 29,4 | 139,6 |

| Not 3. Segmentinformation MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|--|--|--|--|---|
| Norge | | | | | |
| Olja | 446,5 | 82,1 | 676,9 | 240,2 | 886,6 |
| Kondensat | 1,7 | 0,6 | 1,5 | 0,7 | 2,0 |
| Gas | 46,6 | 9,7 | 73,2 | 18,7 | 98,5 |
| Försäljning av olja och gas | 494,8 | 92,4 | 751,6 | 259,6 | 987,1 |
| Förändring i under- och överuttag | 14,4 | 44,8 | -37,9 | -52,1 | -47,0 |
| Övriga intäkter | 3,1 | 0,8 | 4,2 | 1,3 | 5,6 |
| Intäkter | 512,3 | 138,0 | 717,9 | 208,8 | 945,7 |
| Produktionskostnader | -63,9 | -8,1 | -52,4 | -14,0 | -85,1 |
| Avskrivningar och återställningskostnader | -64,9 | -18,5 | -89,3 | -26,1 | -130,2 |
| Prospekteringskostnader | -74,2 | 0,4 | -150,6 | -17,2 | -285,4 |
| Nedskrivningar av olje- och gastillgångar | — | — | -81,7 | — | -81,7 |
| Bruttoresultat | 309,3 | 111,8 | 343,9 | 151,5 | 363,3 |

Noter till koncernens finansiella rapporter

| Forts. – not 3 MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|--|---|---|---|---|--|
| Frankrike | | | | | |
| Olja | 83,9 | 35,1 | 85,0 | 39,5 | 110,2 |
| Försäljning av olja och gas | 83,9 | 35,1 | 85,0 | 39,5 | 110,2 |
| Förändring i under- och överuttag | 0,1 | -0,2 | -2,1 | -1,9 | -0,4 |
| Övriga intäkter | 1,3 | 0,4 | 1,7 | 0,6 | 2,2 |
| Intäkter | 85,3 | 35,3 | 84,6 | 38,2 | 112,0 |
| Produktionskostnader | -25,2 | -10,4 | -27,7 | -10,5 | -34,3 |
| Avskrivningar och återställningskostnader | -12,8 | -4,2 | -9,0 | -3,0 | -12,5 |
| Prospekteringskostnader | – | – | -0,1 | – | -0,2 |
| Bruttoresultat | 47,3 | 20,7 | 47,8 | 24,7 | 65,0 |
| Nederländerna | | | | | |
| Olja | 0,1 | – | 0,1 | – | 0,2 |
| Kondensat | 1,1 | 0,4 | 0,8 | 0,2 | 1,4 |
| Gas | 26,0 | 6,5 | 32,9 | 10,1 | 44,6 |
| Försäljning av olja och gas | 27,2 | 6,9 | 33,8 | 10,3 | 46,2 |
| Förändring i under- och överuttag | -0,7 | -0,3 | 2,0 | – | 2,2 |
| Övriga intäkter | 1,7 | 0,7 | 1,3 | 0,4 | 1,7 |
| Intäkter | 28,2 | 7,3 | 37,1 | 10,7 | 50,1 |
| Produktionskostnader | -12,1 | -4,5 | -9,8 | -3,4 | -14,7 |
| Avskrivningar och återställningskostnader | -12,2 | -3,9 | -11,3 | -3,3 | -15,0 |
| Prospekteringskostnader | -1,0 | -0,5 | -1,4 | -1,4 | -1,3 |
| Bruttoresultat | 2,9 | -1,6 | 14,6 | 2,6 | 19,1 |
| Indonesien | | | | | |
| Gas | 18,0 | 6,2 | 12,8 | 4,3 | 16,9 |
| Försäljning av olja och gas | 18,0 | 6,2 | 12,8 | 4,3 | 16,9 |
| Övriga intäkter | – | – | – | – | – |
| Intäkter | 18,0 | 6,2 | 12,8 | 4,3 | 16,9 |
| Produktionskostnader | -3,5 | -1,4 | -3,8 | -1,5 | -5,0 |
| Avskrivningar och återställningskostnader | -8,5 | -3,0 | -8,7 | -2,9 | -11,4 |
| Prospekteringskostnader | -54,2 | -0,2 | -0,2 | – | -0,4 |
| Bruttoresultat | -48,2 | 1,6 | 0,1 | -0,1 | 0,1 |
| Övriga | | | | | |
| Olja | – | – | – | – | – |
| Försäljning av olja och gas | – | – | – | – | – |
| Övriga intäkter | 6,2 | 2,4 | 5,5 | 1,8 | 7,3 |
| Intäkter | 6,2 | 2,4 | 5,5 | 1,8 | 7,3 |
| Produktionskostnader | – | – | – | – | -0,5 |
| Avskrivningar och återställningskostnader | – | – | – | – | -0,2 |
| Prospekteringskostnader | -0,1 | – | -0,5 | 0,1 | -0,5 |
| Nedskrivningar av olje- och gastillgångar ¹ | – | – | -41,7 | -41,7 | -41,7 |
| Bruttoresultat | 6,1 | 2,4 | -36,7 | -39,8 | -35,6 |

