



Lundin
Petroleum



4



**BOKSLUTSRAPPORT
2017**

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

Lundin Petroleum rapporterar utmärkta resultat för 2017. En rekordhög produktion för helåret och låga verksamhetskostnader resulterade i det högsta operativa kassaflödet och EBITDA hittills. Till följd av dessa starka resultat föreslår Lundin Petroleum styrelse att en första kontantutdelning ska ske efter årsstämman 2018.

- Fortsatt stark produktion från Edvard Griegfältet och Alvheimområdet till följd av kraftfulla anläggningar och hög reservoarprestanda.
- Verksamhetskostnader för året om 4,25 USD per fat, inklusive nettoredovisade tariffintäkter.
- Utbyggnaden av Johan Sverdrup följer tidsplan med Fas 1 till mer än 65 procent slutförd vid slutet av 2017.
- Ökning av bevisade och sannolika reserver till 726,3 MMboe med en reserversättningsgrad om 144 procent.
- Rekordhög tilldelning av 14 prospekteringslicenser i 2017 års norska licensrunda för tilldelning i fördefinierade områden.
- Styrelsen föreslår att årsstämman 2018 beslutar om en första kontantutdelning om 4,00 SEK per aktie (totalt belopp cirka 175 MUSD) för 2017.

Finansiella resultat

	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Kvarvarande verksamhet				
Produktion i Mboepd	86,1	83,1	59,3	71,1
Intäkter i MUSD	1 997,0	593,7	950,0	326,2
EBITDA i MUSD	1 501,5	429,8	752,5	276,7
Operativt kassaflöde i MUSD	1 530,0	434,5	857,9	300,9
Periodens resultat i MUSD	380,9	-50,9	-399,3	-662,7
Resultat per aktie i USD ¹	1,13	-0,15	-0,79	-1,54
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ¹	1,13	-0,15	-0,79	-1,53
Nettoskuld	3 883,6	3 883,6	4 075,5	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:

”När vi nu ser tillbaka på 2017 är det glädjande att kunna rapportera rekordprestationer för Lundin Petroleum. Med ett starkt fjärde kvartal lyckades vi leverera över förväntan både vad gäller rekordhög produktion och rekordlåga verksamhetskostnader för året. Dessa resultat har möjliggjorts av att våra kärntillgångar fortsatt att producera på en hög nivå och har genererat det högsta operativa kassaflödet i bolagets historia – nära en fördubbling av operativt kassaflöde och EBITDA jämfört med 2016.

Det glädjer mig att kunna meddela att styrelsen kommer att föreslå att årsstämman 2018 beslutar om en första kontantutdelning om 4,00 SEK per aktie, vilket motsvarar totalt cirka 175 miljoner USD, som betalas ut efter årsstämman. Baserat på rådande marknadsförhållanden förutser vi att kunna ge en årlig kontantutdelning om minst 350 miljoner USD med start nästa år.

Vi har också kunnat meddela goda framsteg vad gäller utbyggnaden av Johan Sverdrup. Vid årets slut var Fas 1 till mer än 65 procent slutförd och kostnaderna reducerade med 25 procent jämfört med utbyggnadsplanen. 2018 kommer att bli ett intensivt år vad gäller installationer offshore då tre ytterligare stålunderställ, två processdäck samt oljeledningar ska installeras, ett arbete som förbereder fältet för produktionsstart i slutet av 2019. Tillsammans med våra partners kommer vi också att arbeta på att lämna in utbyggnadsplanen för Fas 2 under andra halvåret 2018. En annan positiv uppdatering är den ökning av reserverna som vi nyligen meddelat och som främst kommer från framgångarna på Edvard Griegfältet där vi är operatör. Fältets slutliga utvinningsbara bruttoreserver enligt bästa estimat uppgick vid årets slut till 274 MMboe, vilket är en markant ökning om 47 procent jämfört med uppskattningarna i utbyggnadsplanen.

Även om jag gärna hade sett fler prospekteringsframgångar under 2017 måste vår verksamhet ses ur ett långsiktigt perspektiv. Jag hyser fortfarande stark tilltro till vår organiska tillväxtstrategi och förväntar mig att 2018 års borrprogram ska öppna möjligheter för oss att fortsätta finna nya resurser och skapa värde inom våra kärnområden.

När vi nu blickar framåt håller vi kvar fokus på att bedriva en högpresterande verksamhet och göra detta på ett säkert och hållbart sätt samtidigt som vi fortsätter med en aktiv organisk tillväxtstrategi. Framtiden ser lovande ut för Lundin Petroleum och vi har en mycket spännande tid framför oss med kraftigt ökande produktion när Johan Sverdrup börjar producera. Genom att hålla kvar låga verksamhetskostnader kommer vi att kunna leverera ett ökat fritt kassaflöde och generera utdelningar samtidigt som vi arbetar aktivt för organisk tillväxt och därigenom fortsätta skapa långsiktigt aktieägarvärde.”

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 verksamhet på www.lundin-petroleum.com

Definitioner och förkortningar finns på sidan 35.

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 räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2017 om inte annat anges.

Kvarvarande verksamhet Norge

Reserver och resurser

Lundin Petroleum har per den 31 december 2017 bevisade och sannolika nettoreserver om 726,3 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) samt bevisade, sannolika och möjliga nettoreserver om 895,5 MMboe, vilka certifierats 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 nettoresurser uppgick per den 31 december 2017 till 203,4 MMboe.

Produktion

Produktionen för året uppgick till 86,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 59,3 Mboepd för 2016). Detta var över den uppdaterade produktionsprognosen för året om 85 Mboepd samt 15 procent över medianvärdet i det ursprungliga prognosintervallet om 70 till 80 Mboepd. Det goda utfallet beror på kraftfulla anläggningar och hög reservoarprestanda från både Edvard Griegfältet och Alvheimområdet. Produktionsprognosen för 2018 är mellan 74 och 82 Mboepd.

De totala verksamhetskostnaderna för året, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,25 USD per fat, vilket var 8 procent lägre än den reviderade prognosen för helåret om mindre än 4,60 USD per fat och 20 procent lägre än den ursprungliga prognosen om 5,30 USD per fat. Detta goda utfall beror på en kombination av minskade kostnader och ökade produktionsvolymerna.

Produktionen omfattade följande:

Produktion i Mboepd		1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Norge					
Olja		77,6	74,6	53,2	64,0
Gas		8,5	8,5	6,1	7,1
Summa produktion		86,1	83,1	59,3	71,1
Kvantitet i Mboe		31 427,7	7 647,0	21 701,4	6 540,1
<hr/>					
Produktion in Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Edvard Grieg	65% ²	66,7	62,7	42,0	52,3
Ivar Aasen	1,385%	0,7	0,9	—	—
Alvheim	15%	12,4	9,8	10,0	12,5
Volund	35%	3,9	8,7	2,7	1,8
Bøyla	15%	1,1	0,9	1,7	1,6
Brynhild	51% ³	1,2	—	2,6	2,6
Gaupe	40%	0,2	0,2	0,3	0,3
		86,1	83,1	59,3	71,1

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

² l.a. 50% fram till den 30 juni 2016

³ l.a. 90% fram till den 30 november 2017.

Edvard Griegfältets nettoproduktion för året om 66,7 Mboepd var högre än prognos till följd av ökad anläggningskapacitet, god produktionseffektivitet och hög reservoarprestanda. Ivar Aasenfältets produktion, som går via Edvard Grieganläggningarna, startade i december 2016 och tillsammans har fälten producerat med hög tillförlitlighet. Edvard Griegs produktionseffektivitet för helåret låg på 94 procent. Tester har bekräftat att Edvard Grieganläggningarna har kapacitet att producera på en nivå om 145 tusen fat olja per dag (Mbopd) (från Edvard Grieg och Ivar Aasen tillsammans), 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 och den slutliga fördelningen bestäms vid slutet av det tredje kvartalet 2018. Den avtalade fördelningen ingår i produktionsprognosen för 2018.

