



3

Delårsrapport för
NIOMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 30 september 2017

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055



Sammanfattning

Lundin Petroleum rapporterar starka resultat för de första nio månaderna 2017. Höga produktionsnivåer till fortsatt låga verksamhetskostnader och ett högre oljepris har resulterat i en betydande ökning av intäkter, EBITDA och operativt kassaflöde jämfört med samma period 2016.

Höjdpunkter under tredje kvartalet

- Rekordhøgt EBITDA och operativt kassaflöde för kvartalet grundat på hög produktion, låga kostnader och högre oljepris.
- Produktion för kvartalet över prognos. Produktion för helåret förväntas hamna inom övre delen av eller strax över prognosintervallet om 80-85 Mboepd.
- Fortsatt låga verksamhetskostnader som för helåret förväntas bli lägre än prognosen om 4,60 USD per fat.
- Positiv uppdatering av Johan Sverdrupprojektet där Fas 1 är till 60 procent slutförd med ytterligare kostnadsminskningar.
- Helårsprognosen för 2017 års utbyggnadskostnader sänks från 1 085 MUSD till 980 MUSD.

Finansiella resultat

Kvarvarande verksamhet	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Produktion i Mboepd	87,1	89,2	55,3	67,5	59,3
Intäkter i MUSD	1 403,3	517,2	623,8	269,0	950,0
EBITDA i MUSD	1 071,7	382,4	475,8	215,3	752,5
Operativt kassaflöde i MUSD	1 095,5	389,6	557,0	243,0	857,9
Periodens resultat i MUSD	431,8	227,0	263,4	169,8	-399,3
Resultat per aktie i USD ¹	1,28	0,67	0,83	0,52	-0,79
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ¹	1,28	0,67	0,82	0,51	-0,79
Nettoskuld	4 024,0	4 024,0	4 307,1	4 307,1	4 075,5

Beloppen i ovanstående tabell avser kvarvarande verksamhet (inklusive jämförelseperioderna för 2016).

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Kommentar från Alex Schneider, koncernchef och vd för Lundin Petroleum:

"Lundin Petroleum rapporterar ännu ett kvartal med starka resultat och rekordhøgt operativt kassaflöde och EBITDA, tack vare fortsatt hög produktion från våra viktigaste tillgångar. Med dessa utmärkta resultat är vi på god väg mot en produktion för helåret som förväntas hamna inom övre delen av eller strax över prognosintervallet och våra verksamhetskostnader för helåret förväntas bli lägre än prognosen om 4,60 USD per fat.

Utbyggnaden av Johan Sverdrup fortsätter att utvecklas positivt, både vad gäller själva genomförandet av projektet och ytterligare kostnadsminskningar. Fas 1 är nu till 60 procent slutförd och över 40 miljoner arbetstimmar har hittills lagts ned. Kostnaderna för Fas 1 är cirka 25 procent lägre och för Fas 2 cirka 50 procent lägre än när utbyggnadsplanen lämnades in och jag är förvissad om att vi kommer se ytterligare kostnadsbesparingar allteftersom projektet framskrider.

Vi är fortfarande optimistiska över den stora prospekteringspotentialen i södra Barents hav, trots att de senaste resultaten varit en besvikelse. Detta är ett nytt, utforskat område där ytterligare prospektering behövs för att kunna förstå och frigöra dess fulla potential. Före årets slut genomför vi två prospekteringsborrningar på Filicudiförlängningen (Hufsa och Hurri) och vi kommer inom kort att meddela borrprogrammet för 2018 som är inriktat på fler strukturer i södra Barents hav, Utsirahøiden och Mandalhøiden.

Under det tredje kvartalet såg vi en återhämtning av oljepriset till följd av ökad efterfrågan, minskande oljelager och utsikten om en förlängd OPEC kvot. Jag är förvissad om att denna uppgående trend kommer att fortsätta allteftersom vi ser effekterna på utbudssidan till följd av branschens brist på investeringar under de senaste åren. Lundin Petroleum är i en bättre position än någonsin för att kunna dra fördel av den återhämtning vi nu ser på oljemarknaden, med en produktion som förväntas fördubblas mot slutet av 2022 och med rekordlåga verksamhetskostnader på mindre än 5 USD per fat under de närmaste tio åren. Med fokus på kostnadsdisciplin, effektiv drift och hög nivå vad gäller hälsa, säkerhet och miljö kommer Lundin Petroleum fortsätta driva en spännande organisk tillväxtstrategi."

Lundin Petroleum är ett av Europas ledande oberoende bolag för prospektering och produktion av olja och gas. Bolaget fokuserar på verksamhet i Norge och är noterat på NASDAQ Stockholm (ticker "LUPE"). Läs mer om Lundin Petroleum's verksamhet på www.lundin-petroleum.com

Definitioner och förkortningar finns på sidan 35.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum är ett oberoende bolag för prospektering och produktion av olja och gas med fokus på Norge. Avknoppningen av bolagets producerande tillgångar utanför Norge till International Petroleum Corporation (IPC) slutfördes den 24 april 2017 och tillgångarna i Malaysia, Frankrike och Nederländerna redovisas som avyttrad verksamhet.

Samtliga uppgifter och uppdateringar som redovisas i denna verksamhetsrapport avser niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017 (rapporteringsperioden) om inte annat anges.

Kvarvarande verksamhet Norge

Reserver och resurser

Lundin Petroleum har per den 31 december 2016 bevisade och sannolika reserver om 714,1 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe), netto certifierade av oberoende tredje part. Lundin Petroleum har också olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser uppgick per den 31 december 2016 till 249 MMboe, netto enligt bästa estimat.

Produktion

Produktionen uppgick till 87,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 55,3 Mboepd för samma period 2016). Jämfört med produktionsprognosen för rapporteringsperioden var detta 2 procent högre än medianvärdet och strax under det övre intervallet i prognosen. Det goda utfallet beror på kraftfulla anläggningar och hög reservoarprestanda från både Edvard Griegfältet och Alvheimområdet. Lundin Petroleums senast uppdaterade produktionsprognos för helåret 2017 uppgår till mellan 80 och 85 Mboepd. Denna prognos förutsätter att Ivar Aasenfältet till fullo utnyttjar sin avtalsenliga andel av Edvard Griegs ökade anläggningskapacitet, vilket även inkluderar en upptrappning i tilldelad kapacitet från och med fjärde kvartalet 2017. Till följd av hög reservoarprestanda och starka operativa resultat, förväntas Lundin Petroleums produktion för helåret 2017 hamna i den övre delen av eller strax över prognosintervallet.

De totala verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,15 USD per fat och förväntas bli lägre än den reviderade prognosen för helåret om 4,60 USD per fat.

Helårsprognosen för 2017 års utbyggnadskostnader sänks från 1 085 MUSD till 980 MUSD, främst till följd av de kostnadsminskningar som har gjorts för Johan Sverdrupprojektet under 2017.

Produktionen omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge					
Olja	78,6	80,3	49,6	60,6	53,2
Gas	8,5	8,9	5,7	6,9	6,1
Summa produktion	87,1	89,2	55,3	67,5	59,3
Kvantitet i Mboe	23 780,7	8 205,7	15 161,3	6 199,8	21 701,4

Production in Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Edvard Grieg	65% ²	68,0	69,5	38,6	51,0	42,0
Ivar Aasen	1,385%	0,6	0,6	—	—	0,0
Alvheim	15%	13,3	10,9	9,1	9,4	10,0
Volund	35%	2,3	6,6	3,0	2,3	2,7
Bøyla	15%	1,1	1,0	1,8	1,5	1,7
Brynhild	90% ³	1,6	0,4	2,6	3,0	2,6
Gaupe	40%	0,2	0,1	0,2	0,3	0,3
		87,1	89,2	55,3	67,5	59,3

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

² l.a. 50% fram till den 30 juni 2016

³ l.a. kommer att reduceras till 51%

Edvard Griegfältets produktion om 68,0 Mboepd, netto var högre än prognos till följd av ökad anläggningskapacitet, god produktionseffektivitet och hög reservoarprestanda. Tre produktionsborrningar genomfördes med framgång och började producera till planerade produktionsnivåer. Därtill har en tredje vatteninjiceringsborrning slutförts med resultat som är i linje med förväntningarna. De sju produktionsborrningar som hittills genomförts producerar över förväntan och tryckminskningen i reservoaren fortsätter att vara mer gynnsam än väntat.

Den totala utvinningskostnaden för Edvard Griegfältet var 4,68 USD per fat och förväntas bli 4,85 USD per fat för helåret. Utvinningskostnaden, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 3,87 USD per fat och förväntas bli 4,15 USD per fat för helåret.

