



**Lundin**  
Petroleum



Delårsrapport för  
**TREMÅNADERSPERIODEN**  
som avslutades den 31 mars 2017

Lundin Petroleum AB (publ)  
organisationsnummer 556610-8055

## Sammanfattning

Den 13 februari 2017 meddelade Lundin Petroleum sin avsikt att knoppa av tillgångarna i Malaysia, Frankrike och Nederländerna (IPC-tillgångarna) till ett nybildat bolag, International Petroleum Corporation (IPC) för att därefter dela ut aktierna i IPC proportionellt till Lundin Petroleums aktieägare. Resultaten för IPC-tillgångarna är inkluderade i Lundin Petroleums finansiella rapporter för rapporteringsperioden och redovisas som avyttrad verksamhet. Avknoppningen till IPC genomfördes den 24 april 2017.

### Kvarvarande verksamhet: Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017 (31 mars 2016)

- Produktion om 82,6 Mboepd (47,9 Mboepd)
- Intäkter om 421,5 MUSD (145,1 MUSD)
- EBITDA om 355,8 MUSD (97,4 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 365,9 MUSD (133,4 MUSD)
- Resultat om 59,2 MUSD (165,7 MUSD), inklusive en valutakursvinst om 20,4 MUSD (188,3 MUSD)
- Nettoskuld om 4 029 MUSD (31 december 2016: 4 075 MUSD)
  
- Resultat från avyttrad verksamhet om 4,0 MUSD (-51,4 MUSD)

Kvarvarande verksamhet	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Produktion i Mboepd	82,6	47,9	59,3
Intäkter i MUSD	421,5	145,1	950,0
Periodens resultat i MUSD	59,2	165,7	-399,3
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	60,5	166,8	-256,7
Resultat per aktie i USD <sup>1</sup>	0,18	0,54	-0,79
Resultat per aktie efter full utspädning i USD <sup>1</sup>	0,18	0,54	-0,79
EBITDA i MUSD	355,8	97,4	752,5
Operativt kassaflöde i MUSD	365,9	133,4	857,9

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

<sup>1</sup> Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

### Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleums hemsida, [www.lundin-petroleum.com](http://www.lundin-petroleum.com), under rubriken "Definitioner".

### Förkortningar

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

### Oljeleraterade förkortningar

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

# Brev till aktieägare

## Kära aktieägare,

Resultatet från det första kvartalet 2017 överträffar eller är i linje med förväntningarna och fortsätter den utmärkta trenden från 2016 som var ett enastående år för Lundin Petroleum.

### Ökad produktionsprognos för 2017

Produktionen för det första kvartalet om 82,6 Mboepd låg i det övre intervallet av prognosen och våra verksamhetskostnader var lägre än 5 USD per fat, exklusive de producerande tillgångarna utanför Norge som knoppades av till International Petroleum Corporation (IPC) i april i år. Dessa resultat kommer främst från fälten Edvard Grieg, där Lundin Petroleum är operatör, och från Alvheim. Edvard Grieg fortsätter att prestera över förväntan både vad gäller verksamheten under havsbotten som på anläggningarna. En viktig milstolpe uppnåddes dessutom under det första kvartalet när Edvard Griegplattformens maxkapacitet för oljeproduktion ökade med 15 procent, från 126 Mbopd till 145 Mbopd, brutto. Driftstiden fortsätter att överträffa förväntningarna samtidigt som vi upprätthåller en hög säkerhet. Denna framgång har inneburit att vår produktionsprognos har ökat till mellan 75 och 85 Mboepd och att de förväntade verksamhetskostnaderna har minskat till 4,90 USD per fat för helåret, exklusive de avknoppade IPC-tillgångarna.

Under det första kvartalet slutförde vi även utvärderingsborrningen Edvard Grieg Southwest. Resultaten från borrningen var uppmuntrande och kommer sannolikt att leda till att reserverna för fältet ökas ytterligare vid slutet av året.

