



Lundin
Petroleum



Delårsrapport för
NIOMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 30 september 2016

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016 (30 september 2015)

- Produktion om 68,9 Mboepd (30,3 Mboepd)
- Intäkter om 774,0 MUSD (433,3 MUSD)
- EBITDA om 584,7 MUSD (291,1 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 667,8 MUSD (524,3 MUSD)
- Resultat om 239,8 MUSD (-372,6 MUSD), inklusive en valutakursvinst om 230,9 MUSD, netto (378,1 MUSD förlust)
- Nettoskuld om 4 307 MUSD (31 december 2015: 3 786 MUSD)
- Produktionsökning på 26 procent jämfört med föregående kvartal till följd av ökad produktion från Edvard Griegfältet och förvärvet från Statoil av en 15-procentig licensandel i fältet som slutfördes den 30 juni 2016.
- Produktionsprognos för helåret ändrad till 70 000 – 75 000 boepd från tidigare 65 000 – 75 000 boepd och utvinningskostnader reviderade neråt till 6,50 USD per fat från tidigare 7,10 USD per fat.
- Rekordlåga utvinningskostnader om 5,55 USD per fat och verksamhetskostnader om 7,22 USD per fat för det tredje kvartalet 2016.
- Ny prognos från operatören för Johan Sverdrupprojektet. Minskning av total investeringskostnad till 99 miljarder NOK för Fas 1 och 140 – 170 miljarder NOK, brutto för Fas 1 och Fas 2. Ökning av produktionskapaciteten till 660 000 bopd, brutto och resursintervall till 1,9 – 3,0 miljarder boe.
- Ny säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD.

Tredje kvartalet som avslutades den 30 september 2016 (30 september 2015)

- Produktion om 80,4 Mboepd (36,0 Mboepd)
- Intäkter om 317,4 MUSD (154,2 MUSD)
- EBITDA om 253,8 MUSD (98,7 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 281,9 MUSD (177,0 MUSD)
- Resultat om 173,8 MUSD (-201,6 MUSD), inklusive en valutakursvinst om 135,8 MUSD, netto (201,4 MUSD förlust)

	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015 – 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Produktion i Mboepd	68,9	80,4	30,3	36,0	32,3
Intäkter i MUSD	774,0	317,4	433,3	154,2	569,3
Periodens resultat i MUSD	239,8	173,8	-372,6	-201,6	-866,3
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	243,2	174,9	-369,2	-200,4	-861,7
Resultat per aktie i USD ¹	0,76	0,51	-1,19	-0,65	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ¹	0,75	0,51	-1,19	-0,65	-2,79
EBITDA i MUSD	584,7	253,8	291,1	98,7	384,7

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
Bn boe	Miljarder fat oljeekvivalenter
Mcf	Tusen kubikfot

Brev till aktieägare

Kära aktieägare,

Det tredje kvartalet uppvisar utmärkt operativt resultat till följd av fortsatt stark produktion från Edvard Griegfältet samt att huvuddelen av våra övriga producerande tillgångar har presterat enligt eller över förväntan. Vi är på god väg att möta vår prognos för helåret och till följd av de starka resultaten reviderar vi prognosen till mellan 70 000 och 75 000 boepd från tidigare 65 000 till 75 000 boepd. Det tredje kvartalets genomsnittliga produktion om 80 400 boepd var rekordhög för bolaget samtidigt som verksamhetskostnaderna om 7,20 USD per fat var rekordlåga. Vi förväntar oss att denna trend med stark produktion och låga verksamhetskostnader kommer att fortsätta eftersom Edvard Grieg förväntas nå platåproduktion om 100 000 boepd i och med att den fjärde borrhningen sätts i produktion vid slutet av verksamhetsåret.

Stark finansiell ställning

Det är också glädjande att bolagets finansiella ställning är starkare än någonsin. Det är ett resultat av flera faktorer: stark produktion med hög operativ effektivitet, 15-procentig ökning av vår andel i Edvard Griegfältet som vi tog över från Statoil under det andra kvartalet samt en gradvis återhämtning av oljepriset. Med mer eller mindre 1 miljard USD i tillgänglig likviditet kan vi hantera låga oljepriser på ner till 40 USD per fat långt framöver och fortfarande finansiera utbyggnaden av Johan Sverdrup Fas 1, samtidigt som vi fortsätter vår strategi att investera i en spännande och offensiv organisk tillväxt.

Positiva uppdateringar för Johan Sverdrup

Utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet fortgår enligt plan och Fas 1 är genomförd till mer än 26 procent. Under det tredje kvartalet har vi också kunnat se att kostnaderna för utbyggnaden av fältet har minskat ytterligare och att såväl produktionskapaciteten för Fas 1 och 2 som resurserna har ökat.

Kostnaden för Fas 1 uppskattas nu till 99 miljarder NOK, brutto, exklusive valutakursvinster, vilket motsvarar en 20-procentig minskning jämfört med den uppskattning som gjordes i utbyggnadsplanen. Produktionskapaciteten för Fas 1 har ökat till 440 000 bopd till följd av åtgärder som genomförts för att få bort flaskhalsar i produktionen. Det representerar en 27-procentig ökning från mittpunkten av vad som meddelats i tidigare prognos och kapaciteten för hela fältet har ökat till 600 000 bopd. Resursintervallet har också reviderats uppåt till mellan 1,9 och 3,0 miljarder boe. Detta är en enastående prestation som innebär att vår break-even har sjunkit från 30 till 26 USD per boe och detta kommer att öka aktieägarvärdet väsentligt. Samtidigt vet vi att stora fält tenderar att bli större och jag är övertygad om att vi bara befinner oss i början av den här utvecklingen.

Aktiv prospektering och utvärdering

Vi är också mycket aktiva när det gäller prospektering och utvärdering. Utvärderingsborrningen Alta 3 slutfördes under det tredje kvartalet med mycket positiva resultat och prospekteringsborrning på Neiden pågår för närvarande. Under det fjärde kvartalet kommer också prospekteringsborrning på Filicudi att genomföras. Samtliga dessa borrningar kommer att göras i södra Barents hav som är ett nyckelområde för bolagets tillväxt och vi kommer på medellång sikt att fokusera större delen av våra aktiviteter till det här området. Det är också glädjande att kunna meddela att vårt prospekterings- och utvärderingsprogram för 2017 ser mycket spännande ut med fyra prospekteringsborrningar och fyra utvärderingsborrningar i södra och östra Barents hav samt i Utsirahöjds- och Alvheimområdena.

För det tredje kvartalet i rad kan vi nu slå fast att vi har lyckats med vårt uppdrag och bolaget har aldrig tidigare varit så väl positionerat som nu inför nästa tillväxtfas, som innebär en förväntad produktion om mer än 120 000 boepd när produktion från Johan Sverdrup Fas 1 startar i slutet av 2019.

Till er, kära aktieägare, styrelsen, tack för ert fortsatta stöd. Till mina kollegor och ledning, ett stort tack för en helt enastående prestation.

Med vänliga hälsningar,

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Stockholm den 2 november 2016

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum är ett oberoende bolag för prospektering och produktion av olja och gas med fokus på Norge och med en portfölj av tillgångar i Norge, Malaysia, Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet finns i Norge med en produktion för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016 (rapporteringsperioden) motsvarande 80 procent av den totala produktionen och med 96 procent av Lundin Petroleums totala reserver per den 1 januari 2016.

Reserver och resurser

Lundin Petroleum har bevisade och sannolika reserver om 716,2 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) per den 1 januari 2016, som certifierats av en oberoende tredje part. Lundin Petroleum har också ett antal upptäckta olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser uppgår enligt bästa estimat till 386 MMboe, netto per den 1 januari 2016.

Produktion

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 68,9 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 30,3 Mboepd för samma period 2015) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Olja					
Norge	49,6	60,6	17,8	19,9	18,6
Frankrike	2,6	2,5	2,8	2,6	2,7
Malaysia	8,7	8,9	4,2	8,1	5,5
Summa produktion olja	60,9	72,0	24,8	30,6	26,8
Gas					
Norge	5,7	6,9	2,1	2,0	2,1
Nederländerna	1,6	1,5	1,7	1,9	1,8
Indonesien	0,7	–	1,7	1,5	1,6
Summa produktion gas	8,0	8,4	5,5	5,4	5,5
Summa produktion					
Kvantitet i Mboe	18 882,7	7 394,5	8 263,7	3 312,3	11 790,3
Kvantitet i Mboepd	68,9	80,4	30,3	36,0	32,3

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Edvard Grieg	65% ²	38,6	51,0	–	–	1,4
Alvheim	15%	9,1	9,4	8,1	8,2	7,8
Volund	35%	3,0	2,3	5,2	4,8	4,9
Bøyla	15%	1,8	1,5	2,1	2,4	2,1
Brynhild	90%	2,6	3,0	4,2	6,2	4,2
Gaupe	40%	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
		55,3	67,5	19,9	21,9	20,7

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

² l.a. 50% fram till den 30 juni 2016

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

Produktionen från Edvard Griegfältet om 38 600 boepd för rapporteringsperioden var över förväntan, till följd av högre reservoarprestanda och driftstid. Produktionen från Edvard Griegfältet startade den 28 november 2015 från en borrhning och den andra samt tredje borrhningen började producera i december 2015 respektive januari 2016. De första två borrhningarna för vatteninjicering genomfördes med framgång under rapporteringsperioden och påträffade bättre reservoarsand än förväntat och har tryckkommunikation med produktionsborrningarna. Båda borrhningarna injicerar till planerade nivåer. Produktionskapaciteten för de tre första borrhningarna har varit över förväntan och tryckminskningen i reservoaren likaså. Anläggningens driftstid har varit utmärkt under det första produktionsåret med ett genomsnitt för rapporteringsperioden om 96 procent. Fältet har kunnat fortsätta att producera trots planerat driftsstopp av gasterminalen Sage eftersom den gas som producerades återinjicerades i reservoaren under driftsstoppet. Anläggningens driftstid förväntas bli lägre under det fjärde kvartalet 2016 jämfört med vad som hittills uppnåtts, på grund av ett kortare planerat driftsstopp i samband med anslutning av Ivar Aasenfältet.