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Edvard Grieg Southwest 16/1-27 genomförts med framgång och påträffat en oljekolonn om 15 meter, brutto med betydligt bättre sandkvalitet och tjocklek än förväntat. Resultaten från borrningen bekräftar en preliminär ökning av resurserna för den här delen av Edvard Griegfältet om mellan 10 och 30 MMboe, brutto. Det finns potential för ökade resurser i andra delar av fältet och den slutgiltiga effekten på Edvard Griegs totala reserver kommer att beräknas i reservuppdateringen som görs i slutet av 2017. Borrprogrammet i utbyggnadsplanen har nu optimerats med en produktionsborrning och en vatteninjiceringsborrning i syfte att nå den sydvästra delen av fältet.

En fjärde vatteninjiceringsborrning för att nå den sydvästra delen av Edvard Griegfältet pågår och kommer att slutföras i slutet av 2017. Tio av totalt 14 utbyggnadsborrningar har hittills slutförts och borraktiviteter planeras fortsätta till mitten av 2018. Till följd av den höga reservoarprestandan utvärderas möjligheter till kompletterande borrningar med potential att utöka borrprogrammet för 2018.

Ivar Aasenfältets produktion, som går via Edvard Grieganläggningarna, startade i december 2016 och båda fälten har producerat med hög tillförlitlighet. Edvard Griegs produktionseffektivitet om 92 procent var något lägre än förväntat, till följd av planerade kortare driftstopp av både gasexportsystemet SAGE och oljeterminalen Sture, liksom av några oplanerade strömbavbrott under det tredje kvartalet. Produktionseffektiviteten har överstigit denna nivå under perioder och förväntas därför också kunna öka framöver.

Tester har bekräftat att Edvard Grieganläggningarna har kapacitet att producera på en nivå om 145 tusen fat per dag (Mbopd) (produktion från både Edvard Grieg och Ivar Aasen), vilket är 15 procent över anläggningarnas planerade maxnivåer. Nuvarande produktion utnyttjar till fullo denna högre kapacitet samtidigt som den avtalade fördelningen mellan fälten Edvard Grieg och Ivar Aasen respekteras. Den avtalade fördelningen varierar över tid, vilket framgår i detalj av Lundin Petroleums kvartalsvisa produktionsprognoser för 2017.

Ivar Aasenfältets produktion om 0,6 Mboepd, netto var i linje med prognos. Vatteninjicering startade under det andra kvartalet och borrningarna som ingick i utbyggnadsplanen slutfördes under tredje kvartalet 2017.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, var högre än prognos till följd av en högre reservoarprestanda och en bättre produktionseffektivitet från Alvheim FPSO:n om 97 procent. De sammanlagda utvinningskostnaderna för Alvheimområdet var 3,45 USD per fat och förväntas bli 4,08 USD per fat för helåret.

Alvheimfältets produktion om 13,3 Mboepd, netto var högre än prognos. Resultaten från reservoaren fortsätter att vara utmärkta och produktionen från såväl den senaste kompletterande A5-borrningen som Viper- och Kobraborrningarna, vilka började producera under 2016, fortsätter att vara högre än förväntat. Två kompletterande borrningar pågår i Boaområdet med förväntad produktionsstart för båda borrningarna under 2018.

Volundfältets produktion om 2,3 Mboepd, netto var högre än prognos. Två nya kompletterande borrningar har slutförts och tagits i produktion före tidsplan, i juli respektive augusti 2017, båda med produktionsnivåer som överträffar förväntningarna.

Bøylafältets produktion om 1,1 Mboepd, netto var i linje med prognos.

Brynhildfältets produktion om 1,6 Mboepd, netto var lägre än prognos. Fältet har varit under driftstopp de senaste tre månaderna på grund av en flödesbegränsning i oljeledningen till FPSO:n Haewene Brim. Produktion kommer inte att kunna återupptas förrän detta har åtgärdats. Specialutrustning har beställts för att utföra arbetet i november 2017. Brynhildfältets drifttid för rapporteringsperioden om 42 procent var kraftigt påverkad av driftstoppen. Vatteninjiceringsystemet sattes igång igen i februari 2017 och injiceringsnivåerna har sedan dess varit stabila. En överenskommelse har träffats med Shell om ett reviderat serviceavtal för drift och processhantering, vilket kommer att sänka fältets framtida utvinningskostnader.

I juni 2017 meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts avseende försäljning av en licensandel om 39 procent i Brynhildfältet till CapeOmega. Lundin Norway kommer efter transaktionen att fortsätta som operatör för Brynhildfältet med en licensandel om 51 procent. Transaktionen gäller från den 1 januari 2017. Lundin Petroleums långivare har gett sitt medgivande till transaktionen som godkänts av norska staten och den förväntas slutföras i slutet av november 2017.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017

Trots att inga återstående reserver har redovisats för Gaupefältet så producerar fältet alltså periodvis då de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma. Gaupefältets produktion om 0,2 Mboepd, netto var i linje med prognos.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
Johan Sverdrup	Johan Sverdrup	22,6%	Statoil	augusti 2015	2.0 – 3.0 Bn boe	slutet av 2019	660 Mbopd

Johan Sverdrup

Fas 1 av Johan Sverdrupprojektet fortskrider enligt plan och var vid rapporteringsperiodens slut till 60 procent slutförd. Uppförande av samtliga delar för Fas 1 pågår med projektbemanning på toppnivå och över 40 miljoner nedlagda arbetstimmar så långt. Projektet utvecklas väl och kostnaderna för Fas 1 fortsätter att minska.

Tillverkning och montering av stålunderstället för stigrörsplattformen slutfördes vid Kværners varv i Norge och installerades offshore i slutet av juli 2017. Detta är den första riktigt stora offshoreinstallationen på Johan Sverdrupfältet och den slutfördes enligt tidsplan. Installation av tre återstående underställ och fyra processdäck planeras under 2018 och 2019.

Tillverkning och montering av de tre återstående stålunderställen pågår vid Kværners varv på den norska västkusten och vid Dragados varv i Spanien. Aibel och Kvaerner i Norge arbetar för närvarande på totalentreprenadskontrakt (EPC) med uppförandet av borrh- och boendeplattformarna. Kontrakt för upphandling och ingenjörsarbeten för stigrörs- och processplattformarna har tilldelats Aker Solutions och uppförande av dessa pågår vid Samsung Heavy Industries i Korea. De tre stora moduler som utgör borrhplattformens processdäck skeppades på en pråm som planerat i september 2017 och befinner sig nu i Haugesund i Norge för färdigställande och sammankoppling. Installation av fyra borrhramar och tillhörande rörledning för vatteninjicering har slutförts. Dessutom pågår byggnadsarbete med strömförsörjningssystemet från land i Haugsneset samt för landanslutningen av oljepipelin i Mongstad.

Förborrning av utbyggnadsborrningarna påbörjades i mars 2016 och åtta produktionsborrningar slutfördes under 2016 med resultat i linje med förväntan. Tre pilotborrningar i syfte att underlätta placeringen av utbyggnadsborrningarna har genomförts med resultat enligt eller bättre än prognos. Därutöver är förborrning av tio vatteninjiceringsborrningar långt framskriden med nio slutförda borrningar och resultat i linje med förväntningarna. Borrningarna fortskrider betydligt före tidsplan.

När utbyggnadsplanen för Fas 1 lämnades in i februari 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för Fas 1 till 123 miljarder NOK (nominellt värde). Den senaste kostnadsuppskattningen, som offentliggjordes av Statoil i september 2017, har reducerats med ytterligare 5 miljarder NOK till 92 miljarder NOK (nominellt värde) tack vare effektivare projektgenomförande. Detta motsvarar en kostnadsbesparing på 25 procent jämfört med utbyggnadsplanens ursprungliga uppskattning, exklusive ytterligare valutakursvinster som uppkommer vid en omräkning till USD. Produktionskapaciteten för Fas 1 uppskattas till 440 Mbopd, brutto och produktion förväntas starta i slutet av 2019.

Partnerskapet för Johan Sverdrup har beslutat att fortsätta med konceptvalet (DG2) för projektets Fas 2. Detta kommer att innefatta installation av ytterligare en processanläggningsplattform sammanlänkad med fältcentret för Fas 1, samt fler anläggningar för att möjliggöra inkoppling av 28 ytterligare borrningar för att kunna nå fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsøy och Geitungen. Dessa ytterligare anläggningar kommer att bidra till en platåproduktion för hela fältet om 660 Mbopd, brutto. Kostnaderna för Fas 2 uppskattas till mellan 40 och 55 miljarder NOK (nominellt värde) och motsvarar en 50-procentig minskning jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen för Fas 1. Detta till följd av en kombination av ändrade marknadsförhållanden och optimering av konceptet för Fas 2. Kontrakt för en så kallad FEED-studie (Front-End Engineering Design) i syfte att bestämma tekniska krav och göra kostnadsuppskattningar för Fas 2 har tilldelats Aker Solutions för processanläggningsplattformen, Kvaerner för understället och Siemens för utvidgning av anläggningarna för strömförsörjning från land. Utbyggnadsplanen för Fas 2 beräknas att lämnas in under andra delen av 2018 och produktion förväntas starta 2022.