¹ Nedskrivningar av olje- och gastillgångar 2013 avsåg Malaysia.

| Forts. – not 3 MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|---|---|---|---|--|
| Summa | | | | | |
| Olja | 530,5 | 117,2 | 762,0 | 279,7 | 997,0 |
| Kondensat | 2,8 | 1,0 | 2,3 | 0,9 | 3,4 |
| Gas | 90,6 | 22,4 | 118,9 | 33,1 | 160,0 |
| Försäljning av olja och gas | 623,9 | 140,6 | 883,2 | 313,7 | 1 160,4 |
| Förändring i under- och överuttag | 13,8 | 44,3 | -38,0 | -54,0 | -45,2 |
| Övriga intäkter | 12,3 | 4,3 | 12,7 | 4,1 | 16,8 |
| Intäkter | 650,0 | 189,2 | 857,9 | 263,8 | 1 132,0 |
| Produktionskostnader | -104,7 | -24,4 | -93,7 | -29,4 | -139,6 |
| Avskrivningar och återställningskostnader | -98,4 | -29,6 | -118,3 | -35,3 | -169,3 |
| Prospekteringskostnader | -129,5 | -0,3 | -152,8 | -18,5 | -287,8 |
| Nedskrivningar av olje- och gästingångar | – | – | -123,4 | -41,7 | -123,4 |
| Bruttoresultat | 317,4 | 134,9 | 369,7 | 138,9 | 411,9 |

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- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|-------------------------------------|---|---|---|---|--|
| Ränteintäkter | 0,8 | 0,2 | 1,9 | 0,7 | 2,4 |
| Valutakursvinster, netto | – | – | – | – | – |
| Garanti-intäkter | 0,4 | 0,1 | 0,3 | 0,1 | 0,5 |
| Övriga | 0,1 | – | 0,4 | – | 0,5 |
| | 1,3 | 0,3 | 2,6 | 0,8 | 3,4 |

| Not 5. Finansiella kostnader MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|--|---|---|---|---|--|
| Räntekostnader | 11,7 | 4,9 | 3,6 | 1,0 | 5,1 |
| Valutakursförluster, netto | 66,8 | 58,0 | 33,2 | 17,4 | 46,5 |
| Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt | 1,7 | 0,7 | 1,0 | 0,5 | 1,5 |
| Nuvärdesjustering av återställningskostnader | 5,3 | 1,7 | 4,5 | 1,5 | 5,9 |
| Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter | 9,8 | 3,7 | 6,5 | 2,1 | 8,7 |
| Engagemangavgifter för lånefacilitet | 16,9 | 5,5 | 13,8 | 4,2 | 17,1 |
| Övriga | 0,8 | – | 0,7 | 0,3 | 1,1 |
| | 113,0 | 74,5 | 63,3 | 27,0 | 85,9 |

| Not 6. Inkomstskatter MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|-------------------------------|---|---|---|---|--|
| Aktuell skatt | -258,7 | -142,2 | -0,3 | -31,5 | 24,7 |
| Uppskjuten skatt | 404,4 | 190,3 | 229,7 | 127,3 | 190,4 |
| | 145,7 | 48,1 | 229,4 | 95,8 | 215,1 |