Den totala utvinningskostnaden för Edvard Griegfältet för året var 4,61 USD per fat och verksamhetskostnaden för året, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 3,71 USD per fat.

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Edvard Grieg Southwest 16/1-27 genomförts med framgång och påträffat olja i en 15 meter bruttokolonn med betydligt bättre sandkvalitet och tjocklek än förväntat. Resultaten från borrningen bekräftar ytterligare reserver i den här delen av fältet. I kombination med resultaten från de andra borrningarna som genomförts under året och den goda reservoarprestandan, som hittills inte producerat något vatten, har detta resulterat i att fältets slutliga utvinningsbara bruttoreserver enligt bästa estimat ökat med 51 MMboe till 274 MMboe per den 31 december 2017, vilket är en ökning om 47 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen.

Inom ramen för utbyggnadsplanen och med samma antal planerade borrningar har borrhörprogrammet för Edvard Grieg optimerats med en produktionsborrning och en vatteninjiceringsborrning med inriktning på den sydvästra delen av fältet. Under året genomfördes tre produktionsborrningar och två vatteninjiceringsborrningar på Edvard Griegfältet med resultat som var i linje med eller över förväntan. Ytterligare en produktionsborrning genomfördes med framgång i januari 2018. Av totalt 14 utbyggnadsborrningar har hittills 12 slutförts och borrhöraktiviteter planeras fortsätta in i det andra kvartalet 2018. Produktionskapaciteten för de åtta produktionsborrningar som hittills genomförts är över förväntan och överstiger betydligt den tillgängliga anläggningskapaciteten.

Ivar Aasenfältets nettoproduktion för året om 0,7 Mboepd var i linje med prognos. Vatteninjicering startade under det andra kvartalet 2017 och borrhörprogrammet som ingick i utbyggnadsplanen slutfördes under det tredje kvartalet 2017.

Alvheimområdets produktion för året, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, var högre än prognos till följd av att reservoarprestandan och produktionseffektiviteten från Alvheim FPSO:n om 97 procent fortsätter att överträffa förväntningarna. Den totala utvinningskostnaden för Alvheimområdet var 3,70 USD per fat för året.

Alvheimfältets nettoproduktion för året om 12,4 Mboepd var högre än prognos. Reservoaren fortsätter att leverera starka resultat 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 slutfördes under året i Boområdet med resultat i linje med förväntan och båda borrningarna förväntas börja producera under första kvartalet 2018.

Volundfältets nettoproduktion för året om 3,9 Mboepd var högre än prognos. Två nya kompletterande borrningar slutfördes under året och började producera under tredje kvartalet 2017, båda med produktionsnivåer som överträffar förväntningarna.

Bøylafältets nettoproduktion för året om 1,1 Mboepd var i linje med prognos.

Brynhildfältets nettoproduktion för året om 1,2 Mboepd var lägre än prognos. Fältet har varit under driftstopp sedan juli 2017 på grund av en flödesbegränsning i oljeledningen till FPSO:n Haewene Brim. Begränsningen orsakades av en olje- och vattenemulsion som utvecklats i oljeledningen på grund av ett fel i undervattenssystemet för injektion av kemiska emulsionshämmare. Arbete för att åtgärda begränsningen pågår och planen är att återuppta produktionen under första kvartalet 2018. Vatteninjektionssystemet togs åter i bruk i februari 2017 och injiceringsflödena har sedan dess varit stabila. En överenskommelse har träffats med Shell om ett reviderat serviceavtal för drift och processhantering, vilket kommer att minska fältets framtida utvinningskostnader.

I juni 2017 meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts om försäljning av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet till CapeOmega. Lundin Norway kommer att fortsätta som operatör för Brynhildfältet och har efter transaktionens slutförande i slutet av november 2017 en licensandel om 51 procent. Transaktionen gäller från och med den 1 januari 2017.

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

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad plåtproduktion, 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 slutet av 2017 mer än 65 procent slutförd. Uppförande av samtliga delar för Fas 1 pågår med över 50 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 Kværner Verdalarvet 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. De tre återstående stålunderställen och de fyra processdäcken planeras installeras under 2018 och 2019.

Tillverkning och montering av de tre återstående stålunderställen pågår vid Kværner Verdalarvet i Norge och vid Dragadosvarvet i Spanien. Aibel och Kværner i Norge arbetar för närvarande på totalentreprenadskontrakt (EPC) med tillverkning och montering av borrhör- 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 enligt plan på präm i september 2017 och befinner sig nu i Haugesund i Norge för färdigställande och sammankoppling. Installation av fyra borrhramar för vatteninjicering med tillhörande rörledningar har slutförts. Dessutom pågår byggnadsarbete med strömförsörjningssystemet från land i Haugsneset samt för landanslutningen av oljeexportledningen 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 som var bättre eller i linje med förväntningarna. Förborrning av nio vatteninjiceringsborrningar slutfördes under 2017 med resultat i linje med förväntningarna. Förborrningarna slutfördes väl före utsatt tid.

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

Partnerskapet för Johan Sverdrup har fattat beslut om konceptval (DG2) för projektets Fas 2. Detta kommer att innefatta installation av ytterligare en processanläggningsplattform sammanlänkad med Fas 1 fältcentret, samt fler undervattensanläggningar för att möjliggöra inkoppling av 28 ytterligare borrhningar för att kunna nå fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsøy och Geitungen. Dessa ytterligare anläggningar kommer bidra till att öka fältets bruttoplatåproduktion till 660 Mbopd. Kostnaderna för Fas 2 uppskattas till mellan 40 och 55 miljarder NOK (nominellt värde) och motsvarar en minskning med runt 50 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen för Fas 1. Detta till följd av en kombination av ändrade marknadsförhållanden och optimerat koncept för Fas 2 anläggningarna. 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, Kværner för stålunderstället och Siemens för utvidgning av anläggningarna för strömförsörjning från land. Dessutom pågår upphandling av utrustning med långa leveranstider för Fas 2. Utbyggnadsplanen för Fas 2 beräknas lämnas in under andra halvåret 2018 och produktion förväntas starta 2022.

Under året uppdaterade Statoil resursuppskattningen för Johan Sverdrupfältet och bruttoresurserna har ökat till mellan 2,0 och 3,0 miljarder boe varav 95 procent är olja.

De sammanlagda utbyggnadskostnaderna för hela fältet (Fas 1 och Fas 2) har minskat från utbyggnadsplanens ursprungliga uppskattning om 207 miljarder NOK till mellan 132 och 147 miljarder NOK (nominellt värde). Breakeven-priset för hela fältet uppskattas 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 Tonjerborrningen, som testat en möjlig nordlig förlängning av Johan Sverdrupfältet, påträffat en oljekolonn om 16 meter i Draupnereservoar av sämre kvalitet än Johan Sverdrupreservoaren. Detta resultat påverkar inte utbyggnaden av Johan Sverdrup eller fältets resurser. Partnerskapet kommer att analysera resultaten från borrhningen för att utvärdera framtida utbyggnadsmöjligheter.

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Edvard Grieg Southwest slutförts. Resultaten från denna borrhning 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 karbonater i en 300 meter djup bruttosekvens från permperiod med sämre reservoarkvalitet. Resultatet från denna borrhning har lett till en minskning av resursestimatet för Gohtafyndigheten. Gohta betraktas som en möjlig utbyggnad tillsammans med den större närliggande Altafyndigheten.