Under rapporteringsperioden meddelade Statoil att resurserna för Johan Sverdrupfältet ökat till mellan 2,0 och 3,0 miljarder boe, brutto varav 95 procent är olja.

De sammanlagda utbyggnadskostnaderna för hela fältet (Fas 1 och Fas 2) har sänkts från utbyggnadsplanens ursprungliga uppskattning om 207 miljarder NOK till mellan 132 och 147 miljarder NOK (nominellt värde). Breakeven-priset för hela fältet uppskattas nu till mindre än 25 USD per fat.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2017

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL265	Statoil	22,6%	16/2-22S (Johan Sverdrup - Tonjer)	januari 2017	slutförd i februari 2017
PL338	Lundin Norway	65%	16/1-27 (Edvard Grieg Southwest)	mars 2017	slutförd i april 2017
PL492	Lundin Norway	40%	7120/1-5 (Gohta-3)	mars 2017	slutförd i maj 2017
PL609	Lundin Norway	40%	7220/11-4 (Alta-4)	juni 2017	slutförd i juli 2017, sidospårsborrning slutförd i augusti 2017

I februari 2017 meddelades att Tonjorborrningen, som testat en möjlig nordlig förlängning av Johan Sverdrupfältet, påträffat en oljekolonn om 16 meter i Draupnerreservoar av sämre kvalitet än Johan Sverdrupreservoaren. Detta resultat påverkar inte utbyggnaden av Johan Sverdrup eller fältets resurser. Partnerskapet kommer att analysera resultaten från borringen för att utvärdera möjliga framtida utbyggnadsmöjligheter.

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Edvard Grieg Southwest slutförts. Resultaten från denna borring redovisas i avsnittet om Produktion ovan.

I maj 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Gohta-3, belägen i PL492 cirka 4 km norr om den ursprungliga fyndighetsborrningen, påträffat en sekvens med karbonater från permperiod om 300 meter, brutto av dålig reservoarkvalitet. Till följd av denna borring kommer resursestimatet för Gohtafyndigheten att reduceras och en uppdatering av resurserna kommer att ges vid årets slut. Gohta betraktas som en satellitmöjlighet till den större närliggande Altafyndigheten och detta resultat påverkar inte utvärderings- och utbyggnadsplanerna för Alta.

I juli 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Alta-4, belägen cirka 2 km söder om den ursprungliga fyndighetsborrningen, påträffat en kolvätekolonn om 48 meter, brutto varav 4 meter gas och 44 meter olja, i en sekvens med sedimentär bergart från perm- och triasperiod med skiftande reservoaregenskaper. Tryckdata visar samma flödeskontakter och tryckpunkter som observerats i tidigare borringar av Altafyndigheten, vilket bekräftar en god kommunikation genom hela den stora Altastrukturen. Ett produktionstest i oljezonen, som genomfördes vid lågt tryck och begränsades av riggens provanläggningar, producerade med ett stabilt flöde om 6 050 bopd. Produktionstestet bekräftade mycket goda reservoaregenskaper och god lateral förlängning av reservoarerna från perm- och triasperiod. I augusti 2017 slutfördes en sidospårsborrning cirka 900 meter norr om Alta-4, vilken bekräftade reservoarens sekvens och flödeskontakter. Ett eventuellt förlängt borrtest vid Alta planeras för 2018.

Lundin Petroleum har ett hyreskontrakt med Ocean Rig gällande den halvt nedsänkbara riggen Leiv Eiriksson med flexibel löptid och ett flertal möjliga borroptioner för bolaget att utnyttja. För närvarande planeras samtliga borringar i södra Barents hav där Lundin Petroleum är operatör att utföras med denna rigg under 2017/2018 års borrprogram.

Lundin Petroleum har säkrat ett hyreskontrakt med COSL Offshore Management gällande den halvt nedsänkbara riggen COSL Innovator med flexibel löptid och ett flertal möjliga borroptioner för ett borrprogram i Utsirahöjden under 2018. Riggen kommer att användas för utvärderingsborringar av Luno II i PL359 och Rolvsnes i PL338C. Ytterligare borringar övervägs i 2018 års budgetprocess. Både Luno II och Rolvsnes kan potentiellt byggas ut genom en återkoppling längs havsbotten till Edvard Griegplanläggningarna. Borrningar planeras att påbörjas under första kvartalet 2018.

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2017

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
Södra Barents hav						
PL533	7219/12-1	november 2016	Filicudi	35%	Lundin Norway	olje- och gasfyndighet
PL859	7435/12-1	augusti 2017	Korpfjell	15%	Statoil	liten fyndighet, ej kommersiellt gångbar
PL609	7220/6-3	augusti 2017	Børselv	40%	Lundin Norway	torr
PL533	7219/12-2	oktober 2017	Hufsa	35%	Lundin Norway	
PL533	7219/12-3	slutet av 2017	Hurri	35%	Lundin Norway	
Alvheimområdet						
PL150B	24/9-11S	juni 2017	Volund West	35%	Aker BP	torr

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017

I februari 2017 meddelade Lundin Petroleum en fyndighet i Filicudistrukturen i PL533 i södra Barents hav. Borrningen genomfördes cirka 40 km sydväst om Johan Castbergfyndigheten i PL532 och påträffade en kolvätekolonn om 129 meter, varav 63 meter olja och 66 meter gas, i sandstensreservoar från jura- och triasperiod av hög kvalitet. En sidospårsborrning genomfördes som också bekräftade reservoaren och kolvätekolonnen. Fyndigheten uppskattas innehålla resurser om mellan 35 och 100 MMboe, brutto.

I juni 2017 genomfördes en torr borrning av Volund Weststrukturen i PL150B, väster om Volundfältet i Nordsjön. Borrningen påträffade reservoarsand av god kvalitet men med låg förekomst av kolväten.

I augusti 2017 genomfördes en prospekteringsborrning på Korpffjellstrukturen i PL859 i sydöstra Barents hav som bekräftade en liten, ej kommersiellt gångbar, gasfyndighet. Borrningen påträffade en gaskolonn om 34 meter i sandstensreservoar av god kvalitet i det grunda partiet från juraperiod med resurser om mellan 40 och 75 MMboe, brutto. Ytterligare borrningar i syfte att testa prospekteringspotentialen i PL859 förväntas fortsätta under 2018.

I september 2017 genomfördes en torr borrning på Børselvstrukturen i PL609, belägen på en geologisk förlängning norr om oljefyndigheterna Alta och Neiden i södra Barents hav. Borrningen påträffade en 380 meter tjock sekvens av karbonater från perm- och karbonperiod av medelgod till dålig kvalitet med förekomst av olja, men reservoaren var vattenfylld.

Betydande ytterligare prospekteringspotential har kartlagts i samma geologiska förlängning som Filicudistrukturen i PL533 i södra Barents hav. Borrning av den närliggande Hufsastrukturen genomfördes i oktober 2017 och resultat förväntas före årets slut. Efter slutförd borrning av Hufsastrukturen kommer borrning av Hurristrukturen att påbörjas med förväntade resultat under första kvartalet 2018. Dessa två borrningar har som målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 175 MMboe, netto.

I september 2017 slutfördes även en omfattande datainsamling av högspecifik 3D-seismik för fyndigheterna Alta, Gohta och Filicudi samt sammanhängande prospekteringspotential. Analyserad data från insamlingen kommer att bli tillgänglig under första halvåret 2018.

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

I januari 2017 tillkännagav det norska olje- och energidepartementet tilldelade licenser i 2016 års norska APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades fyra licenser, varav två som operatör i PL902 (l.a. 50%) och PL886 (l.a. 40%) och två utan operatörskap i PL896 och PL869 (båda med l.a. 20%).

I september 2017 ansökte Lundin Petroleum om licenser i 2017 års norska APA licensrunda och tilldelningen förväntas tillkännas tidigt 2018.

Ett byte av licensandelar slutfördes under rapporteringsperioden när Lundin Petroleum bytte sin 10-procentiga licensandel i PL778 mot Engies 20-procentiga licensandelar i både PL715 och PL722. Lundin Petroleum förvärvade även Shells 20-procentiga licensandel i PL715 och North E&P:s 40-procentiga licensandel i PL805 samt farmade in 10 procent i både PL539 och PL860 på Mandalhöjden i norska Nordsjön från Fortis Petroleum. Lundin Petroleum farmade ut sin 20-procentiga licensandel i PL685 till Wellesley Petroleum, liksom en 15-procentig licensandel och operatörskapet för både PL578 och PL800 till Capricorn. Transaktionen med Capricorn är villkorad av godkännande från norska staten.

Lundin Petroleum återlämnade licenserna PL410, PL579, PL625, PL653, PL674BS, PL678, PL694, PL734, PL736S, PL765, PL766 och PL789.