Den första vatteninjiceringsborrningen genomfördes på den nordvästra delen av fältet och påträffade den övre delen av reservoaren (toppreservoaren) 23 meter grundare än beräknat med en oljekolonn om 26 meter, brutto. Den andra vatteninjiceringsborrningen, som borrades 1,4 km sydost om den första, påträffade också toppreservoaren 13 meter grundare än beräknat med en oljekolonn om 5 meter, brutto. Resultaten från de här två vatteninjiceringsborrningarna har bekräftat att det finns ytterligare resurser i denna del av fältet och de kommer att inkluderas i certifieringen av reserverna vid årets slut. Utöver resursökningen planeras ytterligare en utvärderingsborrning under 2017 i den sydvästra delen av fältet, cirka 2 km söder om den andra vatteninjiceringsborrningen, vilken kan resultera i att reserverna ökas ytterligare.

Den fjärde produktionsborrningen pågår på Edvard Griegfältet och förväntas börja producera i slutet av 2016, då fältet beräknas nå platåproduktion om 100 000 boepd, brutto.

Totalt 14 utbyggnadsborrningar är planerade för Edvard Griegfältet och borrhaktivitet förväntas fortsätta in i 2018. Den totala utvinningskostnaden under rapporteringsperioden för Edvard Griegfältet var 7,70 USD per fat.

I maj 2016 meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts om att förvärva ytterligare en licensandel om 15 procent i Edvard Griegfältet från Statoil ASA. Transaktionen, som gäller från den 1 januari 2016 och slutfördes den 30 juni 2016, har medfört att Lundin Petroleum har ökat sina reserver med 31 MMboe (1 januari 2016). Transaktionen har medfört en ökad produktion som har redovisats från den 1 juli 2016. Lundin Petroleums produktionsprognos för helåret 2016 ökade därmed från mellan 60 000 och 70 000 boepd till mellan 65 000 och 75 000 boepd. Till följd av fortsatt stark produktion och starka operativa resultat har prognosen ökat ytterligare till mellan 70 000 och 75 000 boepd.

Produktionen från det större Alvheimområdet för rapporteringsperioden var bättre än förväntat på grund av bättre reservoarprestanda och en effektivare produktion om 98 procent från Alvheim FPSO:n. Driftstiden inkluderar inte det planerade driftsstoppet av Gasterminalen Sage i Storbritannien under augusti 2016 då underhållsarbete pågick under 14 dagar och Alvheim FPSO:n samtidigt driftstoppades. De totala utvinningskostnaderna för det större Alvheimområdet var 5,44 USD per fat för rapporteringsperioden. Partnerskapet i det större Alvheimområdet undertecknade ett nytt avtal för riggen Transocean Arctic, som startar i december 2016 och omfattar tre kompletterande borrhningar och en närliggande prospekteringsborrning.

Produktionen från Alvheimfältet om 9 100 boepd, netto för rapporteringsperioden översteg förväntningarna. Reservoarprestandan är fortsatt utmärkt och den senaste kompletterande borrhningen, A5-borrhningen som är en tregrenad produktionsborrning, började producera i maj 2016 till betydligt högre nivåer än förväntat. A5-borrhningens utmärkta produktion har reducerats av Alvheim FPSO:ns gashanteringskapacitet som begränsat produktionen från vissa borrhningar med högt förhållande mellan olja och gas. Denna begränsning har nu förbättrats i och med att Alvheim FPSO:ns processor för gasexport har uppgraderats, vilket har ökat gashanteringskapaciteten. Utbyggnadsborrningarna på Viper och Kobra, som slutfördes under juni 2016 och påträffade utmärkt reservoarsand, förväntas börja producera mot slutet av 2016. Borrningen på Kobra ändrades till en tvågrenad borrhning, varav en gren slutfördes i en grundare och ej kartlagd reservoarsektion ovanför den primära reservoaren. Borrningen på Kobra förlängdes även för att testa strukturens östra prospekteringspotential och påträffade med framgång en oljefyllt reservoar. Ytterligare en kompletterande borrhning på Alvheim planeras för 2017.

Volundfältets produktion om 3 000 boepd, netto för rapporteringsperioden var något lägre än förväntat. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrhningar har identifierats på Volundfältet och under rapporteringsperioden borrade riggen Transocean Winner med framgång de övre sektionen på två kompletterande borrhningar, innan riggavtalet avslutades i slutet av juli. Dessa två borrhningar kommer att slutföras av riggen Transocean Arctic som beräknas påbörja borrhning i december 2016 och produktionsstart förväntas till andra halvåret 2017. En prospekteringsborrning på strukturen Volund West planeras under 2017, med obekräftade prospekteringsresurser om 7 MMboe, brutto.

Boylafältets produktion om 1 800 boepd, netto för rapporteringsperioden var något över förväntan till följd av god reservoarprestanda och ett lägre förhållande mellan vatten och olja än förväntat.

Brynhildfältets produktion om 2 600 boepd, netto för rapporteringsperioden var lägre än förväntat på grund av en tillfälligt lägre borrhållningskapacitet och att vatteninjiceringssystemet har varit avstängt sedan augusti 2016. Den senare beräknas inte komma igång igen förrän tidigt under 2017 efter att en felande injiceringsskylt har reparerats. Produktionen från Brynhild kommer därför att minska fram till det att vatteninjiceringssystemet är återställt. Drifttiden för Brynhildfältet var 70 procent för rapporteringsperioden, om det planerade driftsstoppet tidigare i år inte räknas med. Haewene Brim FPSO:n kommer att genomgå planerat underhållsarbete under det fjärde kvartalet, vilket beräknas pågå under 20 dagar och Brynhildfältet kommer därför att driftsstoppas under denna period.

Trots att de återstående reserverna inte har redovisats för Gaupefältet producerar fältet till och från när de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma. Gaupefältets produktion uppgick till 200 boepd, netto för rapporteringsperioden.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
Ivar Aasen enheten	Ivar Aasen	1,385%	Aker BP	Maj 2013	183 MMboe	Q4 2016	65 Mboepd
Johan Sverdrup enheten	Johan Sverdrup	22,60%	Statoil	Augusti 2015	1,9–3,0 miljarder boe	Slutet av 2019	660 Mboepd

Ivar Aasen

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på stålunderställ (steel jacket) och processdäck bestående av boendekvarter och serviceanläggningar med process för olje-, gas- och vattenseparation för vidare export till Edvard Griegplattformen och slutlig behandling och pipelineexport. Installation av stålunderstället slutfördes med framgång i juni 2015 och installation av pipelines mellan Ivar Aasen och Edvard Grieg slutfördes under det tredje kvartalet 2015. Konstruktionen av processdäck slutfördes under rapporteringsperioden och installerades med framgång på understället i juli 2016 och anslutning offshore och arbete med driftsättning pågår. Åtta utbyggnadsborrningar har hittills genomförts och Ivar Aasenfältet beräknas börja producera under det fjärde kvartalet 2016.

Johan Sverdrup

Utbyggnaden Johan Sverdrup fortgår enligt plan och majoriteten av avtalen för Fas 1 har nu tilldelats, vilket har resulterat i att den sammanlagda kostnaden för projektet har minskat jämfört med den ursprungliga uppskattningen. Konstruktionsarbete för Fas 1 påbörjades under 2015 och vid slutet av september 2016 har 26,4 procent av projektet slutförts.

Konstruktion av tre stålunderställ har påbörjats vid Kværners varv på den norska västkusten och ett vid Dragados varv i Spanien. Aibel och Kvaerner/KBR arbetar för närvarande med konstruktionen av borrhållnings- och boendeplattformarna i Norge och Samsung Heavy Industries i Korea har påbörjat konstruktionen av stiggrörs- och processplattformarna under det tredje kvartalet. Kontrakt för inköp och tillverkning av dessa plattformar tilldelades Aker Solutions. Dessutom pågår ingenjörsarbete på kraftförsörjningssystemet från land vid Haugneset i Norge. Förbörning av utbyggnadsborrningar startade i mars 2016 och sex utbyggnadsborrningar har hittills slutförts, vilket är tidigare än planerat.

Kontrakt för de tunga lyft som ska göras i samband med installationen av tre av processdäcken har ingåtts med Allseas och kontrakt för borrningar har tilldelats Odfjell Drilling. Rosenberg WorleyParsons har tilldelats kontrakt för konstruktion av de tre bryggor som sammanlänkar plattformarna och för två gasförbränningsstorn. I oktober 2016 tilldelades Aker Solutions kontrakt för modifieringsarbete vid Mongstad oljeterminal.

När planen för utbyggnad och drift för Fas 1 lämnades in i februari 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för Fas 1 till 123 miljarder NOK (nominellt). När de flesta stora kontrakt nu har tilldelats har den senaste kostnadsberäkningen, som offentliggjordes av Statoil under det tredje kvartalet 2016, reducerats till 99 miljarder NOK (nominellt), vilket motsvarar en minskning om cirka 20 procent. Beräkningen baseras på en fast växelkurs om 6 NOK per USD och exkluderar ytterligare valuta kursdifferenser som uppkommer vid en omräkning till USD. Produktion från Fas 1 av utbyggnaden beräknas starta i slutet av 2019. Produktionskapaciteten för Fas 1 uppskattades ursprungligen till mellan 315 000 och 380 000 bopd, brutto. Åtgärder för att få bort flaskhalsar har medfört att processkapaciteten för Fas 1 kommer att öka till 440 000 bopd. Utöver detta tillkommer ytterligare kapacitet för gas. För att uppnå produktion för Fas 1 förutses 35 produktions- och injiceringsskyltar, av vilka 17 kommer att genomföras före produktionsstart med en halvt nedsänkbar borrhållningskapacitet för att möjliggöra Fas 1 platåproduktion.

Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnadskoncept för hela fältet, vilket innefattar en förväntad platåproduktion för hela fältet om 660 000 bopd. Under det tredje kvartalet meddelade Statoil en ökning av resurserna från mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe till mellan 1,9 och 3,0 miljarder boe, brutto varav 95 procent är olja.

Statoil reviderade också ner utbyggnadsutgifterna för hela fältet (Fas 1 och Fas 2) under det tredje kvartalet 2016, från tidigare uppskattning om mellan 160 och 190 miljarder NOK till mellan 140 och 170 miljarder NOK (realt 2016), till följd av besparingar hänförliga till Fas 1 och optimering av konceptet för anläggningarna för Fas 2. Produktion från Fas 2 förväntas starta under 2022.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2016

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL609	Lundin Petroleum	40%	Återupptagande av 7220/11-3 (Alta-3)	Juli 2016	Avslutad september 2016

Under rapporteringsperioden slutförde Lundin Petroleum med framgång utvärderingsborrning och testning av utvärderingsborrning Alta-3 med borrarnummer 7220/11-3A (återupptagande av borrning 7220/11-3 som inte slutfördes under 2015). Målet med återupptagandet av Alta-3 var att göra borrningen djupare för att ytterligare utvärdera kvaliteten på karbonatreservoarerna från permperioden genom vatteninjiceringstester samt att utföra ett produktionstest i det grundare gasområdet. Två injiceringstester utfördes i karbonatreservoaren under kontakten mellan olja och vatten och påvisade god till mycket god reservoarkvalitet i formationerna Falk och Ørn. Ett produktionstest utfördes i gasområdet i reservoarsektionen från tidig triasperiod och producerade på en maxnivå om 21 miljoner kubikfot gas per dag genom en 64/64 tums ventil.

Den ursprungliga borrningen Alta-3 påträffade en kolvätekolonn om 120 meter, brutto och samtliga tre borrningar som hittills har utförts på Alta har påvisat tryckkommunikation.

Under rapporteringsperioden ingick Lundin Petroleum ett riggkontrakt med Ocean Rig för hyra av den halvt nedsänkbara riggen Leiv Eiriksson för det utvidgade utvärderings- och prospekteringsprogrammet i södra Barents hav. Kontraktet omfattar fyra bekräftade borrningar och optioner om ytterligare fem borrningar. Riggen kommer att genomföra samtliga borrningar som Lundin Petroleum är operatör för i södra Barents hav, både det borrprogram som återstår för 2016 och 2017 års program.

2017 års utvärderingsprogram kommer att bestå av fyra utvärderingsborrningar. En borrning kommer att utföras på den västra sidan av Edvard Griegfältet i PL338 (l.a. 65%) med målsättning att nå bruttoresurser om 30 MMboe. De återstående tre borrningarna kommer att utvärdera Alta- och Gohtafyndigheterna på Loppahöjden i södra Barents hav. En borrning kommer att genomföras i den centrala delen av Gohtafyndigheten i PL492 (l.a. 40%) och två borrningar kommer att genomföras på Altafyndigheten, en i den södra delen, vilken kommer att sträcka sig in i en kartlagd förlängning av fyndigheten, in i PL492 (l.a. 40%) och en centralt i PL609 (l.a. 40%).

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2016

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
Utsirahöjden						
PL544	16/4-10	Januari	Fosen	40%	Lundin Petroleum	Torr
Södra Barents hav						
PL609	Återupptagande av 7220/6-2-R	Oktober	Neiden	40%	Lundin Petroleum	Pågående
PL533	n/a	Q4 2016	Filicudi	35%	Lundin Petroleum	

Borrningen av Lorry i PL700 i Norska havet, som påbörjades i november 2015, påträffade inte den förväntade reservoaren och meddelades i januari 2016 som en torr borrning.

I mars 2016 meddelades borrningen av Fosen i PL544 i Nordsjön som torr. Borrningen, som genomfördes strax söder om Luno II, påträffade en reservoarsektion om 160 meter som var vattenbemängd med förekomst av olja.

Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare sex prospekteringsborrningar offshore Norge, före 2017 års slut, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om över 500 MMboe, netto. Återstående borrningar inom 2016 års borrprogram fokuserar på Loppahöjden i södra Barents hav med det nu pågående återupptagandet av Neiden i PL609 (l.a. 40%) och den påföljande borrningen av Filicudistrukturen i PL533 (l.a. 35%), med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 204 MMboe respektive 258 MMboe, brutto.

2017 års prospekteringsprogram består av fyra borrningar, varav en väster om Volundfältet i PL150 (l.a. 35%) på strukturen Volund West, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 7 MMboe, brutto och en borrning i vad som är en möjlig utvidgning av Johan Sverdrupfältet (l.a. 22,6%) mot norr. Två ytterligare borrningar planeras i södra Barents hav, varav en med målsättning att nå Hellemobotn- eller Børselvstrukturerna i PL609C respektive PL609 (l.a. 40%). Dessa två är belägna i samma geologiska förlängning, norr om Altafyndigheten och uppskattas kunna nå obekräftade prospekteringsresurser om över 300 MMboe, brutto på varje struktur. Den andra borrningen har som målsättning att nå en del av de grundare områdena inom den stora Korpffjellstrukturen i PL859 (l.a. 15%) i sydöstra Barents hav som antas innehålla flera miljarder fat stora prospekteringsresurser, brutto.

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

I januari 2016 meddelade det norska olje- och energidepartementet tilldelade licenser i 2015 års APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades fyra licenser, varav två som operatör i PL815 och PL830 (båda med i.a. 40%) och två utan operatörskap i PL678SB och PL831 (båda med i.a. 20%). I maj 2016 meddelades tilldelade licenser i den 23:e norska licensrundan för södra Barents hav och Lundin Petroleum tilldelades fem licenser, varav tre som operatör, två i PL851 och PL609C (båda med i.a. 40%) i Loppahöjdsområdet och en i PL853 (i.a. 60%) i Hoopområdet. Två licenser utan operatörskap tilldelades i PL857 och PL859 (i.a. 20% respektive 15%) i östra Barents hav.

Under rapporteringsperioden återlämnade Lundin Petroleum PL438, PL519, PL544, PL555, PL631, PL673, PL674, PL741 och PL779.

Sydostasien

Malaysia

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Bertam	75%	8,7	8,9	4,2	8,1	5,5

Malaysiska halvön

Produktionen från Bertamfältet i block PM307 (i.a. 75%) var över förväntan och uppgick till 8 700 boepd, netto för rapporteringsperioden och fältet hade en driftstid om 99 procent. Bertamfältet har producerat från 11 borrhningar sedan mitten av oktober 2015 och ytterligare en borrhning, A15, började producera i juni 2016. Resultatet från A15-borrhningen var över förväntan samtidigt som produktionen påverkades av anläggningsbegränsningar. Fältets totala resultat för rapporteringsperioden var över förväntan till följd av bättre reservoarprestanda men reducerades något av att två borrhningar driftsstoppats för byte av elektriska undervattenspumpar och av ett produktionsstopp när borrhningen flyttades. Avtalet för borrhningen West Prospero upphörde i slutet av maj 2016.

Flera möjligheter till kompletterande borrhningar har identifierats på Bertamfältet och upp till två borrhningar kommer sannolikt att genomföras under 2017.

Lundin Petroleum återlämnade PM308A och PM319 under rapporteringsperioden.

Sabah, östra Malaysia

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

Utfarmningsavtal

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

Försäljning av FPSO

Den 22 januari meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts om försäljning av Bertam FPSO:n till M3energy Investment Ltd (M3energy), ett helägt dotterbolag till M3energy Berhad of Malaysia. Transaktionen var villkorad av att M3energy säkrade finansiering inom en viss tidsram. Då M3energy ej har kunnat säkra nödvändig finansiering har försäljningen avbrutits.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

Indonesien

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Singa	25,9%	0,7	–	1,7	1,5	1,6

I april 2016 slutförde Lundin Petroleum försäljningsavtalet med PT Medco Energi Internasional TBK (Medco) avseende verksamheten i Indonesien till en kontant ersättning om 22 MUSD. Avtalet trädde i kraft den 1 oktober 2015. Tillgångarna i Indonesien som såldes till Medco omfattar en licensandel utan operatörskap i det producerande gasfältet Singa. Lundin Petroleum kan komma att erhålla vissa villkorade ersättningar hänförliga till framtida produktion från gasfältet Singa och upphörde att rapportera produktion från Singa från och med den 28 april 2016.

Kontinentaleuropa

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Frankrike						
– Paris Basin	100% ¹	2,2	2,1	2,3	2,3	2,3
– Aquitaine	50%	0,4	0,4	0,5	0,3	0,4
Nederländerna	flera	1,6	1,5	1,7	1,9	1,8
		4,2	4,0	4,5	4,5	4,5

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionen från Frankrike om 2 600 boepd, netto för rapporteringsperioden var något över förväntan. Goda produktionsresultat har uppnåtts från fältet Vert la Gravelle (l.a. 100%) i Paris Basin och fälten i Aquitaine Basin har också producerat bra under rapporteringsperioden.

Nederländerna

Produktionen från Nederländerna om 1 600 boepd, netto för rapporteringsperioden fortsätter att vara över förväntan. Slootdorp-6 och Slootdorp-7 producerar nu genom permanenta produktionsanläggningar.

Utbyggnadsborrningen K5-F3 har slutförts och började producera i det tredje kvartalet 2016. Lundin Petroleum medverkade under det tredje kvartalet 2016 i en prospekteringsborrning, Langezwaag-3 (l.a. 7,75%), onshore. Borrningen påträffade gas och förväntas börja producera under det fjärde kvartalet 2016, under vilket Lundin Petroleum också kommer att medverka i sidospårsborrningen F3-B106.