Noter till koncernens finansiella rapporter

| Not 7. Olje- och gastillgångar | | |
|---------------------------------------|--------------------|----------------|
| MUSD | 30 sep 2014 | 31 dec 2013 |
| Norge | 3 547,3 | 2 685,6 |
| Frankrike | 208,5 | 224,4 |
| Nederländerna | 46,5 | 60,1 |
| Indonesien | 68,5 | 101,7 |
| Ryssland | 538,6 | 559,1 |
| Malaysia | 382,0 | 189,9 |
| | 4 791,4 | 3 820,8 |

| Not 8. Finansiella tillgångar | | |
|--------------------------------------|--------------------|-------------|
| MUSD | 30 sep 2014 | 31 dec 2013 |
| Övriga aktier och andelar | 14,5 | 22,0 |
| Långfristiga fordringar | – | 9,7 |
| Uppskjuten skatt | 20,5 | 22,4 |
| Bolagsskatt | 259,8 | – |
| Obligationer | – | 10,4 |
| Derivatinstrument | 0,1 | 3,0 |
| Övriga | 1,2 | 1,5 |
| | 296,1 | 69,0 |

| Not 9. Fordringar och lager | | |
|--|--------------------|--------------|
| MUSD | 30 sep 2014 | 31 dec 2013 |
| Lager | 33,2 | 21,2 |
| Kundfordringar | 54,5 | 125,8 |
| Underuttag | 2,3 | 9,4 |
| Bolagsskatt | 0,8 | 6,5 |
| Fordringar på Joint venture | 16,4 | 25,2 |
| Derivatinstrument | – | 3,2 |
| Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter | 40,6 | 61,7 |
| Övriga | 9,3 | 26,6 |
| | 157,1 | 279,6 |

| Not 10. Avsättningar | | |
|--------------------------------|--------------------|----------------|
| MUSD | 30 sep 2014 | 31 dec 2013 |
| Långfristiga: | | |
| Återställningskostnader | 254,3 | 241,6 |
| Uppskjuten skatteskuld | 1 393,2 | 1 066,0 |
| Långsiktiga incitamentsprogram | 1,7 | 30,8 |
| Derivatinstrument | 8,4 | 1,6 |
| Pension | 1,3 | 1,5 |
| Betalning för infarmning | 7,5 | – |
| Övriga | 3,4 | 3,6 |
| | 1 669,8 | 1 345,1 |
| Kortfristiga: | | |
| Betalning för infarmning | 48,5 | – |
| Långsiktiga incitamentsprogram | 4,1 | 46,2 |
| Övriga | 10,5 | – |
| | 63,1 | 46,2 |
| | 1 732,9 | 1 391,3 |

Not 11. Finansiella skulder

| MUSD | 30 sep 2014 | 31 dec 2013 |
|----------------------------------|----------------|----------------|
| Banklån | 2 166,0 | 1 275,0 |
| Aktiverade finansieringsavgifter | -44,0 | -35,9 |
| | 2 122,0 | 1 239,1 |

Not 12. Kortfristiga skulder

| MUSD | 30 sep 2014 | 31 dec 2013 |
|---|--------------|--------------|
| Leverantörsskulder | 17,5 | 16,3 |
| Överuttag | 8,0 | 29,2 |
| Skatteskulder | 2,3 | 4,3 |
| Upplupna kostnader och skulder till Joint venture | 391,5 | 334,5 |
| Andra upplupna kostnader | 61,5 | 39,4 |
| Långsiktiga incitamentsprogram | 29,1 | – |
| Derivatinstrument | 25,6 | 4,0 |
| Övriga | 5,4 | 11,5 |
| | 540,9 | 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:

30 september 2014

| MUSD | Nivå 1 | Nivå 2 | Nivå 3 |
|------------------------------------|-------------|-------------|------------|
| Tillgångar | | | |
| Investeringar som kan säljas | | | |
| – Övriga aktier och andelar | 14,1 | – | 0,4 |
| – Derivatinstrument – långfristiga | – | 0,1 | – |
| – Derivatinstrument – kortfristiga | – | – | – |
| | 14,1 | 0,1 | 0,4 |
| Skulder | | | |
| – Derivatinstrument – långfristiga | – | 8,4 | – |
| – Derivatinstrument – kortfristiga | – | 25,6 | – |
| | – | 34,0 | – |

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 rapporteringsperioden. 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, vid slutet av 2017.

| Not 14. Justeringar för ej kassaflödespåverkande poster MUSD | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|---|---|---|---|--|
| Prospekteringskostnader | 129,5 | 0,3 | 152,8 | 18,5 | 287,8 |
| Avskrivningar och nedskrivningar | 102,1 | 30,8 | 121,5 | 36,5 | 160,4 |
| Aktuell skatt | -258,8 | -142,3 | -0,3 | -31,5 | 24,7 |
| Uppskjuten skatt | 404,4 | 190,3 | 229,8 | 127,4 | 190,4 |
| Nedskrivning av olje- och gastillgångar | – | – | 123,4 | 41,7 | 123,4 |
| Långsiktiga incitamentsprogram | 12,5 | 1,6 | 9,3 | 8,9 | 9,9 |
| Övriga ¹ | 110,7 | 65,4 | 51,5 | 21,8 | 83,5 |
| | 500,4 | 146,1 | 687,9 | 223,2 | 880,1 |

¹ Övriga justeringar innehåller valutakursförluster om 17,8 MUSD (38,8 MUSD) för rapporteringsperioden.