Ryssland

I slutet av 2016 avförde Lundin Petroleum oljefyndigheten Morskaya från bolagets betingade resurser och skrev ner det bokförda värdet på tillgången till noll. Bolagsledningen överväger alternativ för Morskayatillgången. Lundin Petroleum har med den ryska licensmyndigheten, Rosnedra, kommit överens om en utvärderingsplan i syfte att bibehålla licensens status samtidigt som alternativ för tillgången övervägs. Utvärderingsplanen kräver ingen betydande verksamhet på flera år.

Avyttrad verksamhet Producerande tillgångar utanför Norge

Avyttrad verksamhet har redovisats fram till den 24 april 2017 då avknoppningen till IPC slutfördes.

Reserver och resurser

De producerande tillgångarna utanför Norge som knoppats av till IPC hade per den 31 december 2016 bevisade och sannolika reserver om 29,4 MMboe, certifierade av oberoende tredje part.

Produktion

Produktionen från tillgångarna utanför Norge som knoppats av till IPC uppgick till 5,0 Mboepd och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Olja					
Frankrike	1,1	—	2,6	2,5	2,6
Malaysia	3,3	—	8,7	8,9	8,6
Summa produktion olja	4,4	—	11,3	11,4	11,2
Gas					
Nederländerna	0,6	—	1,6	1,5	1,6
Indonesien	—	—	0,7	—	0,5
Summa produktion gas	0,6	—	2,3	1,5	2,1
Summa produktion	5,0	—	13,6	12,9	13,3
Kvantitet i Mboe	1 370,4	—	3 721,4	1 194,7	4 858,2

Försäljningen av bolagets tillgångar i Indonesien till PT Medco Energi International TBK trädde i kraft i april 2016, varför ingen produktion finns att rapportera.

Hälsa, säkerhet och miljö

Frekvensen för incidenter med förlorad arbetstid som följd var 0,00 per miljon arbetade timmar för kvarvarande verksamhet. Fyra lågriskincidenter som krävde sjukvård inträffade i Norge, vilket resulterade i en total frekvens för rapporterbara incidenter om 3,13 per miljon arbetade timmar.

Inga incidenter med väsentlig miljöpåverkan inträffade.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för rapporteringsperioden uppgick till 568,5 MUSD (145,6 MUSD) för den kvarvarande verksamheten och var hänförlig till ökad produktion samt högre oljepriser jämfört med föregående år.

Resultatet för rapporteringsperioden uppgick till 431,8 MUSD (263,4 MUSD) för den kvarvarande verksamheten och var till största delen ett resultat av utmärkt produktion och en valutakursvinst, till följd av en försvagning av US dollarn gentemot den norska kronan och Euron. Resultatet har till viss del påverkats av kostnadsförda prospekteringsutgifter och en nedskrivning.

Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till 435,6 MUSD (266,8 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, eller 483,2 MUSD (243,2 MUSD) inklusive avyttrad verksamhet, motsvarande ett resultat per aktie om 1,28 USD (0,83 USD) för kvarvarande verksamhet och 1,42 MUSD (0,76 MUSD) inklusive avyttrad verksamhet.

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 071,7 MUSD (475,8 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande EBITDA per aktie om 3,15 USD (1,48 USD). Operativt kassaflöde uppgick till 1 095,5 MUSD (557,0 MUSD) från den kvarvarande verksamheten, motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 3,22 USD (1,74 USD).

Koncernförändringar

Avknoppningen av tillgångarna i Malaysia, Frankrike och Nederländerna (IPC-tillgångarna) till International Petroleum Corporation (IPC) slutfördes den 24 april 2017 och IPC-aktierna delades ut proportionellt till Lundin Petroleum's aktieägare. Resultaten för IPC-tillgångarna är inkluderade i Lundin Petroleum's finansiella rapporter fram till att avknoppningen slutförts och redovisas som avyttrad verksamhet. För mer information se not 14.

Lundin Petroleum har uppdaterat den redovisningsmässiga bedömningen avseende konsolideringen av verksamheten i Ryssland och kommit fram till att Mintley Caspian Ltd., som utgör holdingbolaget för Lundin Petroleum's verksamhet i Ryssland, bör klassificeras som ett joint venture. Investeringen i Mintley Caspian Ltd. exkluderades därför ur koncernredovisningen i slutet av tredje kvartalet, vilket inte har någon väsentlig påverkan på resultaträkningen eller balansräkningen eftersom nedskrivningar av investeringen har gjorts under tidigare år och det bokförda värdet bedöms vara nära noll. Detta har resulterat i att 82,0 MUSD har omfördelats mellan eget kapital hänförligt till moderbolagets aktieägare och eget kapital hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande. Det egna kapitalet hänförligt till moderbolagets aktieägare per balansdagen påverkades negativt när denna omfördelning inom eget kapital redovisades.

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1 403,3 MUSD (623,8 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 1 449,3 MUSD (602,0 MUSD). Genomsnittspriset som erhållits för Lundin Petroleum's egen produktion uppgick till 49,72 USD (39,17 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 51,89 USD (41,88 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	22 742,0	8 567,5	13 617,9	5 216,7	20 654,5
– Genomsnittspris per boe	51,24	52,82	40,51	44,29	43,60
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	2 618,1	809,8	1,693,6	653,0	2,352,1
– Genomsnittspris per boe	36,51	37,68	28,43	26,36	30,94
Summa försäljning från kvarvarande verksamhet					
– Kvantitet i Mboe	25 360,1	9 377,3	15 311,5	5 869,7	23 006,6
– Genomsnittspris per boe	49,72	51,57	39,17	42,30	42,31

Tabellen ovan exkluderar olja från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part för rapporteringsperioden uppgick till 188,4 MUSD (2,1 MUSD) och var hänförlig till inköp av olja utanför den egna koncernen som 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. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överutttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till en kostnad om 62,8 MUSD (intäkt om 19,5 MUSD) under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 16,8 MUSD (2,3 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 14,5 MUSD (– MUSD), hänförliga till tariffintäkter som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rapporteringsperioden till 120,6 MUSD (128,6 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	84,4	29,1	85,8	30,5	113,1
– i USD per boe	3,55	3,54	5,66	4,93	5,21
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	28,9	11,5	26,9	10,7	33,9
– i USD per boe	1,22	1,40	1,77	1,72	1,56
Verksamhetskostnader					
– i MUSD	113,3	40,6	112,7	41,2	147,0
– i USD per boe ¹	4,77	4,94	7,43	6,65	6,77
Förändringar i lager					
– i MUSD	-0,3	0,2	-0,2	0,2	-0,7
– i USD per boe	-0,01	0,02	-0,02	0,02	-0,04
Övrigt					
– i MUSD	7,6	1,8	16,1	4,9	22,1
– i USD per boe	0,32	0,22	1,06	0,78	1,02
Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet					
– i MUSD	120,6	42,6	128,6	46,3	168,4
– i USD per boe	5,08	5,18	8,47	7,45	7,75

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Lundin Petroleums verksamhetskostnader om 4,77 USD per fat för rapporteringsperioden minskar till 4,15 USD per fat när de netto redovisas.

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 84,4 MUSD (85,8 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 77,5 MUSD (77,1 MUSD).

Utvinningskostnaderna uppgick till 3,55 USD (5,66 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 3,26 USD (5,09 USD) per fat.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 28,9 MUSD (26,9 MUSD). Minskningen per fat är huvudsakligen hänförlig till de ökade volymerna från transportsystemet Oseberg som Edvard Griegs oljeledning är sammankopplad med.

Övriga kostnader uppgick till 7,6 MUSD (16,1 MUSD) och var hänförliga till tecknandet av en driftstoppsförsäkring samt kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till slutet av maj 2017. Avtalet värderas till verkligt värde till terminskursen på olja.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 428,5 MUSD (270,1 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 18,02 USD (17,82 USD) per fat och beskrivs i not 3. De högre avskrivningarna under rapporteringsperioden i förhållande till jämförelseperioden är hänförliga till högre avskrivningar av Edvard Griegfältet och beror på att högre produktionsnivåer har uppnåtts.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 42,2 MUSD (57,8 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 om 41,1 MUSD, främst hänförliga till utvärderingsborrningen på Gohta i PL492 som slutfördes utan framgång, prospekteringsborrningen på Korpjell i PL859 som resulterade i en mindre, ej kommersiellt gångbar, gasfyndighet, torra borrningar på Volund West och Børselvstrukturen i PL150B respektive PL609 samt ett antal prospekteringslicenser i Norge som för närvarande återlämnas.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar uppgick till 30,6 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till Brynhildfältet i PL148, se not 3.