I juli 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Alta-4, belägen cirka 2 km söder om den ursprungliga fyndighetsborrningen, påträffat kolväte i en 48 meter bruttokolonn, 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 borrhningar på 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 reservoarna från perm- och triasperiod. I augusti 2017 slutfördes en sidospårsborrning cirka 900 meter norr om Alta-4, vilken bekräftade reservoars sekvens och flödeskontakter. Ett förlängt borrtest av Alta kommer att genomföras under 2018 i syfte att minska osäkerheten kring val av utvinningsmetod för denna komplexa reservoar och ge underlag för utbyggnadsstudier.

Lundin Petroleum har ett hyreskontrakt med Ocean Rig avseende den halvt nedsänkbara riggen Leiv Eiriksson. Avtalet har flexibel löptid och riggen har under 2017 använts för alla borringar i Barents hav där Lundin Petroleum är operatör och kommer under 2018 även att användas för det utökade borrtestet av Alta.

Lundin Petroleum har ett hyreskontrakt med COSL Offshore Management gällande den halvt nedsänkbara riggen COSL Innovator med flexibel löptid och ett flertal möjliga borroptioner för ett borrrprogram i Utsirahøyden under 2018. Riggen kommer att användas för utvärderingsborringar av Luno II i PL359 och Rolvsnes i PL338C. Både Luno II och Rolvsnes kan potentiellt byggas ut genom en återkoppling längs havsbotten till Edvard Grieganläggningarna. Borrningar av Luno II planeras att påbörjas i februari 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	olja- och gasfyndighet
PL859	7435/12-1	augusti 2017	Korpfjell	15%	Statoil	mindre gasfyndighet, ej kommersiellt gångbar
PL609	7220/6-3	augusti 2017	Børselv	40%	Lundin Norway	torr
PL533	7219/12-2	oktober 2017	Hufsa	35%	Lundin Norway	gasfyndighet, ej kommersiellt gångbar
PL533	7219/12-3	december 2017	Hurri	35%	Lundin Norway	torr
Alvheimområdet						
PL150B	24/9-11S	juni 2017	Volund West	35%	Aker BP	torr
PL340	24/19-2S	januari 2018	Frosk	15%	Aker BP	pågående

I februari 2017 meddelade Lundin Petroleum en fyndighet på Filicudistrukturen i PL533 i södra Barents hav. Borrningen genomfördes cirka 40 km sydväst om Johan Castbergfyndigheten i PL532 och påträffade kolväte i en 129 meter bruttokolonn, varav 63 meter olja och 66 meter gas, i sandstensreservoar från jura- och triasperiod av hög kvalitet. En sidospårsborrning genomfördes som bekräftade reservoaren och kolvätekolonnen. Efter noggrann genomgång av insamlade data uppskattas fyndigheten innehålla betingade bruttoresurser om 23 MMboe, med ytterligare potential i den östra delen av fyndigheten som kommer att kräva fler utvärderingsborringar.

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

I augusti 2017 genomfördes en prospekteringsborrning av Korpfjellstrukturen i PL859 i sydöstra Barents hav som bekräftade en mindre, ej kommersiellt gångbar gasfyndighet. Borrningen påträffade en gaskolonn om 34 meter i sandstensreservoar av god kvalitet i det grunda partiet från juraperiod med uppskattade bruttoresurser om mellan 40 och 75 MMboe. Ytterligare borringar planeras under 2018 i PL859 i syfte att testa den större prospekteringspotentialen i blocket.

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 sämre kvalitet med förekomst av olja, men reservoaren var vattenfylld.

I november 2017 genomfördes en borrning på Hufsastrukturen i PL533 i södra Barents hav längs samma geologiska förlängning som Filicudistrukturen i samma block. Borrningen påträffade reservoarsand från jura- och triasperiod. I huvudborrningen gjordes en ej kommersiellt gångbar gasfyndighet, medan sidospårsborrningen var torr.

I januari 2018 genomfördes en borrning på Hurristrukturen i PL533 i södra Barents hav längs samma geologiska förlängning som Filicudistrukturen i samma block. Borrningen påträffade reservoarsand från juraperiod av god kvalitet, men var torr.

I januari 2018 påbörjades borrning på Froskstrukturen i PL340, belägen nordväst om Bøylafältet i Nordsjön, med målsättning att nå sandsten av liknande geologisk karaktär som på Volundfältet.

Omfattande datainsamling av högspecifik 3D-seismik för fyndigheterna Alta, Gohta och Filicudi samt sammanhängande prospekteringspotential slutfördes även i september 2017 och analysen av denna data kommer att göras tillgänglig under 2018.

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

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

I november 2017 ansökte Lundin Petroleum om licenser i den 24:e norska licensrundan och tilldelningen förväntas tillkännas i mitten av 2018.

Ett byte av licensandelar slutfördes under året 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. Därutöver farmade Lundin Petroleum in 10-procentiga licensandelar i både PL539 och PL860 på Mandalhöjden i norska Nordsjön från Fortis Petroleum, varefter ett antal ytterligare licensandelar förvärvades från Fortis Petroleum, inklusive ytterligare 10 procent i vardera PL539 och PL860 samt 30 procent i både PL820S och PL825, villkorat av godkännande från säljarens bank samt från norska staten. Lundin Petroleum har avtalat med Statoil om ett byte av licensandelar, genom vilket bolaget kommer att förvärva Statoils 20-procentiga licensandel i PL860. Förvärvet är villkorat av godkännande från norska staten och kommer att öka Lundin Petroleums licensandel i PL860 till 40 procent. Lundin Petroleum farmade ut sin 20-procentiga licensandel i PL685 till Wellesley Petroleum, liksom en 15-procentig licensandel och operatörskapet för både PL758 och PL800 till Capricorn.

Lundin Petroleum återlämnade under året licenserna PL410, PL579, PL625, PL653, PL674BS, PL678, PL694, PL734, PL736S, PL765, PL766, PL778 och PL789. Bolaget har även meddelat sin avsikt att återlämna PL700, PL700B, PL715 och PL805, vilket kommer att ske under 2018.

I januari 2018 meddelade det norska olje- och energidepartementet tilldelade licenser i 2017 års norska licensrunda för tilldelning av licenser i fördefinierade områden. Lundin Petroleum tilldelades totalt 14 licenser, varav sex som operatör i PL934 (l.a. 40%), PL886B (l.a. 40%), PL950 (l.a. 50%), PL952 (l.a. 60%), PL954 (l.a. 40%) och PL533B (l.a. 35%). Åtta licenser utan operatörskap tilldelades även i PL904 (l.a. 20%), PL167C (l.a. 20%), PL914S (l.a. 1,385%), PL916 (l.a. 20%), PL917 (l.a. 20%), PL919 (l.a. 15%), PL935 (l.a. 20%) och PL936 (l.a. 30%).

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 tillsammans med den ryska licensmyndigheten, Rosnedra, kommit överens om en utvärderingsplan i syfte att bevara 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 3,8 Mboepd och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Olja				
Frankrike	0,8	—	2,6	2,6
Malaysia	2,5	—	8,6	8,3
Summa produktion olja	3,3	—	11,2	10,9
Gas				
Nederländerna	0,5	—	1,6	1,4
Indonesien	—	—	0,5	—
Summa produktion gas	0,5	—	2,1	1,4
Summa produktion	3,8	—	13,3	12,3
Kvantitet i Mboe	1 370,4	—	4 858,2	1 136,8

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

Sex lågriskincidenter inträffade i Norge som krävde sjukvård och en lågriskincident med förlorad arbetstid som följd. Detta resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid som följd för kvarvarande verksamhet om 0,47 per miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporterbara incidenter om 3,30 per miljon arbetade timmar.