Moderbolagets resultaträkning i sammandrag

| Belopp i MSEK | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|---|---|---|---|--|
| Intäkter | 7,6 | 1,0 | 0,9 | 1,0 | 3,1 |
| Administrationskostnader | -109,8 | -25,3 | -58,1 | -27,2 | -105,7 |
| Rörelseresultat | -102,2 | -24,3 | -57,2 | -26,2 | -102,6 |
| Resultat från finansiella poster | | | | | |
| Finansiella intäkter | 3,0 | 1,2 | 2,4 | 0,7 | 181,4 |
| Finansiella kostnader | -1,9 | -0,1 | -1,6 | -1,5 | -2,7 |
| | 1,1 | 1,1 | 0,8 | -0,8 | 178,7 |
| Resultat före skatt | -101,1 | -23,2 | -56,4 | -27,0 | 76,1 |
| Skatt | – | – | – | – | – |
| Periodens resultat | -101,1 | -23,2 | -56,4 | -27,0 | 76,1 |

Moderbolagets rapport över totalresultat i sammandrag

| Belopp i MSEK | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|--------------------------------|---|---|---|---|--|
| Periodens resultat | -101,1 | -23,2 | -56,4 | -27,0 | 76,1 |
| Övrigt totalresultat | – | – | – | – | – |
| Totalresultat | -101,1 | -23,2 | -56,4 | -27,0 | 76,1 |
| Totalresultat hänförligt till: | | | | | |
| Moderbolagets aktieägare | -101,1 | -23,2 | -56,4 | -27,0 | 76,1 |
| | -101,1 | -23,2 | -56,4 | -27,0 | 76,1 |

Moderbolagets balansräkning i sammandrag

| Belopp i MSEK | 30 september 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 | 887,6 | 17,3 |
| Likvida medel | 2,3 | 2,6 |
| Summa omsättningstillgångar | 889,9 | 19,9 |
| SUMMA TILLGÅNGAR | 8 761,9 | 7 891,9 |
| EGET KAPITAL OCH SKULDER | | |
| Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat | 7 650,7 | 7 814,0 |
| Långfristiga skulder | | |
| Avsättningar | 36,6 | 36,6 |
| Skulder till koncernbolag | – | 21,6 |
| Summa långfristiga skulder | 36,6 | 58,2 |
| Kortfristiga skulder | | |
| Kortfristiga skulder | 10,8 | 19,7 |
| Skulder till koncernbolag | 1 063,9 | 19,7 |
| Summa kortfristiga skulder | 1 074,6 | 19,7 |
| Summa skulder | 1 111,3 | 77,9 |
| SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER | 8 761,9 | 7 891,9 |
| Ställda säkerheter | 12 991,0 | 12 014,5 |

Moderbolagets kassaflödesanalys i sammandrag

| Belopp i MSEK | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|---|---|---|---|---|--|
| Kassaflöde från verksamheten | | | | | |
| Periodens resultat | -101,1 | -23,2 | -56,4 | -27,0 | 76,1 |
| Ej kassaflödespåverkande poster | -0,2 | -0,3 | 0,3 | 0,3 | -18,9 |
| Förändringar i rörelsekapital | 184,8 | 196,8 | 9,9 | -0,3 | 14,2 |
| Summa kassaflöde från verksamheten | 83,5 | 173,3 | -46,2 | -27,0 | 71,4 |
| Kassaflöde från investeringar | | | | | |
| Förändring av finansiella anläggningstillgångar | -0,1 | -0,1 | – | – | -0,2 |
| Summa kassaflöde från investeringar | -0,1 | -0,1 | – | – | -0,2 |
| Kassaflöde från finansiering | | | | | |
| Förändring av långfristiga skulder | -21,7 | -175,6 | 178,5 | 35,4 | 62,2 |
| Köp av egna aktier | -62,2 | – | -131,9 | -11,4 | -131,9 |
| Summa kassaflöde från finansiering | -83,9 | -175,6 | 46,6 | 24,0 | -69,7 |
| Förändring av likvida medel | -0,5 | -2,4 | 0,4 | -3,0 | 1,5 |
| Likvida medel vid periodens början | 2,6 | 4,6 | 1,1 | 4,4 | 1,1 |
| Valutakursdifferenser i likvida medel | 0,2 | 0,1 | – | 0,1 | – |
| Likvida medel vid periodens slut | 2,3 | 2,3 | 1,5 | 1,5 | 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 | – | – | – | -56,4 | -56,4 | -56,4 |
| 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 30 september 2013 | 3,2 | 861,3 | 2 357,5 | 4 459,5 | 6 817,0 | 7 681,5 |
| Totalresultat | – | – | – | 132,5 | 132,5 | 132,5 |
| Transaktioner med ägare | | | | | | |
| Köp av egna aktier | – | – | – | – | – | – |
| Summa transaktioner med ägare | – | – | – | – | – | – |
| Balans per den 31 december 2013 | 3,2 | 861,3 | 2 357,5 | 4 592,0 | 6 949,5 | 7 814,0 |
| Totalresultat | – | – | – | -101,1 | -101,1 | -101,1 |
| 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 30 september 2014 | 3,2 | 861,3 | 2 295,3 | 4 490,9 | 6 786,2 | 7 650,7 |