Övriga rörelsekostnader

Övriga rörelsekostnader uppgick till 188,0 MUSD (2,1 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till inköp av råolja utanför koncernen av Lundin Petroleum Marketing SA.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 24,9 MUSD (19,6 MUSD) och innehöll en kostnad om 3,1 MUSD (3,4 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 1,9 MUSD (2,4 MUSD) för rapporteringsperioden.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 325,6 MUSD (250,0 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten för rapporteringsperioden uppgick till 324,9 MUSD (249,3 MUSD). 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 innehåses i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollar. Under rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 2,9 MUSD (31,3 MUSD).

Under rapporteringsperioden försvagades US dollar mot Euron, 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 försvagades den norska kronan mot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursförlust på en koncernintern lånebalans i norska kronor.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 133,9 MUSD (170,7 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 88,2 MUSD (106,8 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt aktiverades under rapporteringsperioden till ett belopp om 44,1 MUSD (14,4 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden på grund av något ökad upplåning och högre räntor. Räntesäkringsavtalen resulterade i en förlust om 14,4 MUSD (14,8 MUSD).

Avskrivningar av aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 13,1 MUSD (34,1 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteterna som skrivs av över faciliteternas nyttjandetid. Minskningen jämfört med samma period föregående år beror på att de nuvarande kreditfaciliteterna ingicks under det andra kvartalet 2016 och att den icke avskrivna delen av de aktiverade finansieringsavgifterna som uppkom i samband med upprättandet av de tidigare kreditfaciliteterna och den kortfristiga revolverande kreditfaciliteten om MUSD 22,3 då kostnadsfördes.

Engagemangsavgifterna för faciliteterna uppgick till 8,1 MUSD (6,4 MUSD) för rapporteringsperioden och ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på att det lånebelopp som finns tillgängligt att utnyttja under koncernens reservbaserade kreditfacilitet har ökat.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 328,4 MUSD (38,5 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden, se not 6.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 0,8 MUSD (64,0 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden och inkluderade en skatteintäkt om 1,5 MUSD (64,3 MUSD intäkt), hänförlig till verksamhet i Norge under tidigare år.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 329,2 MUSD (25,5 MUSD) för rapporteringsperioden och var främst hänförlig till Norge. En uppskjuten skatt uppkommer huvudsakligen när det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 12,5 och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för rapporteringsperioden påverkas av resultatposter som inte är skattepliktiga eller avdragsgilla fullt ut, såsom den redovisade valutakursvinsten, finansiella poster för den norska verksamheten och det särskilda avdraget för skatteändamål som gäller för utbyggnadsutgifter i enlighet med de skatteregler som gäller för verksamhet offshore i Norge.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -3,8 MUSD (-3,4 MUSD) och var hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i Mintley Caspian Ltd., som utgör holdingbolaget för Lundin Petroleum's verksamhet i Ryssland, som var till fullo konsoliderat. Lundin Petroleum har uppdaterat den redovisningsmässiga bedömningen av denna konsoliderade investering och kommit fram till att den bör klassificeras som ett joint venture. Dotterbolaget exkluderades ur koncernredovisningen i slutet av det tredje kvartalet.

Avyttrad verksamhet

Resultatet hänförligt till avyttrad verksamhet uppgick till 47,6 MUSD (-23,6 MUSD), se not 14.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 919,4 MUSD (4 376,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge	734,0	221,3	619,1	232,2	877,1
Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet	734,0	221,3	619,1	232,2	877,1

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 734,0 MUSD (619,1 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till fälten Johan Sverdrup, Edvard Grieg och Volund.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge	172,5	69,5	90,3	31,8	142,1
Ryssland	1,1	0,3	0,9	0,3	1,4
Prospekterings- och utvärderingsutgifter från kvarvarande verksamhet	173,6	69,8	91,2	32,1	143,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 172,5 MUSD (90,3 MUSD) i Norge, främst hänförliga till prospekteringsborrningarna på Filicudi i PL533, Korpjell i PL859, Børselv i PL609 och utvärderingsborrningarna Edvard Grieg Southwest i PL338, Gohta-3 i PL492 och Alta-4 i PL609.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 13,2 MUSD (166,1 MUSD) och minskningen jämfört med samma period föregående år är hänförlig till IPC-avknoppningen.

Goodwill hänförlig till redovisningen av Edvard Griegtransaktionen 2016 uppgick till 128,1 MUSD (128,1 MUSD).

Finansiella tillgångar uppgick till 10,8 MUSD (9,4 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 10,3 MUSD (8,9 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Derivatinstrument uppgick till 26,6 MUSD (17,0 MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående ränte- och valutasäkringskontrakten som förfaller efter tolv månader har värderats till verkligt värde.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 33,8 MUSD (54,9 MUSD) och inkluderade både lager av olja och gas och borrhutrustning. Minskningen jämfört med samma period föregående år är hänförlig till IPC-avknoppningen.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 252,8 MUSD (288,9 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar uppgick till 168,7 MUSD (193,4 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Underuttag uppgick till 7,1 MUSD (28,9 MUSD) och var hänförliga till underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst Edvard Grieg. Fordringar på joint operations, uppgick till 19,0 MUSD (31,2 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 31,5 MUSD (29,4 MUSD) och var främst hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till –MUSD (3,0 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningsskostnaden varierar med oljepriset. Kontraktet upphörde under rapporteringsperioden. Övriga omsättnings-tillgångar uppgick till 26,5 MUSD (3,0 MUSD) och innehöll en kortfristig fordran från IPC avseende mellanhavanden till följd av avknoppningen, momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 21,6 MUSD (0,8 MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående ränte- och valutasäkringskontrakten som förfaller inom tolv månader har värderats till verkligt värde.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 84,7 MUSD (77,5 MUSD) och var hänförliga till den norska skatteåterbetalningen för 2016 som kommer att erhållas under det fjärde kvartalet 2017.

Likvida medel uppgick till 91,0 MUSD (69,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 4 033,3 MUSD (4 048,3 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 4 115,0 MUSD (4 145,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, som avsåg upprättandekostnader för koncernens kreditfacilitet uppgick till 81,7 MUSD (96,7 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade utnyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 421,0 MUSD (420,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 416,1 MUSD (407,1 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Avsättningen hänförlig till Norge uppgick till 416,1 MUSD (316,1 MUSD). Den ökade avsättningen är främst hänförlig till produktionsbörningar på Edvard Grieg och Volund samt till utbyggnaden av Johan Sverdrup.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 1 013,7 MUSD (669,3 MUSD). Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 0,8 MUSD (29,8 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till –MUSD (33,8 MUSD) och avsåg den till fullo gjorda konsolideringen av Mintley Caspian Ltd., i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen. Dotterbolaget exkluderades ur koncernredovisningen i slutet av det tredje kvartalet, se avsnittet om Koncernförändringar ovan.

Kortfristiga skulder

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 340,2 MUSD (308,4 MUSD) och beskrivs i not 12. Överuttag uppgick till 75,1 MUSD (29,9 MUSD) och var hänförlig till en överuttagsposition vid de producerande fälten, främst från Edvard Grieg. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 207,4 MUSD (238,8 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 21,6 MUSD (16,9 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 7,1 MUSD (9,5 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 15,1 MUSD (37,6 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 6,7 MUSD (6,9 MUSD) och avsåg den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 46 453,9 MSEK (-55,8 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick finansiella intäkter om 46 543,2 MSEK, hänförliga till en intern omorganisation som gjordes före IPC-avknoppningen. Resultatet exklusive denna finansiella intäkt uppgår till -89,3 MSEK (-55,8 MSEK).

I resultatet ingick administrationskostnader om 96,5 MSEK (57,2 MSEK) och finansiella intäkter om 0,2 MSEK (-1,5 MSEK), exklusive finansiella intäkter hänförliga till den interna omorganisationen.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2017

De finansiella intäkterna hänförliga till den interna omorganisationen innefattar erhållna utdelningar från ett dotterbolag och försäljning av dotterbolag, kompenserat av kostnader för IPC-avknoppningen. Som en del av den interna omorganisationen, som slutfördes den 7 april 2017, sålde Lundin Petroleum AB samtliga aktier i två dotterbolag och förvärvade samtliga aktier i ett nybildat bolag som innehar samtliga aktier i Lundin Norway AS. Till följd av dessa transaktioner ökade bolagets innehav av aktier i dotterbolag till 55 118,9 MSEK.

Ställda säkerheter till ett belopp om 55 118,9 MSEK (6 740,3 MSEK) var hänförliga till det bokförda värdet för de aktier som pantsattes i samband med kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum Holding BV, se även avsnittet om likviditet nedan.

Transaktioner med närstående

Under rapporteringsperioden har koncernen genomfört transaktioner med närstående till marknadsmässiga villkor och betydande transaktioner beskrivs nedan.

Koncernen har sålt olja och därmed sammanhängande produkter till Statoilkoncernen till ett belopp av 177,6 MUSD, till marknadsmässiga villkor.

Likviditet

I februari 2016 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 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 överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton.