Inga incidenter med väsentlig miljöpåverkan inträffade under året.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för räkenskapsåret 2017 som avslutades den 31 december 2017 uppgick till 812,4 MUSD (-244,7 MUSD) för den kvarvarande verksamheten. Det var en följd av ökad produktion och högre oljepriser jämfört med föregående år som också påverkades negativt av en nedskrivning om 506,1 MUSD avseende verksamheten i Ryssland.

Resultatet för året uppgick till 380,9 MUSD (-399,3 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 negativt av kostnadsförda prospekteringsutgifter och en nedskrivning.

Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till 384,7 MUSD (-256,7 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, och 431,2 MUSD (-356,7 MUSD) inklusive avyttrad verksamhet, motsvarande ett resultat per aktie om 1,13 USD (-0,79 USD) för kvarvarande verksamhet och 1,27 MUSD (-1,09 MUSD) inklusive avyttrad verksamhet.

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 501,5 MUSD (752,5 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande EBITDA per aktie om 4,41 USD (2,31 USD). Operativt kassaflöde uppgick till 1 530,0 MUSD (857,9 MUSD) från den kvarvarande verksamheten, motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 4,50 USD (2,63 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 slutfördes 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 resultat- 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 påverkades negativt när denna omfördelning inom eget kapital redovisades i slutet av det tredje kvartalet 2017.

Den 30 november 2017 slutfördes försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet till CapeOmega. Transaktionen gäller från och med den 1 januari 2017 och omfattade en ersättning om 774 MNOK, inklusive historiska skattemässiga saldon och särskilda avdrag för skatteändamål. Transaktionen resulterade i en redovisningsmässig förlust om 14,4 MUSD, netto efter skatt, vilket motsvarar skillnaden mellan den erhållna ersättningen och de avyttrade tillgångarnas bokförda värde. Den redovisningsmässiga förlusten redovisas som förlust vid försäljning av tillgångar och framgår av tabellen nedan.

Belopp i MUSD	
Tillgångar	
Olje- och gastillgångar	–
Uppskjuten skatt	143,9
Summa avyttrade tillgångar	143,9
Skulder	
Avsättning för återställningskostnader	32,0
Rörelsekapital	3,8
Summa avyttrade skulder	35,8
Avyttrade nettotillgångar	108,1
Erhållen ersättning	93,7
Redovisningsmässig förlust efter skatt, netto	14,4

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter för året uppgick till 1 997,0 MUSD (950,0 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för året uppgick till 1 958,3 MUSD (975,9 MUSD). Genomsnittspriset som erhållits för Lundin Petroleum's egen produktion uppgick till 51,63 USD (42,31 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för året uppgick till 54,25 USD (43,73 USD) per fat.

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

	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Försäljning från egen produktion				
Genomsnittspris per boe i USD				
Försäljning olja				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	28 106,9	5 364,9	20 654,5	7 036,6
– Genomsnittspris per boe	53,37	62,41	43,60	49,63
Försäljning gas och NGL				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	3 943,1	1 325,0	2 352,1	658,5
– Genomsnittspris per boe	39,23	44,60	30,94	37,41
Summa försäljning från kvarvarande verksamhet				
– Kvantitet i Mboe	32 050,0	6 689,9	23 006,6	7 695,1
– Genomsnittspris per boe	51,63	58,87	42,31	48,58

Tabellen ovan exkluderar olja från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part för året uppgick till 303,5 MUSD (2,1 MUSD) och var hänförligt 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. Sålta volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till en intäkt om 13,8 MUSD (kostnad om 29,1 MUSD) under året, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 24,9 MUSD (3,2 MUSD) för året och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 21,7 MUSD (0,3 MUSD), hänförliga till tariffintäkter som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för året till 164,2 MUSD (168,4 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet				
Utvinningskostnader				
– i MUSD	117,3	32,9	113,1	27,3
– i USD per boe	3,73	4,31	5,21	4,17
Tariff- och transportkostnader				
– i MUSD	37,9	9,0	33,9	7,0
– i USD per boe	1,21	1,17	1,56	1,08
Verksamhetskostnader				
– i MUSD	155,2	41,9	147,0	34,3
– i USD per boe ¹	4,94	5,48	6,77	5,25
Förändringar i lager				
– i MUSD	-0,4	-0,1	-0,7	-0,5
– i USD per boe	-0,02	-0,02	-0,04	-0,08
Övrigt				
– i MUSD	9,4	1,8	22,1	6,0
– i USD per boe	0,30	0,23	1,02	0,93
Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet				
– i MUSD	164,2	43,6	168,4	39,8
– i USD per boe	5,22	5,69	7,75	6,10

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna om 4,94 USD per fat för året minskar till 4,25 USD per fat när de netto redovisas.

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 117,3 MUSD (113,1 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 105,9 MUSD (103,8 MUSD).

Utvinningskostnaderna uppgick till 3,73 USD (5,21 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 3,37 USD (4,78 USD) per fat.

Tariff- och transportkostnader för året uppgick till 37,9 MUSD (33,9 MUSD) eller 1,21 USD (1,56 USD) per fat. Minskningen är huvudsakligen hänförlig till de ökade volymerna i transportsystemet Oseberg som Edvard Griegs oljeledning är sammankopplad med.

Övriga kostnader uppgick till 9,4 MUSD (22,1 MUSD) och var hänförliga till tecknandet av en driftstoppförsäkring 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 567,3 MUSD (386,2 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 18,05 USD (17,80 USD) per fat och beskrivs i not 3. De högre avskrivningarna under året i förhållande till föregående år beror på att högre produktionsnivåer har uppnåtts från Edvard Griegfältet och därmed har högre avskrivningar redovisats.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 73,1 MUSD (101,9 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under året kostnadsfördes prospekteringsutgifter om 72,0 MUSD, främst hänförliga till utvärderingsborrningen på Gohta i PL492 som slutfördes utan framgång, prospekteringsborrningen på Korpffjell i PL859 som resulterade i en mindre, ej kommersiellt gångbar gasfyndighet, torra borrningar på strukturerna Volund West i PL150B, Børselv i PL609, Hurri och Hufsa i PL533 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 (506,1 MUSD) och var hänförliga till Brynhildfältet i PL148, se not 3. Nedskrivningarna i jämförelseperioden var hänförlig till verksamheten i Ryssland.

Förlust vid försäljning av tillgångar

Förlust vid försäljning av tillgångar uppgick till 14,4 MUSD (– MUSD) efter skatt och var hänförlig till försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet.

Övriga rörelsekostnader

Övriga rörelsekostnader uppgick till 303,3 MUSD (2,1 MUSD) för året och var hänförliga till inköp av råolja utanför koncernen av Lundin Petroleum Marketing SA.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 31,7 MUSD (30,0 MUSD) och innehöll en kostnad om 4,3 MUSD (4,6 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 2,5 MUSD (3,1 MUSD) för året.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 256,7 MUSD (2,7 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten för året uppgick till 255,3 MUSD (– 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 innehåller i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollar. Den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar uppgick till 1,8 MUSD (29,1 MUSD) för året.

Under året 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, vilket resulterade i en valutakursförlust på en koncernintern lånebalans i norska kronor.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 186,6 MUSD (221,5 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för året uppgick till 115,0 MUSD (137,3 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt aktiverades under året till ett belopp om 63,5 MUSD (23,4 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till föregående år främst på grund av högre räntor. Räntesäkringsavtalen resulterade i en förlust om 17,4 MUSD (19,5 MUSD).