Under 2017 planerar Lundin Petroleum att genomföra utbyggnadsborrningen A6 i fältet E17a-A (l.a. 1,2%), offshore och prospekteringsborrningen Nieuwehorne-1 i Gorredijklicensen (l.a. 7,75%), onshore.

Ryssland

En betydande oljefyndighet gjordes i norra Kaspien under 2008, Morskaya, som uppskattas innehålla betingade resurser om 157 MMboe, brutto. I maj 2015 meddelade Lundin Petroleum att Rosnedra, den ryska licensmyndigheten, utfärdat en produktionslicens för Morskayafältet (l.a. 70%). Under rapporteringsperioden återlämnades Laganskyblockets prospekteringsområde runt Morskayafältet.

Samhällsansvar

Under rapporteringsperioden rapporterade Lundin Petroleum tre incidenter för uppdragstagare, vilket resulterar i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid om 0,89 per miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporterbara incidenter (Total Recordable Incident Rate) om 2,22. I februari 2016 inträffade en tragisk dödsolycka offshore Malaysia då en uppdragstagare utförde reparationsarbete på Bertam FPSO:ns pipeline för export. En grundlig utredning genomfördes och uppföljningsåtgärder implementerades. Två mindre incidenter med förlorad arbetstid som följd rapporterades i verksamheten i Frankrike i februari och april 2016. Under det tredje kvartalet inträffade inga incidenter som påverkade den personliga säkerheten.

I maj 2016 publicerade Lundin Petroleum sin första hållbarhetsrapport i enlighet med Global Reporting Initiative (GRI) G4:s riktlinjer, för att tillhandahålla mer kvalitativ och kvantitativ hållbarhetsdata.

I juni 2016 rapporterade Lundin Petroleum till Carbon Disclosure Project (CDP) om bolagets klimatstrategi och växthusgasutsläpp för 2015.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016 (rapporteringsperioden) uppgick till 239,8 MUSD (-372,6 MUSD). Vinsten under rapporteringsperioden var till största delen ett resultat av utmärkt produktion och en valutakursvinst, netto till följd av en försvagning av US dollarn gentemot den norska kronan och Euron. Vinsten har till viss del reducerats av lägre oljepriser samt kostnadsförda prospekteringsutgifter. Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 243,2 MUSD (-369,2 MUSD), motsvarande resultat per aktie om 0,76 USD (-1,19 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 584,7 MUSD (291,1 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 1,81 USD (0,94 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 667,8 MUSD (524,3 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,08 USD (1,70 USD).

Koncernförändringar

Den 28 april 2016 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av verksamheten i Indonesien, inklusive gasfältet Singa där Lundin Petroleum inte var operatör.

Edvard Griegtransaktionen

Transaktionen för att förvärva en ytterligare 15-procentig licensandel i Edvard Griegfältet och andelar i tillhörande pipelines från Statoil ASA slutfördes den 30 juni 2016 och träder i kraft från och med den 1 januari 2016. Lundin Petroleum emitterade 27 580 806 nya Lundin Petroleumaktier som ersättning för förvärvet av tillgångarna, baserat på en överenskommen aktiekurs om 138 SEK per aktie och en växelkurs för SEK/USD om 8,098, vilket motsvarar en ersättning om 470,0 MUSD per den 1 januari 2016. Transaktionen bokfördes per bokslutsdagen i enlighet med IFRS3 Business Combinations. Det är ett krav enligt den ändrade IFRS11 Joint Arrangements som ger vägledning om hur redovisning skall ske vid förvärv av andelar i gemensam verksamhet (joint operations) som utgör en rörelse. Produktionen och det finansiella utfallet från ökningen av licensandelen redovisas från och med den 1 juli 2016.

En sammanställning av de förvärvade nettotillgångarna per balansdagen framgår av tabellen nedan:

Belopp i MUSD	30 juni 2016
Tillgångar	
Olje- och gastillgångar	454,9
Goodwill	127,1
Likvida medel	31,0
Summa förvärvade tillgångar	613,0
Skulder	
Uppskjuten skatt	114,0
Avsättning för återställningskostnader	24,2
Rörelsekapital	10,3
Summa förvärvade skulder	148,5
Förvärvade nettotillgångar	464,5

Not: Beloppen ovan kan bli föremål för slutliga justeringar.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

I enlighet med den norska petroleumskattelagen är köpeskillingen beräknad efter skatt och den uppskjutna skatteskulden som återstår har överförts från Statoil ASA till Lundin Petroleum. Lundin Petroleum har därmed inte rätt att göra något ytterligare skatteavdrag för ersättningen som betalats utöver det skattemässiga värdet på tillgången. I enlighet med IAS12 inkomstskatt redovisades en uppskjuten skatteskuld om 127,1 MUSD. Den beräknades på skillnaden mellan det verkliga värdet och det skattemässiga värdet på tillgången per den 30 juni 2016 och motbokningen utgörs av goodwill. Denna goodwill ingår fortsättningsvis i nedskrivningstestet av Edvard Grieg.

Lundin Petroleum överförde dessutom 2 miljoner egna aktier och emitterade 1 735 309 nya aktier till Statoil ASA för en kontant ersättning om 544,1 MSEK (64,1 MUSD).

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 774,0 MUSD (433,3 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 738,1 MUSD (425,4 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 39,47 USD (53,12 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 41,88 USD (55,31 USD) per fat.

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

Försäljning	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	13 617,9	5 216,7	4 939,9	2 101,7	5 939,4
– Genomsnittspris per boe	40,51	44,29	54,86	49,53	52,97
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	719,3	196,5	768,4	217,2	971,4
– Genomsnittspris per boe	42,03	45,61	56,31	46,10	52,07
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	1,2	0,6	1,2	0,6	1,2
– Genomsnittspris per boe	33,82	37,09	50,42	49,90	50,20
Malaysia					
– Kvantitet i Mboe	1 993,9	669,6	842,8	620,1	1 455,6
– Genomsnittspris per boe	42,79	46,64	52,49	48,05	48,92
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	16 332,3	6 083,4	6 552,3	2 939,6	8 367,6
– Genomsnittspris per boe	40,85	44,60	54,73	48,96	52,16
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	1 693,6	653,0	569,7	177,9	745,7
– Genomsnittspris per boe	28,43	26,36	46,67	43,39	44,21
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	439,2	142,2	473,9	170,1	633,3
– Genomsnittspris per boe	25,74	25,80	40,65	38,79	38,88
Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	178,2	–	412,7	130,1	527,7
– Genomsnittspris per boe	52,02	–	50,85	50,73	50,99
Summa försäljning gas och NGL					
– Kvantitet i Mboe	2 311,0	795,2	1 456,3	478,1	1 906,7
– Genomsnittspris per boe	29,74	26,26	45,90	43,75	44,31
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	18 643,3	6 878,6	8 008,6	3 417,7	10 274,3
– Genomsnittspris per boe	39,47	42,48	53,12	48,23	50,71

Tabellen ovan exkluderar 47 449 fat råolja som köpts från bolag utanför den egna koncernen och sålts av Lundin Petroleum Marketing SA på den externa marknaden.

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

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till en vinst om 19,4 MUSD (7,7 MUSD, kostnad) under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 16,5 MUSD (15,6 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade leasingintäkter för Bertam FPSO:n, en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rapporteringsperioden till 169,2 MUSD (114,6 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	124,8	41,1	88,3	32,5	121,1
– i USD per boe	6,61	5,55	10,68	9,80	10,27
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	29,9	11,4	8,1	2,3	11,8
– i USD per boe	1,59	1,55	0,99	0,70	1,00
Royalty och direkta skatter					
– i MUSD	2,5	0,9	2,6	1,1	3,5
– i USD per boe	0,13	0,12	0,31	0,33	0,29
Verksamhetskostnader					
– i MUSD	157,2	53,4	99,0	35,9	136,4
– i USD per boe	8,33	7,22	11,98	10,83	11,56
Förändringar i lager					
– i MUSD	-4,0	-2,4	-5,8	-0,3	-12,6
– i USD per boe	-0,21	-0,33	-0,70	-0,10	-1,07
Övrigt					
– i MUSD	16,0	4,9	21,4	14,5	26,5
– i USD per boe	0,85	0,66	2,59	4,37	2,25
Totala produktionskostnader					
– i MUSD	169,2	55,9	114,6	50,1	150,3
– i USD per boe	8,97	7,55	13,87	15,10	12,74

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 124,8 MUSD (88,3 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till Edvard Griegfältet som startade produktion i november 2015. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 111,7 MUSD (73,5 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 6,61 USD (10,68 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Exklusive verksamhetsrelaterade projekt, uppgick utvinningskostnaderna till 5,92 USD (8,89 USD) per fat. Utvinningskostnaderna för helåret förväntas uppgå till 6,50 USD per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt och 5,85 USD per fat, exklusive verksamhetsrelaterade projekt (Uppskattningen som meddelades i samband med det andra kvartalet uppgick till 7,10 USD respektive 6,35 USD per fat).

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 29,9 MUSD (8,1 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror främst på Edvard Griegfältet.

Övriga kostnader uppgick till 16,0 MUSD (21,4 MUSD) och var främst hänförliga till kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Avtalet värderas till verkligt värde till terminskursen på olja och till följd av den låga kursen vid slutet av 2015 redovisades en tillgång per den 31 december 2015. Tillgången skrivs av i resultaträkningen över avtalets återstående löptid.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 334,9 MUSD (176,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Avskrivningarna hänförliga till olje- och gastillgångar uppgick till 334,9 MUSD (176,6 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 17,74 USD (21,38 USD) per fat. De högre avskrivningarna under rapporteringsperioden i förhållande till jämförelseperioden beror på avskrivningarna hänförliga till Edvard Griegfältet men kompenseras till viss del av en lägre avskrivning för Brynhildfältet till följd av nedskrivningen av det bokförda värdet vid slutet av 2015.