Händelser efter balansdagens utgång

Lundin Petroleum har ingått ytterligare valutasäkringsavtal för 2020 till 2022 för att möta del av bolagets framtida kapitalbehov i NOK för utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Enligt avtalet kan bolaget köpa 2 250,0 MNOK och sälja 293,9 MUSD till en genomsnittlig valutakurs om 7,65 NOK: 1 USD. Bolaget har också ingått ytterligare räntesäkringsavtal för 2020 till 2022. Avtalen avser 1 750 MUSD för 2020; 1 000 MUSD för 2021 och 1 000 MUSD för 2022 och binder den rörliga LIBOR-räntan till en vägd genomsnittlig ränta om 2,15 procent.

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).

Under rapporteringsperioden gjorde Lundin Petroleum ett återköp av 373 234 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 170,45 SEK, i enlighet med bemyndigandet från årsstämman 2017.

Ersättningar

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2016 och i aktieägarinformationen inför årsstämman 2017, vilken finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com.

Unit Bonus Program

Antalet utställda units som ingår i 2015, 2016 och 2017 års unit bonus program per den 30 september 2017 var 136 083 respektive 224 992 och 288 216.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2017 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2017 och kostnaden redovisas från och med det andra halvåret 2017. Det totala antalet utestående rättigheter per den 30 september 2017 uppgick till 355 954 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2017, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 100,10 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2016 gäller från och med den 1 juli 2016 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 30 september 2017 uppgick till 426 436 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2016, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Antalet utestående rättigheter ökade jämfört med det ursprungliga antalet till följd av utdelningen efter IPC-avknoppningen, i enlighet med reglerna för programmet. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 89,30 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Rättigheter för medarbetare som nu är anställda av IPC har räknats om proportionellt fram till den 24 april 2017.

Programmet för 2015 gäller från och med 1 juli 2015 och antalet utestående rättigheter per den 30 september 2017 uppgick till 672 224 och redovisas över en period om tre år från och med 1 juli 2015, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Antalet utestående rättigheter ökade jämfört med det ursprungliga antalet till följd av utdelningen efter IPC-avknoppningen, i enlighet med reglerna för programmet. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 91,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Rättigheter för medarbetare som nu är anställda av IPC har räknats om proportionellt fram till den 24 april 2017.

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 2016.

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 genom att skapa ett mandat och 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 2016.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har ingått valutasäkringskontrakt för att möta del av bolagets framtida kapitalbehov i NOK för utbyggnaden av Johan Sverdrup. Per den 30 september 2017 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
872,1 MNOK	105,6 MUSD	8,26 NOK: 1 USD	okt 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

Under rapporteringsperioden ingick Lundin Petroleum ytterligare räntesäkringskontrakt. Per den 30 september 2017 har Lundin Petroleum utestående räntesäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan ränta per år	Genomsnittlig Likvidperiod
3 000	1,66%	okt 2017 – dec 2017
3 000	1,87%	jan 2018 – dec 2018
3 000	1,42%	jan 2019 – dec 2019

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 2017		30 sep 2016		30 dec 2016	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,3067	7,9726	8,4087	8,0517	8,4014	8,6200
1 USD motsvarar Euro	0,8983	0,8470	0,8962	0,8959	0,9037	0,9487
1 USD motsvarar Rubel	58,2991	57,8112	68,4272	63,1789	67,0692	60,9999
1 USD motsvarar SEK	8,6238	8,1730	8,3997	8,6202	8,5610	9,0622

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
		Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
Intäkter	1	1 403,3	517,2	623,8	269,0	950,0
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-120,6	-42,6	-128,6	-46,3	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader		-428,5	-153,2	-270,1	-113,1	-386,2
Prospekteringskostnader		-42,2	-16,3	-57,8	-2,0	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		-30,6	-17,4	—	—	-506,1
Övriga rörelsekostnader		-188,0	-84,8	-2,1	-2,1	-2,1
Bruttoresultat	3	593,4	202,9	165,2	105,5	-214,7
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-24,9	-8,2	-19,6	-5,9	-30,0
Rörelseresultat		568,5	194,7	145,6	99,6	-244,7
Finansiella poster						
Finansiella intäkter	4	325,6	186,0	250,0	139,2	2,7
Finansiella kostnader	5	-133,9	-44,1	-170,7	-50,4	-221,5
		191,7	141,9	79,3	88,8	-218,8
Resultat före skatt		760,2	336,6	224,9	188,4	-463,5
Inkomstskatt	6	-328,4	-109,6	38,5	-18,6	64,2
Periodens resultat från kvarvarande verksamhet		431,8	227,0	263,4	169,8	-399,3
Avyttrad verksamhet						
Periodens resultat – IPC	14	47,6	-0,3	-23,6	4,0	-100,0
Periodens resultat		479,4	226,7	239,8	173,8	-499,3
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		483,2	228,0	243,2	174,9	-356,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-3,8	-1,3	-3,4	-1,1	-142,6
		479,4	226,7	239,8	173,8	-499,3
Resultat per aktie – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		1,28	0,67	0,83	0,52	-0,79
Från avyttrad verksamhet		0,14	0,00	-0,07	0,02	-0,30
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		1,28	0,67	0,82	0,51	-0,79
Från avyttrad verksamhet		0,14	0,00	-0,07	0,02	-0,30

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Periodens resultat	479,4	226,7	239,8	173,8	-499,3
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	-66,1	-7,6	22,0	5,6	13,8
Kassaflödessäkring	82,8	42,1	109,5	44,2	64,3
Finansiell tillgång som kan säljas	-1,2	-1,4	1,8	0,6	5,3
Övrigt totalresultat efter skatt	15,5	33,1	133,3	50,4	83,4
Totalresultat	494,9	259,8	373,1	224,2	-415,9
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	498,7	261,1	372,6	224,8	-278,2
Innehav utan bestämmande inflytande	-3,8	-1,3	0,5	-0,6	-137,7
	494,9	259,8	373,1	224,2	-415,9

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 september 2017	31 december 2016
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 919,4	4 376,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,2	166,1
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar	8	10,8	9,4
Uppskjutna skattefordringar		—	13,5
Derivatinstrument	13	26,6	17,0
Summa anläggningstillgångar		5 098,1	4 710,5
Omsättningstillgångar			
Lager		33,8	54,9
Kundfordringar och andra fordringar	9	252,8	288,9
Derivatinstrument	13	21,6	0,8
Kortfristiga skattefordringar		84,7	77,5
Likvida medel		91,0	69,5
Summa omsättningstillgångar		483,9	491,6
SUMMA TILLGÅNGAR		5 582,0	5 202,1
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-249,2	-238,6
Innehav utan bestämmande inflytande		—	-113,6
Summa eget kapital		-249,2	-352,2
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	4 033,3	4 048,3
Avsättningar	11	421,0	420,0
Uppskjutna skatteskulder		1 013,7	669,3
Derivatinstrument	13	0,8	29,8
Övriga långfristiga skulder		—	33,8
Summa långfristiga skulder		5 468,8	5 201,2
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	12	340,2	308,4
Derivatinstrument	13	15,1	37,6
Kortfristiga skatteskulder		0,4	0,2
Avsättningar	11	6,7	6,9
Summa kortfristiga skulder		362,4	353,1
Summa skulder		5 831,2	5 554,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 582,0	5 202,1

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	431,8	227,0	263,4	169,8	-399,3
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	42,2	16,3	57,8	2,0	101,9
Avskrivningar och nedskrivningar	430,4	153,9	272,5	113,8	391,7
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	30,6	17,4	—	—	506,1
Aktuell skatt	-0,8	0,3	-64,0	-22,4	-78,4
Uppskjuten skatt	329,2	109,3	25,5	41,0	14,2
Långsiktiga incitamentsprogram	9,5	3,4	9,3	2,5	15,6
Valutakursvinst	-327,9	-181,5	-280,3	-136,5	-24,9
Räntekostnader	88,2	30,1	106,8	33,2	137,3
Aktiverade finansieringsavgifter	13,1	4,6	34,1	5,4	38,9
Övriga	8,8	3,2	13,2	3,1	12,6
Erhållen ränta	0,5	0,3	0,5	0,1	2,3
Betald ränta	-131,2	-47,2	-114,5	-39,4	-153,7
Erhållen/betald skatt	-0,4	-0,2	-0,7	-0,2	273,5
Förändringar i rörelsekapital	36,6	22,3	81,6	55,7	-169,1
Summa kassaflöde från verksamheten	960,6	359,2	405,2	228,1	668,7
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-907,7	-291,2	-710,4	-264,4	-1 020,6
Investering i övriga anläggningstillgångar	-0,9	-0,1	-0,6	-0,2	-1,1
Investering i övriga aktier och andelar	-1,3	—	—	—	—
Betalda återställningskostnader	-0,1	—	-0,6	-0,1	-1,0
Övriga betalningar	-7,5	-0,3	31,0	—	25,8
Summa kassaflöde från investeringar	-917,5	-291,6	-680,6	-264,7	-996,9
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	-28,7	-39,6	248,1	40,4	288,7
Betalda finansieringsavgifter	—	—	-103,9	-7,3	-104,0
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	31,7	—	64,5	28,4	92,5
Köp av egna aktier	-7,8	-7,8	—	—	—
Nyemission aktier/Försäljning av egna aktier ¹	—	—	64,1	—	64,1
Summa kassaflöde från finansiering	-4,8	-47,4	272,8	61,5	341,3
Förändring av likvida medel	38,3	20,2	-2,6	24,9	13,1
Likvida medel vid periodens början	56,1	74,2	42,4	34,4	42,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	-3,2	-3,2	0,6	0,3	0,6
Likvida medel från verksamhet som exkluderats ur koncernredovisningen	-0,2	-0,2	—	—	—
Likvida medel från avyttrad verksamhet	—	—	8,4	-10,8	13,4
Likvida medel vid periodens slut	91,0	91,0	48,8	48,8	69,5