### Utbyggnad av Johan Sverdrup enligt plan

Utbyggnaden av Johan Sverdrup är ett projekt i världsklass och fortskrider enligt plan. Val av koncept för Fas 2 gjordes under det första kvartalet och kostnaderna fortsätter att minska betydligt. I den senaste uppskattningen för Fas 2 har kostnaderna minskat till mellan 40 och 55 miljarder NOK, vilket är cirka hälften jämfört med uppskattningarna som gjordes när utbyggnadsplanen lämnades in.

### Strategisk prospekteringsposition i södra Barents hav

Framgångarna med vår organiska tillväxtstrategi fortsätter och nyligen meddelade vi fyndigheten Filicudi på Loppahöjdens västra sida i södra Barents hav. Fyndigheten innebär att prospekteringspotentialen för hela området har ökat och Filicudi har etablerats som en geologisk förlängning där mer borraktivitet kommer att ske inom en nära framtid. Detta är den tredje geologiska förlängningen utöver det väletablerade Loppahöjden och sydöstra Barents hav där borrningar kommer att genomföras på strukturerna Børselv och Korp fjell under året.

### Fokus på organisk tillväxt i Norge

Avknoppningen av bolagets producerande tillgångar utanför Norge till IPC slutfördes i april. Detta innebär att Lundin Petroleum kommer att fokusera enbart på en organisk tillväxtstrategi i Norge medan IPC initialt kommer att fokusera på sina internationella tillgångar och en förvärvsdriven strategi, för att i ett senare skede kunna fokusera på både organisk tillväxt och förvärv. IPC är mycket väl positionerat för att kunna etablera sig som ett betydande internationellt prospekterings- och produktionsbolag och kan dra fördel av att ha en mycket erfaren ledning och Mike Nicholson som vd. Jag önskar IPC all framgång för de kommande åren!

På Lundin Petroleum är vi på god väg att uppfylla våra produktionsmål samtidigt som vi bibehåller ett starkt fokus på hälsa, säkerhet och miljö. Vår organiska tillväxt ser mer spännande ut än någonsin och har betydande potential, särskilt vad gäller södra Barents hav där borraktivitet kommer att fortsätta under de kommande åren.

Jag vill tacka alla i bolaget som möjliggör dessa resultat och jag är stolt över att vara en del av teamet på Lundin Petroleum.

Till er kära aktieägare, styrelse och familjen Lundin, tack för ert förtroende och fortsatta stöd.

Med vänliga hälsningar,

Alex Schneiter  
Koncernchef och vd

Stockholm den 3 maj 2017

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017

### VERKSAMHETEN

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

### Kvarvarande verksamhet Norge

#### Reserver och resurser

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

#### Produktion

Produktionen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017 (rapporteringsperioden) uppgick till 82,6 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 47,9 Mboepd för samma period 2016), vilket var 6 procent högre än mittpunkten och i det övre intervallet av produktionsprognosen för rapporteringsperioden. Produktionen är hänförlig till starka resultat från anläggningarna och hög reservoarprestanda på både Edvard Griegfältet och i Alvheimområdet under rapporteringsperioden. Till följd av dessa starka resultat ökar Lundin Petroleum sin produktionsprognos för 2017 till mellan 75 och 85 Mboepd från tidigare 70 till 80 Mboepd. De totala verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,04 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli 4,90 USD per fat för året. Produktionen för rapporteringsperioden omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Norge</b>			
Olja	74,6	43,0	53,2
Gas	8,0	4,9	6,1
<b>Summa produktion</b>	<b>82,6</b>	<b>47,9</b>	<b>59,3</b>
<b>Kvantitet i Mboe</b>	<b>7 430,4</b>	<b>4 356,7</b>	<b>21 701,4</b>

Produktion i Mboepd	l.a. <sup>1</sup>	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Edvard Grieg	65% <sup>2</sup>	63,5	30,2	42,0
Ivar Aasen	1,385%	0,6	–	0,0
Alvheim	15%	14,6	8,8	10,0
Volund	35%	0,3	3,5	2,7
Bøyla	15%	1,2	2,1	1,7
Brynhild	90%	2,2	3,1	2,6
Gaupe	40%	0,2	0,2	0,3
		<b>82,6</b>	<b>47,9</b>	<b>59,3</b>