Avskrivningar av övriga tillgångar uppgick under rapporteringsperioden till 23,4 MUSD (16,5 MUSD) och var hänförliga till Bertam FPSO:n, som skrevs av från och med april 2015.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 70,3 MUSD (116,3 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under rapporteringsperioden kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Norge om 57,8 MUSD, främst hänförliga till prospekteringsborrningarna i PL700 (Lorry) och PL544 (Fosen) som slutfördes utan framgång. Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Malaysia om 13,1 MUSD, till följd av borrningarna Bambazon och Maligan i SB307/308 som slutfördes utan framgång. Inga väsentliga prospekteringsutgifter kostnadsfördes under det tredje kvartalet 2016.

Övriga rörelsekostnader

Övriga rörelsekostnader uppgick till 2,1 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till inköp av råolja från tredje part som såldes på marknaden tillsammans med koncernens egen olja.

Försäljning av tillgångar

Försäljning av tillgångar medförde en förlust om 3,5 MUSD (– MUSD) under rapporteringsperioden och var hänförlig till försäljningen av bolagets verksamhet i Indonesien som slutfördes den 28 april 2016 och trädde i kraft den 1 oktober 2015. Tillgångarna såldes för en kontant ersättning om 22 MUSD.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 21,3 MUSD (31,2 MUSD) och innehöll en kostnad om 3,4 MUSD (5,9 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 3,4 MUSD (3,5 MUSD) för rapporteringsperioden.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 231,7 MUSD (1,7 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten uppgick till 230,9 MUSD, netto för rapporteringsperioden (378,1 MUSD förlust). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. US dollarn försvagades mot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursvinst hänförlig till det externa lånet i US dollar som har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom förstärktes den norska kronan mot Euron under rapporteringsperioden vilket resulterade i en valutakursvinst på en koncernintern lånebalans i norska kronor. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn. Under rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 31,3 MUSD (108,5 MUSD), netto.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 177,4 MUSD (455,2 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 106,8 MUSD (47,0 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under rapporteringsperioden till ett belopp om 14,4 MUSD (31,4 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden på grund av ökad upplåning för att finansiera investeringar. Resultatet av räntesäkringsavtal uppgick till en förlust om 14,8 MUSD (5,3 MUSD) och ökade i förhållande till jämförelseperioden till följd av den högre fasta räntan som säkrats under 2016.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 38,1 MUSD (9,3 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av koncernens nya kreditfacilitet och den norska kreditfaciliteten för prospektering, över faciliteternas nyttjandetid. Den ej avskrivna delen av de aktiverade finansieringsavgifterna som redovisades i samband med upprättandet av de tidigare kreditfaciliteterna och den kortfristiga revolverande kreditfaciliteten uppgick till 22,3 MUSD och kostnadsfördes under det andra kvartalet 2016.

Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 36,2 MUSD (102,8 MUSD) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 65,1 MUSD (205,5 MUSD) för rapporteringsperioden, av vilken 64,3 MUSD (208,9 MUSD) var hänförlig till skatteåterbetalningen för prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 28,9 MUSD (102,7 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden och inkluderade en uppskjuten skatteintäkt om 10,5 MUSD, hänförlig till kostnadsföringen av de aktiverade finansieringsavgifterna under det andra kvartalet 2016.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för rapporteringsperioden påverkas av resultatposter som inte är skattemässigt avdragsgilla fullt ut, såsom den redovisade valutakursvinsten, prospekteringskostnader i Malaysia och av det särskilda avdraget för skatteändamål som gäller i Norge för utbyggnadsutgifter i enlighet med de skatteregler som gäller för verksamhet offshore.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -3,4 MUSD (-3,4 MUSD), netto och var främst hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 5 191,3 MUSD (4 015,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015 – 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Norge	619,1	232,2	661,7	180,1	880,7
Malaysia	15,4	-0,8	134,7	30,2	130,1
Frankrike	1,9	0,4	15,9	1,5	16,9
Nederländerna	2,1	0,6	2,0	0,3	2,7
Indonesien	0,1	–	-0,6	0,1	-1,1
	638,6	232,4	813,7	212,2	1 029,3

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 619,1 MUSD (661,7 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Under rapporteringsperioden har ett belopp om 15,4 MUSD (134,7 MUSD) redovisats i Malaysia, främst hänförligt till utbyggnadsborrningen A15 på Bertamfältet.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015 – 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Norge	90,3	31,8	268,7	99,7	370,2
Malaysia	20,6	3,2	7,5	2,9	33,3
Frankrike	0,3	0,1	0,4	–	0,4
Ryssland	0,9	0,3	4,1	0,5	5,3
Indonesien	–	–	3,1	0,4	3,1
Nederländerna	0,1	-0,2	1,4	0,2	1,5
	112,2	35,2	285,2	103,7	413,8

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 90,3 MUSD (268,7 MUSD) i Norge, främst hänförliga till utvärderingsborrningen Alta-3 i PL609 som genomfördes under det tredje kvartalet 2016 och borrningarna Fosen i PL544 och Lorry i PL700. I Malaysia redovisades under rapporteringsperioden ett belopp om 20,6 MUSD (7,5 MUSD), främst hänförligt till borrningarna Bambazon och Maligan i block SB307/308.

Olje- och gastillgångarna ökade dessutom per den 30 juni 2016 med 454,9 MUSD, till följd av att den 15-procentiga licensandelen i Edvard Griegfältet förvärvades från Statoil.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 175,6 MUSD (204,3 MUSD) och inkluderade det bokförda värdet för Bertam FPSO:n.

Goodwill hänförlig till redovisningen av Edvard Griegtransaktionen uppgick till 127,1 MUSD (– MUSD) och beskrivs i avsnittet om Edvard Griegtransaktionen ovan.

Finansiella tillgångar uppgick till 6,8 MUSD (10,7 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 6,3 MUSD (4,1 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 15,7 MUSD (13,4 MUSD) och var främst hänförliga till nedskrivningen av Bertamfältet i Malaysia vid slutet av 2015 som har fått till följd att det avskrivningsbara skattemässiga värdet är högre än det bokförda värdet.

Derivatinstrument uppgick till 26,3 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående valutasäkringskontrakt som förfaller efter tolv månader har värderats till verkligt värde.

Övriga anläggningstillgångar uppgick till 67,2 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den norska skatteåterbäringen för innevarande år som kommer att erhållas i november 2017.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 63,5 MUSD (45,6 MUSD) och inkluderade kolvätelager, borrutrustning och operativ utrustning i främst Norge och Malaysia.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 240,8 MUSD (159,3 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 103,4 MUSD (35,2 MUSD) och inkluderade två leveranser från Edvard Grieg som fakturerats den 30 september 2016. Underuttag uppgick till 49,4 MUSD (26,5 MUSD) och var främst hänförliga till en underuttagsposition vid de producerande fälten i Norge. Fordringar på joint operations, uppgick till 49,3 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 27,6 MUSD (29,5 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 8,7 MUSD (14,7 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden för Brynhildfältet varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 2,4 MUSD (5,0 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 15,8 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående valutasäkringskontrakt som förfaller inom tolv månader har värderats till verkligt värde.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 286,4 MUSD (264,7 MUSD), varav 286,1 MUSD var hänförliga till den norska skatteåterbetalningen för 2015 som kommer att erhållas i november 2016.

Likvida medel uppgick till 48,8 MUSD (71,9 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 996,7 MUSD (3 834,8 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 4 105,0 MUSD (3 858,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för kreditfaciliteterna, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, uppgick till 108,3 MUSD (23,2 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas utnyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 471,1 MUSD (379,9 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 459,7 MUSD (368,2 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under rapporteringsperioden till följd av ytterligare åtaganden avseende utbyggnadsprojekt i Norge och 24,2 MUSD var hänförliga till den ytterligare 15-procentiga licensandelen i Edvard Griegfältet som förvärvades den 30 juni 2016. Betalning för infarmning uppgick till 4,8 MUSD (4,6 MUSD) och var hänförlig till en avsättning för betalning för historiska kostnader för block PM307 i Malaysia.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 725,7 MUSD (542,6 MUSD), av vilka 592,8 MUSD (407,9 MUSD) var hänförlig till Norge och inkluderade en uppskjuten skatteskuld om 114,0 MUSD, netto hänförliga till den ytterligare 15-procentiga licensandelen i Edvard Grieg. Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 27,4 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 33,2 MUSD (32,2 MUSD) och var till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 250,9 MUSD (– MUSD) och representerade det belopp som har utnyttjats av den norska kreditfaciliteten för prospektering som är säkrad mot 2015 års skatteåterbetalning för prospektering i Norge. Det kortfristiga lånet kommer att återbetalas i november 2016 när skatteåterbetalningen erhålls.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 297,0 MUSD (349,9 MUSD) och beskrivs i not 13. Förutbetalda intäkter uppgick till 15,9 MUSD (20,2 MUSD) och var hänförliga till en erhållen förskottsbetalning under försäljningsavtalet för olja från Alvheim. När oljan levereras kommer skulden att återföras och intäkten kommer att redovisas i resultaträkningen. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 249,1 MUSD (271,5 MUSD) och var främst hänförliga till utbyggnads- och borraktivitet i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 15,9 MUSD (23,7 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 5,5 MUSD (11,4 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 22,6 MUSD (66,1 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 4,3 MUSD (4,8 MUSD) och var hänförliga till den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -55,8 MSEK (-55,9 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 57,2 MSEK (67,9 MSEK) och finansiella kostnader om 1,5 MSEK, netto (finansiell intäkt om 3,6 MSEK, netto).

Den 30 juni 2016, efter godkännande från extra bolagsstämman, emitterade Lundin Petroleum 27 580 806 nya aktier till Statoil ASA som del av Edvard Griegtransaktionen. Bolaget emitterade också ytterligare 1 735 309 nya aktier och överförde 2 miljoner egna aktier till Statoil ASA för en kontant ersättning om 544,1 MSEK, baserat på en aktiekurs om 145,66 SEK per aktie. Dessa tre aktierelaterade transaktioner ökade bolagets aktiekapital/övrigt tillskjutet kapital med 4 533,8 MSEK.