Avskrivningar av aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 17,5 MUSD (38,9 MUSD) för året och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteterna som skrivs av över faciliteternas nyttjandetid. Minskningen jämfört med 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.

Engagemangsvavgifterna för faciliteterna uppgick till 11,1 MUSD (9,3 MUSD) och ökningen i förhållande till föregående år beror på att det lånebelopp som finns tillgängligt att utnyttja under koncernens reservbaserade kreditfacilitet har ökat.

Lundin Petroleum innehar 121,5 miljoner aktier i ShaMaran Petroleum Corp. (ShaMaran) och detta innehav redovisades till verkligt värde vid datumet för förvärvet och i enlighet med redovisningsregler har förändringar i det verkliga värdet redovisats i övrigt totalresultat. Under året meddelade ShaMaran att produktion startat från Atrushfältet. Någon ökning av ShaMaranaktien följde inte av produktionsstarten och en nedskrivning motsvarande den ackumulerade värdenedgången om 11,2 MUSD redovisades i övrigt totalresultat, vilken har omklassificerats och redovisats över resultaträkningen.

Andel i resultat intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till 0,4 MUSD (– MUSD) och var hänförlig till andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd. till följd av att bolaget sedan slutet av det tredje kvartalet 2017 inte längre konsolideras.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 501,2 MUSD (64,2 MUSD intäkt) för året, se not 6.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 0,5 MUSD (78,4 MUSD intäkt) och inkluderade en skatteintäkt om 1,5 MUSD (78,9 MUSD intäkt), hänförlig till skatteåterbetalningen som erhålls för prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 501,7 MUSD (14,2 MUSD) 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 året 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 till -3,8 MUSD (-142,6 MUSD) och var hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i Mintley Caspian Ltd., som utgör holdingbolaget för Lundin Petroleums verksamhet i Ryssland, som var till fullo konsoliderat fram till slutet av det tredje kvartalet 2017. Lundin Petroleum har uppdaterat den redovisningsmässiga bedömningen avseende konsolideringen av denna investering och kommit fram till att den bör klassificeras som ett joint venture. Dotterbolaget exkluderades ur koncernredovisningen i slutet av det tredje kvartalet 2017.

Avyttrad verksamhet

Resultatet hänförligt till avyttrad verksamhet uppgick till 46,5 MUSD (-100,0 MUSD), se not 14.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 937,1 MUSD (4 376,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD				
Norge	950,0	216,0	877,1	257,9
Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet	950,0	216,0	877,1	257,9

Under året har ett belopp om 950,0 MUSD (877,1 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg samt Alvheimområdet. Dessutom aktiverades räntekostnader till ett belopp om 63,5 MUSD.

	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD				
Norge	227,1	54,6	142,1	51,8
Ryssland	1,1	–	1,4	0,5
Prospekterings- och utvärderingsutgifter från kvarvarande verksamhet	228,2	54,6	143,5	52,3

Prospekterings- och utvärderingsutgifter har redovisats till ett belopp om 227,1 MUSD (142,1 MUSD) i Norge, främst hänförliga till prospekteringsborrningarna på Filicudi, Hufsa och Hurri 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 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 6,7 MUSD (9,4 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 6,3 MUSD (8,9 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran, vilka har redovisats till marknadsvärde.

Derivatinstrument uppgick till 26,5 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 33,7 MUSD (54,9 MUSD) och inkluderade både lager av olja och gas och borrhustrustning. Minskningen jämfört med föregående år är hänförlig till IPC-avknoppningen.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 304,4 MUSD (288,9 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar uppgick till 202,7 MUSD (193,4 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Underutttag uppgick till 29,4 MUSD (28,9 MUSD) och var hänförliga till underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst från Alvheimområdet. Fordringar på joint operations, uppgick till 15,6 MUSD (31,2 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 29,3 MUSD (29,4 MUSD) och var främst hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. 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 utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Kontraktet upphörde under året. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 27,4 MUSD (3,0 MUSD) och innehöll en kortfristig fordran på IPC avseende mellanhavanden till följd av avknoppningen, momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 7,7 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 – MUSD (77,5 MUSD) och var hänförliga till den norska skatteåterbetalningen för 2016 som erhöles under det fjärde kvartalet 2017.

Likvida medel uppgick till 71,4 MUSD (69,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 880,0 MUSD (4 048,3 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 3 955,0 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 75,0 MUSD (96,7 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade utnyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 420,6 MUSD (420,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 414,6 MUSD (407,1 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Avsättningen hänförlig till Norge uppgick till 414,6 MUSD (316,1 MUSD). Den ökade avsättningen är främst hänförlig till Edvard Grieg och Alvheimområdet samt till utbyggnaden av Johan Sverdrup, delvis kompenseras av försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhild.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 1 302,2 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 3,1 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.

Kortfristiga skulder

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 259,0 MUSD (308,4 MUSD) och beskrivs i not 12. Överutttag uppgick till 12,8 MUSD (29,9 MUSD) och var hänförlig till en överuttagsposition vid de producerande fälten, främst från Brynhild och flytande naturgas från Edvard Grieg. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 188,9 MUSD (238,8 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 19,5 MUSD (16,9 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 7,7 MUSD (9,5 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 6,4 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 7,7 MUSD (6,9 MUSD) och avsåg den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 46 648,6 MSEK (-103,3 MSEK) för året.

I resultatet ingick finansiella intäkter om 46 542,9 MSEK, hänförliga till en intern omorganisation som gjordes före IPC-avknoppningen. Resultatet exklusive denna finansiella intäkt uppgår till 105,7 MSEK (-103,3 MSEK).

I resultatet ingick administrationskostnader om 146,7 MSEK (106,6 MSEK) och finansiella intäkter om 243,1 MSEK (-0,5 MSEK), exklusive finansiella intäkter hänförliga till den interna omorganisationen. De finansiella intäkterna inkluderar en utdelning om 238,6 MSEK (– MSEK) från ett dotterbolag.

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 året 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 273,1 MUSD, till marknadsmässiga villkor.

Vid datumet för IPC-avknoppningen innehade koncernen en fordran avseende rörelsekapital som uppgick till 27,4 MUSD. Denna fordring har minskat till 23,5 MUSD och redovisas som kortfristig tillgång då den förfaller under 2018.

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 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.

Händelser efter balansdagens utgång

Inga händelser har inträffat efter balansdagens utgång.

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 året gjorde Lundin Petroleum ett återköp av 1 233 310 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 186,14 SEK, i enlighet med bemyndigandet från årsstämman 2017.

Styrelsen föreslår att årsstämman som hålls den 3 maj 2018 i Stockholm beslutar om en första kontantutdelning om 4,00 SEK per aktie för 2017, baserat på antalet utestående aktier, exklusive bolagets egna aktier. Detta motsvarar ett totalt belopp om 1 357 miljoner SEK, eller cirka 175 miljoner USD, och föreslås betalas ut efter årsstämman 2018.

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 31 december 2017 var 135 902 respektive 224 043 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 31 december 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 31 december 2017 uppgick till 406 902 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 december 2015 och antalet utestående rättigheter per den 31 december 2017 uppgick till 646 503 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.

Lundin Petroleum har bedömt att IFRS9 (som trädde i kraft den 1 januari 2018) inte har någon betydande påverkan på koncernens finansiella rapportering.

Lundin Petroleum har bedömt att IFRS15 (som trädde i kraft den 1 januari 2018) inte kommer att påverka tidpunkten för när koncernen redovisar intäkter. Däremot kommer den nya standarden att påverka koncernens resultaträkning då vissa transaktioner kommer att redovisas som övriga intäkter istället för intäkter, vilket påverkar främst redovisningen av förändringar i under- och överuttag som framgår av not 1.