¹ 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	Utdelningar	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
Den 1 januari 2016	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
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	-599,9	–	-599,9	-139,2	-739,1
Övrigt totalresultat	–	-50,9	–	–	-50,9	1,0	-49,9
Summa totalresultat	–	-50,9	-599,9	–	-650,8	-138,2	-789,0
Transaktioner med ägare							
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,3	–	1,3	–	1,3
Summa transaktioner med ägare	–	–	1,3	–	1,3	–	1,3
Den 31 december 2016	0,5	548,3	-787,4	–	-238,6	-113,6	-352,2
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	483,2	–	483,2	-3,8	479,4
Övrigt totalresultat	–	15,5	–	–	15,5	–	15,5
Summa totalresultat	–	15,5	483,2	–	498,7	-3,8	494,9
Transaktioner med ägare							
Förändring i konsolidering	–	–	-82,0	–	-82,0	117,1	35,1
Utdelningar	–	–	–	-410,0	-410,0	–	-410,0
Köp av egna aktier	–	-7,8	–	–	-7,8	–	-7,8
IPC-avknoppning	–	–	–	–	–	0,3	0,3
Aktierelaterade ersättningar	–	-13,2	–	–	-13,2	–	-13,2
Värde av tjänster från anställda	–	–	3,7	–	3,7	–	3,7
Summa transaktioner med ägare	–	-21,0	-78,3	-410,0	-509,3	117,4	-391,9
Den 30 september 2017	0,5	542,8	-382,5	-410,0	-249,2	–	-249,2

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Olja från egen produktion	1 165,3	452,5	551,8	231,8	901,0
Olja från tredje part	188,4	85,3	2,1	1,6	2,1
Kondensat	21,2	5,1	9,4	3,9	14,3
Gas	74,4	25,4	38,7	13,2	58,5
Försäljning av olja och gas från kvarvarande verksamhet	1 449,3	568,3	602,0	250,5	975,9
Förändring i under- och överruttagsposition	-62,8	-57,7	19,5	17,7	-29,1
Övriga intäkter	16,8	6,6	2,3	0,8	3,2
Intäkter från kvarvarande verksamhet	1 403,3	517,2	623,8	269,0	950,0

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Utvinningskostnader	84,4	29,1	85,8	30,5	113,1
Tariff- och transportkostnader	28,9	11,5	26,9	10,7	33,9
Förändring i lager	-0,3	0,2	-0,2	0,2	-0,7
Övriga	7,6	1,8	16,1	4,9	22,1
Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet	120,6	42,6	128,6	46,3	168,4

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge					
Olja från egen produktion	1 165,3	452,5	551,8	231,8	901,0
Kondensat	21,2	5,1	9,4	3,9	14,3
Gas	74,4	25,4	38,7	13,2	58,5
Försäljning av olja och gas	1 260,9	483,0	599,9	248,9	973,8
Förändring i under- och överruttagsposition	-62,8	-57,7	19,5	17,7	-29,1
Övriga intäkter	15,2	5,9	0,9	0,3	1,5
Intäkter	1 213,3	431,2	620,3	266,9	946,2
Produktionskostnader	-120,6	-42,6	-128,6	-46,3	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-428,5	-153,2	-270,1	-113,1	-386,2
Prospekteringskostnader	-41,1	-16,0	-57,8	-2,0	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gas- tillgångar	-30,6	-17,4	—	—	—
Bruttoresultat	592,5	202,0	163,8	105,6	289,7

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Övriga					
Olja från tredje part	188,4	85,3	2,1	1,6	2,1
Försäljning av olja och gas	188,4	85,3	2,1	1,6	2,1
Övriga intäkter	1,6	0,7	1,4	0,5	1,7
Intäkter	190,0	86,0	3,5	2,1	3,8
Prospekteringskostnader	-1,1	-0,3	—	—	—
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	-506,1
Övriga rörelsekostnader	-188,0	-84,8	-2,1	-2,1	-2,1
Bruttoresultat	0,9	0,9	1,4	0,0	-504,4
Summa					
Olja från egen produktion	1 165,3	452,5	551,8	231,8	901,0
Olja från tredje part	188,4	85,3	2,1	1,6	2,1
Kondensat	21,2	5,1	9,4	3,9	14,3
Gas	74,4	25,4	38,7	13,2	58,5
Försäljning av olja och gas	1 449,3	568,3	602,0	250,5	975,9
Förändring i under- och överruttagsposition	-62,8	-57,7	19,5	17,7	-29,1
Övriga intäkter	16,8	6,6	2,3	0,8	3,2
Intäkter	1 403,3	517,2	623,8	269,0	950,0
Produktionskostnader	-120,6	-42,6	-128,6	-46,3	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-428,5	-153,2	-270,1	-113,1	-386,2
Prospekteringskostnader	-42,2	-16,3	-57,8	-2,0	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-30,6	-17,4	—	—	-506,1
Övriga rörelsekostnader	-188,0	-84,8	-2,1	-2,1	-2,1
Bruttoresultat från kvarvarande verksamhet	593,4	202,9	165,2	105,5	-214,7

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 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Valutakursvinst	324,9	185,7	249,3	139,1	—
Ränteintäkter	0,4	0,2	0,5	0,1	2,3
Garanti-intäkter	0,3	0,1	0,2	0,0	0,4
Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet	325,6	186,0	250,0	139,2	2,7

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Räntekostnader	88,2	30,1	106,8	33,2	137,3
Valutakursförlust	—	—	—	—	4,2
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	14,4	3,4	14,8	5,2	19,5
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	9,2	3,4	7,9	3,0	11,6
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	13,1	4,6	34,1	5,4	38,9
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	8,1	2,7	6,4	3,1	9,3
Övriga	0,9	-0,1	0,7	0,5	0,7
Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet	133,9	44,1	170,7	50,4	221,5

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Aktuell skatt	-0,8	0,3	-64,0	-22,4	-78,4
Uppskjuten skatt	329,2	109,3	25,5	41,0	14,2
Inkomstskatter från kvarvarande verksamhet	328,4	109,6	-38,5	18,6	-64,2

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 sep 2017	31 dec 2016
Norge	4 919,4	4 055,7
Malaysia	—	130,6
Frankrike	—	171,0
Nederländerna	—	19,1
	4 919,4	4 376,4

Not 8 – Finansiella tillgångar MUSD	30 sep 2017	31 dec 2016
Övriga aktier och andelar	10,3	8,9
Övriga	0,5	0,5
	10,8	9,4

Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 sep 2017	31 dec 2016
Kundfordringar	168,7	193,4
Underuttag	7,1	28,9
Fordringar på joint operations	19,0	31,2
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	31,5	29,4
Brynhild kostnadsdelning	—	3,0
Övriga	26,5	3,0
	252,8	288,9

Not 10 – Finansiella skulder

MUSD

30 sep 2017

31 dec 2016

Långfristiga

Banklån

4 115,0

4 145,0

Aktiverade finansieringskostnader

-81,7

-96,7

4 033,3**4 048,3****Not 11 – Avsättningar**

MUSD

30 sep 2017

31 dec 2016

Långfristiga

Återställningskostnader

416,1

407,1

Långsiktiga incitamentsprogram

2,0

3,2

Betalning för infarmning

—

5,5

Övriga

2,9

4,2

421,0**420,0****Kortfristiga**

Långsiktiga incitamentsprogram

6,7

6,9

6,7**6,9****427,7****426,9****Not 12 – Leverantörsskulder och övriga skulder**

MUSD

30 sep 2017

31 dec 2016

Leverantörsskulder

29,0

13,3

Överuttag

75,1

29,9

Upplupna kostnader och skulder till Joint operations

207,4

238,8

Övriga upplupna kostnader

21,6

16,9

Övriga

7,1

9,5

340,2**308,4**

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 13 – Finansiella instrument

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 2017

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	10,3	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	26,6	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	21,6	—
	10,3	48,2	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	0,8	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	15,1	—
	—	15,9	—

31 december 2016

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	8,9	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	17,0	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	0,8	—
	8,9	17,8	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	29,8	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	37,6	—
	—	67,4	—

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.