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.

Finansiella nyckeltal

| Finansiell data (MUSD) | 1 jan 2014- 30 sep 2014 9 månader | 1 jul 2014- 30 sep 2014 3 månader | 1 jan 2013- 30 sep 2013 9 månader | 1 jul 2013- 30 sep 2013 3 månader | 1 jan 2013- 31 dec 2013 12 månader |
|------------------------|---|---|---|---|--|
| Intäkter ¹ | 650,0 | 189,2 | 857,9 | 263,8 | 1 132,0 |
| EBITDA | 506,9 | 157,6 | 737,7 | 220,1 | 955,7 |
| Periodens resultat | 5,1 | 4,3 | 49,9 | 1,7 | 72,9 |
| Operativt kassaflöde | 804,0 | 307,0 | 764,6 | 266,0 | 967,9 |

Nyckeltal, per aktie (USD)

| | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Aktieägarnas egna kapital per aktie | 3,46 | 3,46 | 3,79 | 3,79 | 3,90 |
| Operativt kassaflöde per aktie | 2,57 | 0,97 | 2,47 | 0,86 | 3,12 |
| Kassaflöde från verksamheten per aktie | 1,97 | 0,63 | 2,92 | 2,50 | 2,92 |
| Resultat per aktie | 0,03 | 0,02 | 0,17 | 0,01 | 0,25 |
| Resultat per aktie efter full utspädning | 0,03 | 0,02 | 0,17 | 0,01 | 0,25 |
| EBITDA per aktie | 1,62 | 0,49 | 2,38 | 0,71 | 3,08 |
| Utdelning per aktie | – | – | – | – | – |
| Antal utställda aktier vid periodens slut | 311 070 330 | 311 070 330 | 317 910 580 | 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 | 309 570 330 |
| Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut | 312 537 337 | 315 910 580 | 310 017 074 | 309 500 416 | 310 017 074 |

Börskurs

| | | | | | |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Börskurs vid periodens slut (SEK) | 122,10 | 122,10 | 138,60 | 138,60 | 125,40 |
| Börskurs vid periodens slut (CAD) | 19,00 | 19,00 | 22,40 | 22,40 | 19,73 |

Nyckeltal

| | | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|
| Räntabilitet på eget kapital (%) | 0 | 0 | 4 | 0 | 6 |
| Räntabilitet på sysselsatt kapital (%) | 8 | 4 | 17 | 6 | 16 |
| Netto skuldsättningsgrad (%) | 192 | 192 | 69 | 68 | 99 |
| Soliditet (%) | 20 | 20 | 31 | 31 | 29 |
| Andel riskbärande kapital (%) | 45 | 45 | 59 | 59 | 53 |
| Räntetäckningsgrad | 17 | 21 | 69 | 73 | 52 |
| Operativt kassaflöde/räntekostnader | 60 | 55 | 165 | 167 | 149 |
| Direktavkastning | – | – | – | – | – |

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

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

Den finansiella informationen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2014 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm den 5 november 2014

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari-december 2014) kommer att publiceras den 4 februari 2015
- Rapporten för tremånadersperioden (januari-mars 2015) kommer att publiceras den 6 maj 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 förlitans på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

Reserver och resurser

Om inte annat anges är Lundin Petroleums reserv- och resurser per den 31 december 2012 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