Till följd av försäljningen av de 2 miljoner egna aktierna till Statoil ASA, innehar bolaget inga egna aktier per den 30 september 2016.

Ställda säkerheter till ett belopp om 9 510,2 MSEK (3 569,7 MSEK) var hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med 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, vilka beskrivs nedan.

Sedan den 30 juni har koncernen sålt olja och därmed sammanhängande produkter till Statoil Group till ett belopp av 61,1 MUSD, till marknadsmässiga villkor.

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,3 MUSD) från närstående i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade 0,3 MUSD (0,2 MUSD) till närstående i ersättning för erhållna tjänster.

Likviditet

I februari 2016 ersatte Lundin Petroleum sin existerande kreditfacilitet om 4,0 miljarder USD, vars avtalade belopp skulle ha minskats från och med juni 2016 och förfallit 2019, med en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om upp till 5,0 miljarder USD, med ett initialt avtalat belopp om 4,3 miljarder USD. Det avtalade beloppet har sedan ökat till 5,0 miljarder USD. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat 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 2016 var 1 103,2 MUSD (422,9 MUSD) och representerade de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta koncernbolagen, vilkas aktier är pantsatta som beskrivs i avsnittet om moderbolaget ovan.

I april 2015 ingick Lundin Petroleum en kreditfacilitet för prospektering om 4,5 miljarder NOK från tio internationella banker. Faciliteten är säkrad mot den skatteåterbetalning som Lundin Norway erhåller för prospekterings- och utvärderingsaktiviteter

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2016

på den norska kontinentalsockeln och löper fram till slutet av 2016. Till följd av 2014 års skatteåterbetalning för prospektering i Norge som erhöles i december 2015 minskades facilitetens storlek till 2,15 miljarder NOK. Det utestående beloppet under faciliteten per den 30 september 2016 var 2,02 miljarder NOK och beloppet kommer att återbetalas i november 2016 när skatteåterbetalningen för prospektering erhålls och kreditfaciliteten kommer då att avslutas.

I mars 2016 ingick Lundin Petroleum en revolverande kreditfacilitet om 300 MUSD för en period om sex månader med option att förlänga ytterligare tre månader. Denna facilitet avslutades med verkan från den 30 juni 2016, till följd av att det avtalade beloppet för koncernens reservbaserade kreditfacilitet om 5,0 miljarder ökades och Edvard Griegtransaktionen slutfördes.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petroliam 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 2016 var 10,5 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

Inga händelser som förväntas ha en betydande effekt på denna finansiella rapport har inträffat efter rapporteringsperiodens slut.

Aktiedata

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 478 713 SEK, vilket motsvarar 340 386 445 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK (avrundat).

Ersättningar

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2015 och i aktieägarinformationen inför årsstämman 2016, vilken finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2014, 2015 och 2016 års unit bonus program per den 30 september 2016 var 117 433 respektive 277 928 och 360 099.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2016 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2016 och kostnaden för 2016 redovisas från och med det andra halvåret 2016. Det totala antalet rättigheter för 2016 uppgick till 530 503 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2016, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 89,30 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2015 gäller från och med den 1 juli 2015 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter för 2015 uppgick till 694 011 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2015, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 91,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen.

Programmet för 2014 gäller från och med den 1 juli 2014 och summan av antalet utestående rättigheter uppgick för 2014 till 602 554 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2014, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen.

Redovisningsprinciper

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

Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2015.

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 svenska kronor eller Euro, varför moderbolagets finansiella rapporter presenteras endast i svenska kronor och inte i US dollar.

Risker och riskhantering

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

En detaljerad analys av Lundin Petroleums strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleums årsredovisning 2015.

Derivatinstrument

I september 2016 ingick Lundin Petroleum ytterligare valutasäkringskontrakt för att möta del av bolagets framtida kapitalbehov i NOK som innefattar ytterligare valutasäkring för utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Per den 30 september 2016 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
997,8 MNOK	118,5 MUSD	8,42 NOK: 1 USD	okt 2016 – dec 2016
3 492,6 MNOK	423,6 MUSD	8,25 NOK: 1 USD	jan 2017 – dec 2017
3 493,0 MNOK	424,2 MUSD	8,23 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
1 672,4 MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

Per den 30 september 2016, har Lundin Petroleum också ingått följande räntesäkringskontrakt:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Ränta per år	Likvidperiod
2 000	1,50%	okt 2016 – dec 2016
1 500	2,32%	jan 2017 – dec 2017
1 000	3,06%	jan 2018 – 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 2016		30 sep 2015		31 dec 2015	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,4087	8,0517	7,9077	8,5017	8,0637	8,8090
1 USD motsvarar Euro	0,8962	0,8959	0,8973	0,8926	0,9012	0,9185
1 USD motsvarar Rubel	68,4272	63,1789	57,7152	65,3768	61,2881	74,1009
1 USD motsvarar SEK	8,3997	8,6202	8,4089	8,3980	8,4303	8,4408

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Intäkter	1	774,0	317,4	433,3	154,2	569,3
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-169,2	-55,9	-114,6	-50,1	-150,3
Avskrivningar och återställningskostnader		-334,9	-135,0	-176,6	-78,1	-260,6
Avskrivningar av övriga tillgångar		-23,4	-7,8	-16,5	-8,3	-23,7
Prospekteringskostnader		-70,3	-1,4	-116,3	-9,4	-184,1
Övriga rörelsekostnader		-2,1	-2,1	–	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	–	–	-737,0
Bruttoresultat	3	174,1	115,2	9,3	8,3	-786,4
Försäljning av tillgångar		-3,5	–	–	–	–
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-21,3	-6,7	-31,2	-6,8	-39,5
Rörelseresultat		149,3	108,5	-21,9	1,5	-825,9
Finansiella poster						
Finansiella intäkter	4	231,7	136,0	1,7	0,4	7,4
Finansiella kostnader	5	-177,4	-51,8	-455,2	-230,2	-617,9
		54,3	84,2	-453,5	-229,8	-610,5
Resultat före skatt		203,6	192,7	-475,4	-228,3	-1 436,4
Inkomstskatt	6	36,2	-18,9	102,8	26,7	570,1
Periodens resultat		239,8	173,8	-372,6	-201,6	-866,3
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		243,2	174,9	-369,2	-200,4	-861,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-3,4	-1,1	-3,4	-1,2	-4,6
		239,8	173,8	-372,6	-201,6	-866,3
Resultat per aktie – USD ¹		0,76	0,51	-1,19	-0,65	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹		0,75	0,51	-1,19	-0,65	-2,79

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015 – 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Periodens resultat	239,8	173,8	-372,6	-201,6	-866,3
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	22,0	5,6	-67,0	-49,4	-81,7
Kassaflödessäkring	109,5	44,2	1,3	-17,2	6,9
Finansiell tillgång som kan säljas	1,8	0,6	-2,8	-2,2	-3,7
Övrigt totalresultat efter skatt	133,3	50,4	-68,5	-68,8	-78,5
Totalresultat	373,1	224,2	-441,1	-270,4	-944,8
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	372,6	224,8	-435,2	-265,0	-934,8
Innehav utan bestämmande inflytande	0,5	-0,6	-5,9	-5,4	-10,0
	373,1	224,2	-441,1	-270,4	-944,8

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 september 2016	31 december 2015
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 191,3	4 015,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		175,6	204,3
Goodwill		127,1	–
Finansiella tillgångar	8	6,8	10,7
Uppskjutna skattefordringar		15,7	13,4
Derivatinstrument	14	26,3	–
Övriga anläggningstillgångar	9	67,2	–
Summa anläggningstillgångar		5 610,0	4 243,8
Omsättningstillgångar			
Lager		63,5	45,6
Kundfordringar och andra fordringar	10	240,8	159,3
Derivatinstrument	14	15,8	–
Kortfristiga skattefordringar		286,4	264,7
Likvida medel		48,8	71,9
Summa omsättningstillgångar		655,3	541,5
SUMMA TILLGÅNGAR		6 265,3	4 785,3
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		410,9	-498,2
Innehav utan bestämmande inflytande		24,6	24,1
Summa eget kapital		435,5	-474,1
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	3 996,7	3 834,8
Avsättningar	12	471,1	379,9
Uppskjutna skatteskulder		725,7	542,6
Derivatinstrument	14	27,4	48,4
Övriga långfristiga skulder		33,2	32,2
Summa långfristiga skulder		5 254,1	4 837,9
Kortfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	250,9	–
Leverantörsskulder och andra skulder	13	297,0	349,9
Derivatinstrument	14	22,6	66,1
Kortfristiga skatteskulder		0,9	0,7
Avsättningar	12	4,3	4,8
Summa kortfristiga skulder		575,7	421,5
Summa skulder		5 829,8	5 259,4
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		6 265,3	4 785,3