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 31 december 2017 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
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
1 000,0 MNOK	130,0 MUSD	7,69 NOK: 1 USD	jan 2020 – dec 2020
750,0 MNOK	98,3 MUSD	7,63 NOK: 1 USD	jan 2021 – dec 2021
500,0 MNOK	65,6 MUSD	7,62 NOK: 1 USD	jan 2022 – dec 2022

Lundin Petroleum ingick räntesäkringskontrakt under året och har per den 31 december 2017 utestående räntesäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Genomsnittlig ränta per år	Likvidperiod
3 000	1,87%	jan 2018 – dec 2018
3 000	1,42%	jan 2019 – dec 2019
1 750	2,01%	jan 2020 – dec 2020
1 000	2,17%	jan 2021 – dec 2021
1 000	2,37%	jan 2022 – dec 2022

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 året har följande valutakurser använts.

	31 dec 2017		31 dec 2016	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,2712	8,2050	8,4014	8,6200
1 USD motsvarar Euro	0,8855	0,8338	0,9037	0,9487
1 USD motsvarar Rubel	58,3353	57,8604	67,0692	60,9999
1 USD motsvarar SEK	8,5481	8,2080	8,5610	9,0622

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
		Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
Intäkter och övriga intäkter	1	1 997,0	593,7	950,0	326,2
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-164,2	-43,6	-168,4	-39,8
Avskrivningar och återställningskostnader		-567,3	-138,8	-386,2	-116,1
Prospekteringskostnader		-73,1	-30,9	-101,9	-44,1
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar		-30,6	—	-506,1	-506,1
Förlust vid försäljning av tillgångar ¹		-14,4	-14,4	—	—
Övriga rörelsekostnader		-303,3	-115,3	-2,1	—
Bruttoresultat	3	844,1	250,7	-214,7	-379,9
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-31,7	-6,8	-30,0	-10,4
Rörelseresultat		812,4	243,9	-244,7	-390,3
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	4	256,7	-68,9	2,7	-247,3
Finansiella kostnader	5	-186,6	-52,7	-221,5	-50,8
		70,1	-121,6	-218,8	-298,1
Andel i resultat från intresseföretag		-0,4	-0,4	—	—
Resultat före skatt		882,1	121,9	-463,5	-688,4
Inkomstskatt	6	-501,2	-172,8	64,2	25,7
Periodens resultat från kvarvarande verksamhet		380,9	-50,9	-399,3	-662,7
Avyttrad verksamhet					
Periodens resultat – IPC	14	46,5	-1,1	-100,0	-76,4
Periodens resultat		427,4	-52,0	-499,3	-739,1
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare		431,2	-52,0	-356,7	-599,9
Innehav utan bestämmande inflytande		-3,8	—	-142,6	-139,2
		427,4	-52,0	-499,3	-739,1
Resultat per aktie – USD²					
Från kvarvarande verksamhet		1,13	-0,15	-0,79	-1,54
Från avyttrad verksamhet		0,14	0,00	-0,30	-0,22
Resultat per aktie efter full utspädning – USD²					
Från kvarvarande verksamhet		1,13	-0,15	-0,79	-1,53
Från avyttrad verksamhet		0,14	0,00	-0,30	-0,23

¹Hänförligt till försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet.

²Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Periodens resultat	427,4	-52,0	-499,3	-739,1
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:				
Valutaomräkningsdifferens	-96,3	-30,2	13,8	-8,2
Kassaflödessäkring	76,4	-6,4	64,3	45,2
Finansiell tillgång som kan säljas	5,0	6,2	5,3	3,5
Övrigt totalresultat efter skatt	-14,9	-30,4	83,4	-49,9
Totalresultat	412,5	-82,4	-415,9	-789,0
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	416,3	-82,4	-278,2	-650,8
Innehav utan bestämmande inflytande	-3,8	—	-137,7	-138,2
	412,5	-82,4	-415,9	-789,0

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 december 2017	31 december 2016
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 937,1	4 376,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,2	166,1
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar	8	6,7	9,4
Uppskjutna skattefordringar		–	13,5
Derivatinstrument	13	26,5	17,0
Summa anläggningstillgångar		5 111,6	4 710,5
Omsättningstillgångar			
Lager		33,7	54,9
Kundfordringar och andra fordringar	9	304,4	288,9
Derivatinstrument	13	7,7	0,8
Kortfristiga skattefordringar		–	77,5
Likvida medel		71,4	69,5
Summa omsättningstillgångar		417,2	491,6
SUMMA TILLGÅNGAR		5 528,8	5 202,1
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-350,8	-238,6
Innehav utan bestämmande inflytande		–	-113,6
Summa eget kapital		-350,8	-352,2
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	3 880,0	4,048,3
Avsättningar	11	420,6	420,0
Uppskjutna skatteskulder		1 302,2	669,3
Derivatinstrument	13	3,1	29,8
Övriga långfristiga skulder		–	33,8
Summa långfristiga skulder		5 605,9	5 201,2
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	12	259,0	308,4
Derivatinstrument	13	6,4	37,6
Kortfristiga skatteskulder		0,6	0,2
Avsättningar	11	7,7	6,9
Summa kortfristiga skulder		273,7	353,1
Summa skulder		5 879,6	5 554,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 528,8	5 202,1

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	380,9	-50,9	-399,3	-662,7
Justeringar för:				
Prospekteringskostnader	73,1	30,9	101,9	44,1
Avskrivningar och nedskrivningar	570,9	140,5	391,7	119,2
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	30,6	—	506,1	506,1
Aktuell skatt	-0,5	0,3	-78,4	-14,4
Uppskjuten skatt	501,7	172,5	14,2	-11,3
Nedskrivningar av övriga aktier och andelar	11,2	11,2	—	—
Långsiktiga incitamentsprogram	12,7	3,2	15,6	6,3
Valutakursvinst	-258,0	69,9	-24,9	255,4
Räntekostnader	115,0	26,8	137,3	30,5
Aktiverade finansieringsavgifter	17,5	4,4	38,9	4,8
Övriga	26,4	17,6	12,6	-0,6
Erhållen ränta	1,0	0,5	2,3	1,8
Betald ränta	-177,3	-46,1	-153,7	-39,2
Erhållen/betald skatt	82,2	82,6	273,5	274,2
Förändringar i rörelsekapital	-88,1	-124,7	-169,1	-250,7
Summa kassaflöde från verksamheten	1 299,3	338,7	668,7	263,5
Kassaflöde från investeringar				
Investering i olje- och gastillgångar	-1 178,2	-270,5	-1 020,6	-310,2
Investering i övriga anläggningstillgångar	-1,6	-0,7	-1,1	-0,5
Investering i övriga aktier och andelar	-1,3	—	—	—
Betalda återställningskostnader	-0,4	-0,3	-1,0	-0,4
Avyttring av anläggningstillgångar ¹	93,7	93,7	—	—
Övriga betalningar	-7,8	-0,3	25,8	-5,2
Summa kassaflöde från investeringar	-1 095,6	-178,1	-996,9	-316,3
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	-188,7	-160,0	288,7	40,6
Betalda finansieringsavgifter	—	—	-104,0	-0,1
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	31,7	—	92,5	28,0
Köp av egna aktier	-28,0	-20,2	—	—
Nyemission aktier/Försäljning av egna aktier ²	—	—	64,1	—
Summa kassaflöde från finansiering	-185,0	-180,2	341,3	68,5
Förändring av likvida medel	18,7	-19,6	13,1	15,7
Likvida medel vid periodens början	56,1	91,0	42,4	48,8
Valutakursdifferenser i likvida medel	-3,2	—	0,6	—
Likvida medel från verksamhet som exkluderats ur koncernredovisningen	-0,2	—	—	—
Likvida medel från avyttrad verksamhet	—	—	13,4	5,0
Likvida medel vid periodens slut	71,4	71,4	69,5	69,5

¹ Kontant ersättning erhållen för försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet, inklusive betalning av rörelsekapital..