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 14 – Avyttrad verksamhet – IPC

Den 24 april 2017 slutförde Lundin Petroleum avknoppningen av tillgångarna i Malaysia, Frankrike och Nederländerna (IPC-tillgångarna) till ett nybildat bolag, International Petroleum Corporation (IPC) och delade ut aktierna i IPC proportionellt till Lundin Petroleums aktieägare. Resultaten för IPC-tillgångarna är inkluderade i Lundin Petroleums finansiella rapporter fram till datumet för avknoppningen och redovisas som avyttrad verksamhet.

De finansiella resultaten för avyttrad verksamhet fram till datumet för avknoppningen framgår av tabellen nedan:

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Intäkter	69,1	—	150,2	48,4	209,9
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	-17,4	—	-40,6	-9,6	-59,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-19,1	—	-64,8	-21,9	-85,2
Avskrivningar av övriga tillgångar	-10,4	—	-23,4	-7,8	-31,1
Prospekteringskostnader	0,1	—	-12,5	0,6	-14,2
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	-126,0
Bruttoresultat	22,3	—	8,9	9,7	-105,7
Försäljning av tillgångar	—	—	-3,5	—	-3,5
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-1,0	—	-1,7	-0,8	-1,9
Rörelseresultat	21,3	—	3,7	8,9	-111,1
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	—	—	—	—	23,9
Finansiella kostnader	-24,1	—	-25,0	-4,6	-7,9
	-24,1	—	-25,0	-4,6	16,0
Resultat före skatt	-2,8	—	-21,3	4,3	-95,1
Inkomstskatt	-1,2	—	-2,3	-0,3	-4,9
	-4,0	—	-23,6	4,0	-100,0
Vinst vid utdelning av tillgångar	51,6	-0,3	—	—	—
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	47,6	-0,3	-23,6	4,0	-100,0

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Intäkter	7,0	2,5	2,9	1,0	3,8
Administrationskostnader	-96,5	-48,9	-57,2	-20,3	-106,6
Rörelseresultat	-89,5	-46,4	-54,3	-19,3	-102,8
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	46 543,9	-0,6	2,7	0,9	3,5
Finansiella kostnader	-0,5	—	-4,2	—	-4,0
	46 543,4	-0,6	-1,5	0,9	-0,5
Resultat före skatt	46 453,9	-47,0	-55,8	-18,4	-103,3
Inkomstskatt	—	—	—	—	—
Periodens resultat	46 453,9	-47,0	-55,8	-18,4	-103,3

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Periodens resultat	46,453,9	-47,0	-55,8	-18,4	-103,3
Övrigt totalresultat	—	—	—	—	—
Totalresultat	46,453,9	-47,0	-55,8	-18,4	-103,3
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	46,453,9	-47,0	-55,8	-18,4	-103,3
	46,453,9	-47,0	-55,8	-18,4	-103,3

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 september 2017	31 december 2016
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	12 256,6
Summa anläggningstillgångar	55 118,9	12 256,6
Omsättningstillgångar		
Fordringar	5,2	20,7
Likvida medel	54,2	3,2
Summa omsättningstillgångar	59,4	23,9
SUMMA TILLGÅNGAR	55 178,3	12 280,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	54 907,9	12 212,9
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,4	0,6
Skulder till koncernbolag	—	49,4
Summa långfristiga skulder	0,4	50,0
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	270,0	17,6
Summa kortfristiga skulder	270,0	17,6
Summa skulder	270,4	67,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	55 178,3	12 280,5

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	46 453,9	-47,0	-55,8	-18,4	-103,3
Ej kassaflödespåverkande poster	-46 607,6	-1,8	15,5	2,4	24,6
Förändringar i rörelsekapital	267,4	158,8	0,9	5,2	7,4
Summa kassaflöde från verksamheten	113,7	110,0	-39,4	-10,8	-71,3
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga fordringar	—	—	10,6	10,6	—
Förändring av långfristiga skulder	—	—	-508,7	-0,8	-467,5
Köp av egna aktier	-63,6	-63,6	—	—	—
Nyemission/avyttring egna aktier	—	—	544,1	—	544,1
Summa kassaflöde från finansiering	-63,6	-63,6	46,0	9,8	76,6
Förändringar i likvida medel	50,1	46,4	6,6	-1,0	5,3
Likvida medel vid periodens början	3,2	6,2	0,4	5,5	0,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	0,9	1,6	-2,5	—	-2,5
Likvida medel vid periodens slut	54,2	54,2	4,5	4,5	3,2

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital				Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	
Den 1 januari 2016	3,2	861,3	2 295,3	4 622,6	–	6 917,9	7 782,4
Totalresultat	–	–	–	-55,8	–	-55,8	-55,8
Transaktioner med ägare							
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 juni 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 566,8	–	11 395,6	12 260,4
Totalresultat	–	–	–	-47,5	–	-65,9	-65,9
Den 31 december 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 519,3	–	11 348,1	12 212,9
Totalresultat	–	–	–	46 453,9	–	46 453,9	46 453,9
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	–	-63,6	–	–	-63,6	-63,6
Utdelningar	–	–	–	–	-3 695,3	-3 695,3	-3 695,3
Summa transaktioner med ägare	–	–	-63,6	–	-3 695,3	-3 758,9	-3 758,9
Den 30 juni 2017	3,5	861,3	6 765,2	50 973,2	-3 695,3	54 043,1	54 907,9

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 från kvarvarande verksamhet MUSD	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 sep 2016 9 månader	1 jul 2016- 30 sep 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Intäkter	1 403,3	517,2	623,8	269,0	950,0
EBITDA	1 071,7	382,4	475,8	215,3	752,5
Periodens resultat	431,8	227,0	263,4	169,8	-399,3
Operativt kassaflöde	1 095,5	389,6	557,0	243,0	857,9
Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet USD					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-0,73	-0,73	1,21	1,21	-0,70
Operativt kassaflöde per aktie	3,22	1,15	1,74	0,71	2,63
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,82	1,05	1,26	0,69	2,05
Resultat per aktie	1,28	0,67	0,83	0,52	-0,79
Resultat per aktie efter full utspädning	1,28	0,67	0,82	0,51	-0,79
EBITDA per aktie	3,15	1,12	1,48	0,64	2,31
EBITDA per aktie efter full utspädning	3,14	1,12	1,48	0,65	2,30
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	340 386 445	340 386 445	340 386 445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	340 013 211	340 013 211	340 386 445	340 386 445	340 386 445
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	340 351 886	340 282 769	320 482 368	340 386 445	325 808 486
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	341 558 091	341 233 400	322 271 559	341 815 636	326 738 233
Börskurs SEK					
Börskurs vid periodens slut	178,20	178,20	146,20	146,20	198,10
Nyckeltal från kvarvarande verksamhet					
Räntabilitet på eget kapital (%) ¹	—	—	—	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	15	5	2	2	-9
Netto skuldsättningsgrad (%) ¹	—	—	—	—	—
Soliditet (%)	-4	-4	-2	-2	-17
Andel riskbärande kapital (%)	14	14	10	10	-3
Räntetäckningsgrad	5	6	1	2	-2
Operativt kassaflöde/räntekostnader	11	12	5	6	5
Direktavkastning	6	6	n/a	n/a	n/a

¹ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 30 september 2017, 31 december 2016 samt den 30 september 2016.

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.

Verksamhetskostnader: Verksamhetskostnader inkluderar utvinningskostnader, tariff- och transportkostnader, royalty och direkta produktionsskatter.

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

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

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

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

Resultat per aktie efter full utspädning: Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för året efter att utspädningseffekten tagits i beaktan.

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

Vägt genomsnittligt antal aktier för året: 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 året efter full utspädning: Antal aktier vid årets början med förändringar i antalet aktier vägt över tiden för den del av året de är utestående efter att utspädningseffekten 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).

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari – december 2017) kommer att publiceras den 1 februari 2018.
- Rapporten för tre månadersperioden (januari – mars 2018) kommer att publiceras den 2 maj 2018.
- Rapporten för sex månadersperioden (april – juni 2018) kommer att publiceras den 31 juli 2018.

Årsstämman kommer att hållas den 3 maj 2018 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Alex Budden
VP Communications &
Investor Relations
Tel: +41 22 595 10 19
alex.budden@lundin.ch

Sofia Antunes
Investor Relations Officer
Tel: +41 795 23 60 75
sofia.antunes@lundin.ch

Robert Eriksson
Manager, Media Communications
Tel: +46 701 11 26 15
robert.eriksson@lundin-petroleum.se

Definitioner och förkortningar

Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner finns på www.lundin-petroleum.com under rubriken "Definitioner".

Förkortningar

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

Oljerelaterade förkortningar

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

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 1 november 2017 kl. 07.30 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 resurser kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

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