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	239,8	173,8	-372,6	-201,6	-866,3
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	70,3	1,4	116,3	9,4	184,1
Avskrivningar och nedskrivningar	361,7	143,9	196,7	87,8	286,9
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	737,0
Aktuell skatt	-65,1	-22,4	-205,5	-72,7	-280,6
Uppskjuten skatt	28,9	41,3	102,7	46,0	-289,5
Långsiktiga incitamentsprogram	9,3	2,5	11,6	1,8	15,2
Valutakursdifferenser	-262,2	-133,2	269,6	172,6	374,6
Räntekostnader	106,8	33,2	47,0	19,2	71,3
Aktiverade finansieringsavgifter	38,1	6,0	9,3	3,2	12,4
Övriga	21,0	4,5	25,1	11,9	28,5
Erhållen ränta	0,5	0,1	0,4	0,1	6,1
Betald ränta	-114,5	-39,4	-77,3	-30,5	-110,1
Erhållen/betald skatt	4,2	1,1	0,2	0,1	335,6
Förändringar i rörelsekapital	46,9	36,9	-81,1	24,1	-193,7
Summa kassaflöde från verksamheten	485,7	249,7	42,4	71,4	311,5
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-750,8	-267,8	-1 098,9	-315,9	-1 443,3
Investering i övriga anläggningstillgångar	1,3	-0,2	-34,5	-2,1	-36,0
Investering i dotterbolag	–	–	-0,1	-0,1	-0,1
Investering i övriga aktier och andelar	–	–	-3,7	–	-3,7
Betalda återställningskostnader	-10,1	-0,4	-9,6	-5,5	-10,6
Avyttring av anläggningstillgångar ¹	23,7	–	–	–	–
Övriga ²	30,9	-0,1	-0,5	–	-0,5
Summa kassaflöde från investeringar	-705,0	-268,5	-1 147,3	-323,6	-1 494,2
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	248,1	40,4	1 075,4	210,6	1 171,0
Betalda finansieringsavgifter	-114,3	-7,3	-3,2	-0,1	-3,3
Nyemission aktier/ Försäljning av egna aktier ³	64,1	–	–	–	–
Summa kassaflöde från finansiering	197,9	33,1	1 072,2	210,5	1 167,7
Förändring av likvida medel	-21,4	14,3	-32,7	-41,7	-15,0
Likvida medel vid periodens början	71,9	34,4	80,5	93,0	80,5
Valutakursdifferenser i likvida medel	-1,7	0,1	5,2	1,7	6,4
Likvida medel vid periodens slut	48,8	48,8	53,0	53,0	71,9

1 Kontant ersättning erhållen för försäljningen av verksamheten i Indonesien, vilken inkluderar betalning av rörelsekapital.

2 Kontant ersättning erhållen vid slutförandet av Edvard Griegtransaktionen med Statoil ASA.

3 Kontant ersättning erhållen från Statoil ASA för ytterligare nyemitterade aktier och försäljning av egna aktier.

Koncernens förändringar i eget kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare					Summa eget kapital
	Aktie - kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
Balans per den 1 januari 2015	0,5	8,8	422,2	431,5	34,2	465,7
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-369,2	-369,2	-3,4	-372,6
Övrigt totalresultat	–	-66,0	–	-66,0	-2,5	-68,5
Summa totalresultat	–	-66,0	-369,2	-435,2	-5,9	-441,1
Transaktioner med ägare						
Värde av tjänster från anställda	–	–	4,6	4,6	–	4,6
	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Summa transaktioner med ägare	–	–	4,6	4,6	-0,1	4,5
Den 30 september 2015	0,5	-57,2	57,6	0,9	28,2	29,1
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-492,5	-492,5	-1,2	-493,7
Övrigt totalresultat	–	-7,1	–	-7,1	-2,9	-10,0
Summa totalresultat	–	-7,1	-492,5	-499,6	-4,1	-503,7
Transaktioner med ägare						
Värde av tjänster från anställda	–	–	0,5	0,5	–	0,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	0,5	0,5	–	0,5
Den 31 december 2015	0,5	-64,3	-434,4	-498,2	24,1	-474,1
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	243,2	243,2	-3,4	239,8
Övrigt totalresultat	–	129,4	–	129,4	3,9	133,3
Summa totalresultat	–	129,4	243,2	372,6	0,5	373,1
Transaktioner med ägare						
Emittering av aktier/Försäljning av egna aktier	–	534,1	–	534,1	–	534,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	2,4	2,4	–	2,4
Summa transaktioner med ägare	–	534,1	2,4	536,5	–	536,5
Den 30 september 2016	0,5	599,2	-188,8	410,9	24,6	435,5

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Olja	669,4	273,5	358,6	143,9	436,5
Kondensat	9,8	4,1	0,4	0,1	0,6
Gas	58,9	16,8	66,4	20,8	83,9
Försäljning av olja och gas	738,1	294,4	425,4	164,8	521,0
Förändring i under- och överuttagsposition	19,4	17,6	-7,7	-17,4	25,6
Övriga intäkter	16,5	5,4	15,6	6,8	22,7
Intäkter	774,0	317,4	433,3	154,2	569,3

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Utvinningsskostnader	124,8	41,1	88,3	32,5	121,1
Tariff- och transportkostnader	29,9	11,4	8,1	2,3	11,8
Direkta produktionsskatter	2,5	0,9	2,6	1,1	3,5
Förändring i lager	-4,0	-2,4	-5,8	-0,3	-12,6
Övriga	16,0	4,9	21,4	14,5	26,5
	169,2	55,9	114,6	50,1	150,3

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Norge					
Olja	551,8	231,3	271,0	104,1	314,6
Kondensat	9,4	3,9	–	–	–
Gas	38,7	13,3	26,6	7,7	33,0
Försäljning av olja och gas	599,9	248,5	297,6	111,8	347,6
Förändring i under- och överuttagsposition	19,5	17,7	-7,7	-17,2	25,9
Övriga intäkter	0,9	0,3	1,6	0,5	2,0
Intäkter	620,3	266,5	291,5	95,1	375,5
Produktionskostnader	-128,6	-46,3	-81,1	-36,4	-104,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-270,1	-113,1	-109,3	-44,0	-158,9
Prospekteringskostnader	-57,8	-2,0	-115,3	-9,4	-146,5
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar	–	–	–	–	-526,0
Bruttoresultat	163,8	105,1	-14,2	5,3	-560,4

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3 – Segmentinformation forts. MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Frankrike					
Olja	30,2	8,9	43,3	10,0	50,6
Försäljning av olja och gas	30,2	8,9	43,3	10,0	50,6
Förändring i under- och överruttagsposition	0,2	–	–	-0,2	-0,2
Övriga intäkter	0,9	0,3	1,1	0,4	1,5
Intäkter	31,3	9,2	44,4	10,2	51,9
Produktionskostnader	-16,5	-4,2	-18,8	-5,2	-25,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-10,7	-3,5	-12,0	-3,7	-15,5
Prospekteringskostnader	–	–	-0,6	–	-0,6
Bruttoresultat	4,1	1,5	13,0	1,3	10,7
Nederländerna					
Olja	–	–	0,1	0,1	0,1
Kondensat	0,4	0,2	0,4	0,1	0,6
Gas	10,9	3,5	18,8	6,5	24,0
Försäljning av olja och gas	11,3	3,7	19,3	6,7	24,7
Förändring i under- och överruttagsposition	-0,3	-0,1	–	–	-0,1
Övriga intäkter	1,3	0,3	1,3	0,4	1,8
Intäkter	12,3	3,9	20,6	7,1	26,4
Produktionskostnader	-7,7	-2,3	-9,0	-3,2	-12,0
Avskrivningar och återställningskostnader	-7,8	-2,5	-8,2	-2,7	-10,7
Prospekteringskostnader	–	–	-0,4	–	-0,7
Bruttoresultat	-3,2	-0,9	3,0	1,2	3,0
Malaysia					
Olja	85,3	31,2	44,2	29,7	71,2
Försäljning av olja och gas	85,3	31,2	44,2	29,7	71,2
Övriga intäkter	11,3	3,8	7,0	3,5	10,8
Intäkter	96,6	35,0	51,2	33,2	82,0
Produktionskostnader	-15,0	-3,1	-3,1	-4,7	-4,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-46,3	-15,9	-38,0	-24,8	-66,4
Avskrivningar av övriga tillgångar	-23,4	-7,8	-16,5	-8,3	-23,7
Prospekteringskostnader	-13,1	–	–	–	-36,3
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-191,8
Bruttoresultat	-1,2	8,2	-6,4	-4,6	-240,6
Indonesien					
Gas	9,3	–	21,0	6,6	26,9
Försäljning av olja och gas	9,3	–	21,0	6,6	26,9
Övriga intäkter	–	–	–	–	–
Intäkter	9,3	–	21,0	6,6	26,9
Produktionskostnader	-1,4	–	-2,6	-0,6	-4,3
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	-9,1	-2,9	-9,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-19,2
Bruttoresultat	7,9	–	9,3	3,1	-5,7

Not 3 – Segmentinformation forts. MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Övrigt					
Olja	2,1	2,1	–	–	–
Försäljning av olja och gas	2,1	2,1	–	–	–
Övriga intäkter	2,1	0,7	4,6	2,0	6,6
Intäkter	4,2	2,8	4,6	2,0	6,6
Prospekteringskostnader	0,6	0,6	–	–	–
Övriga rörelsekostnader	-2,1	-2,1	–	–	–
Bruttoresultat	2,7	1,3	4,6	2,0	6,6

Summa					
Olja	669,4	273,5	358,6	143,9	436,5
Kondensat	9,8	4,1	0,4	0,1	0,6
Gas	58,9	16,8	66,4	20,8	83,9
Försäljning av olja och gas	738,1	294,4	425,4	164,8	521,0
Förändring i under- och överruttagsposition	19,4	17,6	-7,7	-17,4	25,6
Övriga intäkter	16,5	5,4	15,6	6,8	22,7
Intäkter	774,0	317,4	433,3	154,2	569,3
Produktionskostnader	-169,2	-55,9	-114,6	-50,1	-150,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-334,9	-135,0	-176,6	-78,1	-260,6
Avskrivningar av övriga tillgångar	-23,4	-7,8	-16,5	-8,3	-23,7
Prospekteringskostnader	-70,3	-1,4	-116,3	-9,4	-184,1
Övriga rörelsekostnader	-2,1	-2,1	–	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-737,0
Bruttoresultat	174,1	115,2	9,3	8,3	-786,4

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 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Valutakursvinst, netto	230,9	135,8	–	–	–
Ränteintäkter	0,5	0,1	0,5	0,2	6,1
Garanti-intäkter	0,2	0,1	0,7	–	0,7
Övriga	0,1	-	0,5	0,2	0,6
	231,7	136,0	1,7	0,4	7,4