² 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
	Aktiekapital	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	-	-	-356,7	-	-356,7	-142,6	-499,3
Övrigt totalresultat	-	78,5	-	-	78,5	4,9	83,4
Summa totalresultat	-	78,5	-356,7	-	-278,2	-137,7	-415,9
Transaktioner med ägare							
Emittering av aktier/Försäljning av egna aktier	-	534,1	-	-	534,1	-	534,1
Värde av tjänster från anställda	-	-	3,7	-	3,7	-	3,7
Summa transaktioner med ägare	-	534,1	3,7	-	537,8	-	537,8
Den 31 december 2016	0,5	548,3	-787,4	-	-238,6	-113,6	-352,2
Totalresultat							
Periodens resultat	-	-	431,2	-	431,2	-3,8	427,4
Övrigt totalresultat	-	-14,9	-	-	-14,9	-	-14,9
Summa totalresultat	-	-14,9	431,2	-	416,3	-3,8	412,5
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	-	-28,0	-	-	-28,0	-	-28,0
IPC-avknoppning	-	-	-	-	-	0,3	0,3
Aktierelaterade ersättningar	-	-13,2	-	-	-13,2	-	-13,2
Värde av tjänster från anställda	-	-	4,7	-	4,7	-	4,7
Summa transaktioner med ägare	-	-41,2	-77,3	-410,0	-528,5	117,4	-411,1
Den 31 december 2017	0,5	492,2	-433,5	-410,0	-350,8	-	-350,8

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Olja från egen produktion	1 500,2	334,9	901,0	349,2
Olja från tredje part	303,5	115,1	2,1	–
Kondensat	43,0	21,8	14,3	4,9
Gas	111,6	37,2	58,5	19,8
Försäljning av olja och gas från kvarvarande verksamhet	1 958,3	509,0	975,9	373,9
Förändring i under- och överuttagsposition	13,8	76,6	-29,1	-48,6
Övriga intäkter	24,9	8,1	3,2	0,9
Intäkter från kvarvarande verksamhet	1 997,0	593,7	950,0	326,2

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Utvinningskostnader	117,3	32,9	113,1	27,3
Tariff- och transportkostnader	37,9	9,0	33,9	7,0
Förändring i lager	-0,4	-0,1	-0,7	-0,5
Övriga	9,4	1,8	22,1	6,0
Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet	164,2	43,6	168,4	39,8

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Norge				
Olja från egen produktion	1 500,2	334,9	901,0	349,2
Kondensat	43,0	21,8	14,3	4,9
Gas	111,6	37,2	58,5	19,8
Försäljning av olja och gas	1 654,8	393,9	973,8	373,9
Förändring i under- och överuttagsposition	13,8	76,6	-29,1	-48,6
Övriga intäkter	24,4	9,2	1,5	0,6
Intäkter	1 693,0	479,7	946,2	325,9
Produktionskostnader	-164,2	-43,6	-168,4	-39,8
Avskrivningar och återställningskostnader	-567,3	-138,8	-386,2	-116,1
Prospekteringskostnader	-72,0	-30,9	-101,9	-44,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-30,6	–	–	–
Förlust vid försäljning av tillgångar	-14,4	-14,4	–	–
Bruttoresultat	844,5	252,0	289,7	125,9

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Övriga				
Olja från tredje part	303,5	115,1	2,1	–
Försäljning av olja och gas	303,5	115,1	2,1	–
Övriga intäkter	0,5	-1,1	1,7	0,3
Intäkter	304,0	114,0	3,8	0,3
Prospekteringskostnader	-1,1	–	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-506,1	-506,1
Övriga rörelsekostnader	-303,3	-115,3	-2,1	–
Bruttoresultat	-0,4	-1,3	-504,4	-505,8

Summa från kvarvarande verksamhet

Olja från egen produktion	1 500,2	334,9	901,0	349,2
Olja från tredje part	303,5	115,1	2,1	–
Kondensat	43,0	21,8	14,3	4,9
Gas	111,6	37,2	58,5	19,8
Försäljning av olja och gas	1 958,3	509,0	975,9	373,9
Förändring i under- och överuttagsposition	13,8	76,6	-29,1	-48,6
Övriga intäkter	24,9	8,1	3,2	0,9
Intäkter	1 997,0	593,7	950,0	326,2
Produktionskostnader	-164,2	-43,6	-168,4	-39,8
Avskrivningar och återställningskostnader	-567,3	-138,8	-386,2	-116,1
Prospekteringskostnader	-73,1	-30,9	-101,9	-44,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-30,6	–	-506,1	-506,1
Förlust vid försäljning av tillgångar	-14,4	-14,4	–	–
Övriga rörelsekostnader	-303,3	-115,3	-2,1	–
Bruttoresultat från kvarvarande verksamhet	844,1	250,7	-214,7	-379,9

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Valutakursvinst	255,3	-69,6	–	-249,3
Ränteintäkter	1,0	0,6	2,3	1,8
Garanti-intäkter	0,4	0,1	0,4	0,2
Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet	256,7	-68,9	2,7	-247,3

Not 5 – Finansiella kostnader	1 jan 2017- 31 dec 2017	1 okt 2017- 31 dec 2017	1 jan 2016- 31 dec 2016	1 okt 2016- 31 dec 2016
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Räntekostnader	115,0	26,8	137,3	30,5
Valutakursförlust	–	–	4,2	4,2
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	17,4	3,0	19,5	4,7
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	13,7	4,5	11,6	3,7
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	17,5	4,4	38,9	4,8
Engagemangavgifter för lånefacilitet	11,1	3,0	9,3	2,9
Nedskrivningar av övriga aktier och andelar	11,2	11,2	–	–
Övriga	0,7	-0,2	0,7	–
Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet	186,6	52,7	221,5	50,8

Not 6 – Inkomstskatter	1 jan 2017- 31 dec 2017	1 okt 2017- 31 dec 2017	1 jan 2016- 31 dec 2016	1 okt 2016- 31 dec 2016
MUSD	12 månader	3 månader	12 månader	3 månader
Aktuell skatt	-0,5	0,3	-78,4	-14,4
Uppskjuten skatt	501,7	172,5	14,2	-11,3
Inkomstskatter från kvarvarande verksamhet	501,2	172,8	-64,2	-25,7

Not 7 – Olje- och gastillgångar	31 dec 2017	31 dec 2016
MUSD		
Norge	4 937,1	4 055,7
Malaysia	–	130,6
Frankrike	–	171,0
Nederländerna	–	19,1
	4 937,1	4 376,4

Not 8 – Finansiella tillgångar	31 dec 2017	31 dec 2016
MUSD		
Övriga aktier och andelar	6,3	8,9
Övriga	0,4	0,5
	6,7	9,4

Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar	31 dec 2017	31 dec 2016
MUSD		
Kundfordringar	202,7	193,4
Underuttag	29,4	28,9
Fordringar på joint operations	15,6	31,2
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	29,3	29,4
Brynhild kostnadsdelning	–	3,0
Övriga	27,4	3,0
	304,4	288,9

Not 10 – Finansiella skulder

MUSD	31 dec 2017	31 dec 2016
Långfristiga		
Banklån	3 955,0	4 145,0
Aktiverade finansieringskostnader	-75,0	-96,7
	3 880,0	4 048,3