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Räntekostnader	106,8	33,2	47,0	19,2	71,4
Valutakursförlust, netto	–	–	378,1	201,4	507,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	14,8	5,2	5,3	1,8	6,9
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	10,7	4,0	7,5	2,7	10,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	38,1	6,0	9,3	3,2	12,4
Engagemangavgifter för lånefacilitet	6,4	3,1	6,7	1,5	7,7
Övriga	0,6	0,3	1,3	0,4	2,2
	177,4	51,8	455,2	230,2	617,9

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015 – 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Aktuell skatt	-65,1	-22,4	-205,5	-72,7	-280,6
Uppskjuten skatt	28,9	41,3	102,7	46,0	-289,5
	-36,2	18,9	-102,8	-26,7	-570,1

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 sep 2016	31 dec 2015
Norge	4 200,0	2 987,5
Malaysia	278,3	301,6
Frankrike	183,1	187,0
Nederländerna	27,2	31,5
Ryssland	502,7	490,2
Indonesien	–	17,6
	5 191,3	4 015,4

Not 8 – Finansiella tillgångar MUSD	30 sep 2016	31 dec 2015
Övriga aktier och andelar	6,3	4,1
Brynhild kostnadsdelning	–	5,5
Övriga	0,5	1,1
	6,8	10,7

Not 9 – Övriga anläggningstillgångar MUSD	30 sep 2016	31 dec 2015
Bolagsskatt	67,2	–
	67,2	–

Not 10 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 sep 2016	31 dec 2015
Kundfordringar	103,4	35,2
Underuttag	49,4	26,5
Fordringar på Joint operations	49,3	48,4
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	27,6	29,5
Brynhild kostnadsdelning	8,7	14,7
Övriga	2,4	5,0
	240,8	159,3

Not 11 – Finansiella skulder		
MUSD	30 sep 2016	31 dec 2015
Långfristiga		
Banklån	4 105,0	3 858,0
Aktiverade finansieringskostnader	-108,3	-23,2
	3 996,7	3 834,8
Kortfristiga		
Banklån	250,9	–
	250,9	–
	4 247,6	3 834,8

Not 12 – Avsättningar		
MUSD	30 sep 2016	31 dec 2015
Långfristiga		
Återställningskostnader	459,7	368,2
Långsiktiga incitamentsprogram	1,8	2,2
Betalning för infarmning	4,8	4,6
Övriga	4,8	4,9
	471,1	379,9
Kortfristiga		
Långsiktiga incitamentsprogram	4,3	4,8
	4,3	4,8
	475,4	384,7

Not 13 – Leverantörsskulder och övriga skulder		
MUSD	30 sep 2016	31 dec 2015
Leverantörsskulder	10,6	23,1
Förutbetalda intäkter	15,9	20,2
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	249,1	271,5
Övriga upplupna kostnader	15,9	23,7
Övriga	5,5	11,4
	297,0	349,9

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 14 – 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 2016

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	6,3	–	–
Derivatinstrument – långfristiga	–	26,3	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	15,8	–
	6,3	42,1	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	27,4	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	22,6	–
	–	50,0	–

31 december 2015

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	4,1	–	–
	4,1	–	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	48,4	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	66,1	–
	–	114,5	–

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden.

Verkligt värde av de finansiella tillgångarna bedöms överensstämma med bokfört värde. Det verkliga värdet av derivatinstrumenten beräknas genom att använda kurvan för terminsräntan och terminskursen för räntesäkrings- respektive valutasäkringskontrakten. Samtliga motparter i säkringskontrakten är banker som ingår i kreditfaciliteten.

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Intäkter	2,9	1,0	8,4	0,9	8,7
Administrationskostnader	-57,2	-20,3	-67,9	-17,3	-89,6
Rörelseresultat	-54,3	-19,3	-59,5	-16,4	-80,9
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	2,7	0,9	3,7	1,2	4,6
Finansiella kostnader	-4,2	–	-0,1	-0,1	-1,8
	-1,5	0,9	3,6	1,1	2,8
Resultat före skatt	-55,8	-18,4	-55,9	-15,3	-78,1
Inkomstskatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	-55,8	-18,4	-55,9	-15,3	-78,1

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Periodens resultat	-55,8	-18,4	-55,9	-15,3	-78,1
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	-55,8	-18,4	-55,9	-15,3	-78,1
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-55,8	-18,4	-55,9	-15,3	-78,1
	-55,8	-18,4	-55,9	-15,3	-78,1

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 september 2016	31 december 2015
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	12 256,6	7 871,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,1	0,2
Fordringar på koncernbolag	–	–
Summa anläggningstillgångar	12 256,7	7 872,0
Omsättningstillgångar		
Fordringar	19,0	17,5
Likvida medel	4,5	0,4
Summa omsättningstillgångar	23,5	17,9
SUMMA TILLGÅNGAR	12 280,2	7 889,9
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	12 260,4	7 782,4
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,4	0,4
Skulder till koncernbolag	10,7	100,7
Summa långfristiga skulder	11,1	101,1
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	8,7	6,4
Summa kortfristiga skulder	8,7	6,4
Summa skulder	19,8	107,5
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	12 280,2	7 889,9
Ställda säkerheter	9 510,2	3 569,7

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-55,8	-18,4	-55,9	-15,3	-78,1
Ej kassaflödespåverkande poster	15,5	2,4	0,1	–	0,3
Förändringar i rörelsekapital	0,9	5,2	56,1	14,2	-23,8
Summa kassaflöde från verksamheten	-39,4	-10,8	0,3	-1,1	-101,6
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga fordringar	10,6	10,6	–	–	–
Förändring av långfristiga skulder	-508,7	-0,8	–	–	100,4
Nyemission/avyttring egna aktier	544,1	–	–	–	–
Summa kassaflöde från finansiering	46,0	9,8	–	–	100,4
Förändring av likvida medel	6,6	-1,0	0,3	-1,1	-1,2
Likvida medel vid periodens början	0,4	5,5	1,8	2,9	1,8
Valutakursdifferenser i likvida medel	-2,5	–	-0,2	0,1	-0,2
Likvida medel vid periodens slut	4,5	4,5	1,9	1,9	0,4

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktiekapital	Reservfond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	
Den 1 januari 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5
Totalresultat	–	–	–	-55,9	-55,9	-55,9
Den 30 september 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 644,8	6 940,1	7 804,6
Totalresultat	–	–	–	-22,2	-22,2	-22,2
Den 31 december 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 622,6	6 917,9	7 782,4
Totalresultat	–	–	–	-55,8	-55,8	-55,8
Nyemittering/försäljning av egna aktier	0,3	–	4 533,5	–	4 533,5	4 533,8
Summa transaktioner med ägare	0,3	–	4 533,5	–	4 533,5	4 533,8
Den 30 september 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 566,8	11 395,6	12 260,4

Finansiella nyckeltal

Lundin Petroleum tillämpar alternativa nyckeltal i de finansiella rapporterna i enlighet med ESMA:s riktlinjer (European Securities and Markets Authority). Definitioner av nyckeltal beskrivs nedan.

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2016– 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016– 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015 – 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Intäkter	774,0	317,4	433,3	154,2	569,3
EBITDA	584,7	253,8	291,1	98,7	384,7
Periodens resultat	239,8	173,8	-372,6	-201,6	-866,3
Operativt kassaflöde	667,8	281,9	524,3	177,0	699,6
Nyckeltal, per aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	1,21	1,21	0,00	0,00	-1,61
Operativt kassaflöde per aktie	2,08	0,83	1,70	0,57	2,26
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,51	0,73	0,14	0,23	1,01
Resultat per aktie	0,76	0,51	-1,19	-0,65	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning	0,75	0,51	-1,19	-0,65	-2,79
EBITDA per aktie	1,82	0,75	0,94	0,32	1,24
EBITDA per aktie efter full utspädning	1,81	0,74	0,94	0,32	1,24
Utdelning per aktie	–	–	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	311 070 330	311 070 330	311 070 330
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	320 842 368	340 386 445	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	322 271 559	341 815 636	309 854 784	309 854 784	310 019 890
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	146,20	146,20	107,80	107,80	122,60
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%) ¹	-1 243	-901	-151	-81	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	2	2	-1	0	-26
Netto skuldsättningsgrad (%) ¹	1 048	1 048	422 975	422 975	–
Soliditet (%)	7	7	1	1	-10
Andel riskbärande kapital (%)	18	18	17	17	1
Räntetäckningsgrad	1	2	-1	0	-11
Operativt kassaflöde/räntekostnader	5	7	10	8	9
Direktavkastning	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

¹ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 31 december 2015.

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 att utspädningseffekten av utestående tilldelningar under koncernens prestationsbaserade incitamentsprogram tagits i beaktan.

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

EBITDA per aktie efter full utspädning: EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter att utspädningseffekten av utestående tilldelningar under koncernens prestationsbaserade incitamentsprogram tagits i beaktan.

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.

Vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter full utspädning: Antal aktier vid periodens början med förändringar i antalet aktier vägt över tiden för den del av perioden de är utestående efter att utspädningseffekten av utestående tilldelningar under koncernens prestationsbaserade incitamentsprogram tagits i beaktan.

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).

Nettoskultsättningsgrad: 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 2016 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm den 2 november 2016

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari – december 2016) kommer att publiceras den 1 februari 2017.
- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2017) kommer att publiceras den 3 maj 2017.

Årsstämman kommer att hållas den 4 maj 2017 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Maria Hamilton
Informationschef
maria.hamilton@lundin.ch
Tel: +41 22 595 10 00
Tel: +46 8 440 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: +46 701 11 26 15

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldig att offentliggöra enligt EU:s marknadsmissbruksförordning och lagen om värdepappersmarknaden. Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 2 november 2016 kl. 07.00 CET.

Framåtriktade uttalanden

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

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

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