Not 11 – Avsättningar

MUSD	31 dec 2017	31 dec 2016
Långfristiga		
Återställningskostnader	414,6	407,1
Långsiktiga incitamentsprogram	2,8	3,2
Betalning för infarmning	–	5,5
Övriga	3,2	4,2
	420,6	420,0
Kortfristiga		
Långsiktiga incitamentsprogram	7,7	6,9
	7,7	6,9
	428,3	426,9

Not 12 – Leverantörsskulder och övriga skulder

MUSD	31 dec 2017	31 dec 2016
Leverantörsskulder	30,1	13,3
Överuttag	12,8	29,9
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	188,9	238,8
Övriga upplupna kostnader	19,5	16,9
Övriga	7,7	9,5
	259,0	308,4

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:

31 december 2017				
MUSD		Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar				
Övriga aktier och andelar		6,3	–	–
Derivatinstrument – långfristiga		–	26,5	–
Derivatinstrument – kortfristiga		–	7,7	–
		6,3	34,2	–
Skulder				
Derivatinstrument – långfristiga		–	3,1	–
Derivatinstrument – kortfristiga		–	6,4	–
		–	9,5	–
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 året.

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.

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- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Intäkter	69,1	–	209,9	59,7
Rörelsens kostnader				
Produktionskostnader	-17,4	–	-59,1	-18,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-19,1	–	-85,2	-20,4
Avskrivningar av övriga tillgångar	-10,4	–	-31,1	-7,7
Prospekteringskostnader	0,1	–	-14,2	-1,7
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-126,0	-126,0
Bruttoresultat	22,3	–	-105,7	-114,6
Försäljning av tillgångar	–	–	-3,5	–
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-2,3	-1,3	-1,9	-0,2
Rörelseresultat	20,0	-1,3	-111,1	-114,8
Finansiella poster				
Finansiella intäkter	–	–	23,9	23,9
Finansiella kostnader	-24,1	–	-7,9	17,1
	-24,1	–	16,0	41,0
Resultat före skatt	-4,1	-1,3	-95,1	-73,8
Inkomstskatt	-1,2	–	-4,9	-2,6
	-5,3	-1,3	-100,0	-76,4
Vinst vid utdelning av tillgångar	51,8	0,2	–	–
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	46,5	-1,1	-100,0	-76,4

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Intäkter	9,4	2,4	3,8	0,9
Administrationskostnader	-146,7	-50,2	-106,6	-49,4
Rörelseresultat	-137,3	-47,8	-102,8	-48,5
Finansiella poster				
Finansiella intäkter	46 786,4	242,5	3,5	0,8
Finansiella kostnader	-0,5	—	-4,0	0,2
	46 785,9	242,5	-0,5	1,0
Resultat före skatt	46 648,6	194,7	-103,3	-47,5
Inkomstskatt	—	—	—	—
Periodens resultat	46 648,6	194,7	-103,3	-47,5

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Periodens resultat	46 648,6	194,7	-103,3	-47,5
Övrigt totalresultat	—	—	—	—
Totalresultat	46 648,6	194,7	-103,3	-47,5
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	46 648,6	194,7	-103,3	-47,5
	46 648,6	194,7	-103,3	-47,5

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 december 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	7,5	20,7
Likvida medel	4,8	3,2
Summa omsättningstillgångar	12,3	23,9
SUMMA TILLGÅNGAR	55 131,2	12 280,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	54 936,6	12 212,9
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,6	0,6
Skulder till koncernbolag	–	49,4
Summa långfristiga skulder	0,6	50,0
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	194,0	17,6
Summa kortfristiga skulder	194,0	17,6
Summa skulder	194,6	67,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	55 131,2	12 280,5

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	46 648,6	194,7	-103,3	-47,5
Ej kassaflödespåverkande poster	-46 608,2	-0,6	24,6	9,1
Förändringar i rörelsekapital	189,2	-78,2	7,4	6,5
Summa kassaflöde från verksamheten	229,6	115,9	-71,3	-31,9
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga fordringar	—	—	—	-10,6
Förändring av långfristiga skulder	—	—	-467,5	41,2
Köp av egna aktier	-229,6	-166,0	—	—
Nyemission/avyttring egna aktier	—	—	544,1	—
Summa kassaflöde från finansiering	-229,6	-166,0	76,6	30,6
Förändringar i likvida medel	—	-50,1	5,3	-1,3
Likvida medel vid periodens början	3,2	54,2	0,4	4,5
Valutakursdifferenser i likvida medel	1,6	0,7	-2,5	—
Likvida medel vid periodens slut	4,8	4,8	3,2	3,2

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital				Summa eget kapital
	Aktiekapital	Reservfond	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	–	–	–	-103,3	–	-103,3	-103,3
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 31 december 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 519,3	–	11 348,1	12 212,9
Totalresultat	–	–	–	46 648,6	–	46 648,6	46 648,6
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	–	-229,6	–	–	-229,6	-229,6
Utdelningar	–	–	–	–	-3 695,3	-3 695,3	-3 695,3
Summa transaktioner med ägare	–	–	-229,6	–	-3 695,3	-3 924,9	-3 924,9
Den 31 december 2017	3,5	861,3	6 599,2	51 167,9	-3 695,3	54 071,8	54 936,6

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- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader
Intäkter	1 997,0	593,7	950,0	326,2
EBITDA ¹	1 501,5	429,8	752,5	276,7
Periodens resultat	380,9	-50,9	-399,3	-662,7
Operativt kassaflöde ²	1 530,0	434,5	857,9	300,9
Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet				
USD				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-1,03	-1,03	-0,70	-0,70
Operativt kassaflöde per aktie	4,50	1,28	2,63	0,88
Kassaflöde från verksamheten per aktie	3,82	0,99	2,05	0,77
Resultat per aktie	1,13	-0,15	-0,79	-1,54
Resultat per aktie efter full utspädning	1,13	-0,15	-0,79	-1,53
EBITDA per aktie	4,41	1,26	2,31	0,81
EBITDA per aktie efter full utspädning	4,40	1,26	2,30	0,81
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	340 386 445	340 386 445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	339 153 135	339 153 135	340 386 445	340 386 445
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	340 237 772	339 815 228	325 808 486	340 386 445
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	341 380 316	340 616 757	326 738 233	341 316 192
Börskurs				
SEK				
Börskurs vid periodens slut	187,80	187,80	198,10	198,10
Nyckeltal från kvarvarande verksamhet				
Räntabilitet på eget kapital (%) ²	–	–	–	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	22	6	-9	-11
Netto skuldsättningsgrad (%) ²	–	–	–	–
Soliditet (%)	-6	-6	-17	-17
Andel riskbärande kapital (%)	17	17	-3	-3
Räntetäckningsgrad	6	7	-2	-2
Operativt kassaflöde/räntekostnader	12	15	5	9
Direktavkastning	5	n/a	n/a	n/a

¹ Exkluderar den redovisade förlusten om 14,4 MUSD efter skatt avseende försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet.

² Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 31 december 2017 samt 31 december 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).

Nettoskuldssättningsgrad: 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.

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef tillika verkställande direktören försäkrar att den finansiella rapporten för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2017 ger en rättvisande översikt av bolagets och koncernens verksamhet, ställning och resultat samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm den 1 februari 2018

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Peggy Bruzelius

C. Ashley Heppenstall

Lukas H. Lundin

Grace Reksten Skaugen

Jakob Thomasen

Cecilia Vieweg

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2018) kommer att publiceras den 2 maj 2018.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2018) kommer att publiceras den 31 juli 2018.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2018) kommer att publiceras den 7 november 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 februari 2018 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 resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "anticipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden 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