<sup>1</sup> Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

<sup>2</sup> l.a. 50% fram till den 30 juni 2016

Edvard Griegfältets produktion för rapporteringsperioden om 63,5 Mboepd, netto var över förväntan, till följd av ökad anläggningskapacitet, fortsatt hög produktionseffektivitet och god reservoarprestanda. En femte produktionsborrning genomfördes med framgång under det första kvartalet 2017 och började producera vid planerade produktionsnivåer. De fem första borrningarna producerar över förväntan och tryckminskningen i reservoaren fortsätter att vara bättre än förväntat.

Den totala utvinningskostnaden för Edvard Griegfältet var 4,67 USD per fat för rapporterings-perioden och förväntas bli 5,00 USD per fat för året.

Den sjätte produktionsborrningen pågår på Edvard Grieg och ytterligare tre utbyggnadsborrningar är planerade under 2017. Hittills har sju av totalt 14 utbyggnadsborrningar slutförts och borraktivitet förväntas fortsätta in i 2018.

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Edvard Grieg Southwest med borrarnummer 16/1-27 slutförts och påträffat en oljekolonn om 15 meter olja, brutto i hög reservoarkvalitet som var bättre än förväntat. Toppreservoaren påträffades djupare än förväntat och även kontakten mellan olja och vatten var 9 meter djupare än tidigare etablerad kontaktnivå för Edvard Griegfältet. Tryckdata bekräftar kommunikation med Edvard Griegfältet. Resultaten från borrningen bekräftar en preliminär ökning av resurserna om mellan 10 till 30 MMboe, brutto för den här delen av Edvard Griegfältet. Den definitiva effekten på Edvard Griegs totala reserver kommer att beräknas i reservuppdateringen som görs i slutet av 2017 och vilken påverkan denna resursökning kommer att ha på utbyggnadsprogrammet utvärderas för närvarande.

Ivar Aasenfältets produktion startade i december 2016 och går via Edvard Grieganläggningarna. Efter en kortare period med instabil produktion i samband med igångsättningen har de båda fälten producerat med hög tillförlitlighet. Edvard Griegs produktionseffektivitet var 95 procent för rapporteringsperioden, vilket är bättre än förväntat.

Under rapporteringsperioden bekräftar tester av Edvard Grieganläggningarnas kapacitet att anläggningarna har kapacitet att producera 15 procent över de planerade maxnivåerna om 100 Mboepd. Nuvarande produktion möter till fullo denna ökade produktionskapacitet samtidigt som fördelningen av anläggningskapacitet som avtalats mellan fälten Edvard Grieg och Ivar Aasen respekteras, och inkluderar inga eventuella driftsstopp. Fördelningen av anläggningskapacitet som avtalats varierar över tid, vilket framgår av Lundin Petroleums kvartalsvisa produktionsprognoser för 2017.

Ivar Aasenfältets produktion för rapporteringsperioden om 0,6 Mboepd, netto var enligt förväntan. Produktionen fortsätter att trappas upp med fem produktionsborrningar som har tagits i produktion och vatteninjiceringssystemet förväntas starta under det andra kvartalet 2017.

Alvheimområdets produktion för rapporteringsperioden var över förväntan på grund av bättre reservoarprestanda och en effektivare produktion om 97 procent från Alvheim FPSO:n. Produktionen har dessutom optimerats mellan Alvheimområdets fält för att maximera produktionen genom Alvheim FPSO:n. De totala utvinningskostnaderna för Alvheimområdet var 3,24 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli 4,20 USD per fat för året.

Alvheimfältets produktion för rapporteringsperioden om 14,6 Mboepd, netto var betydligt bättre än förväntat. Reservoarprestandan är fortsatt utmärkt och produktionen är betydligt högre än förväntat, såväl från den senaste kompletterande A5-borrningen som från Viper- och Kobraborrningarna, vilka började producera i november 2016. Produktion från Alvheimfältet har även prioriterats över produktion från Volundfältet i syfte att maximera anläggningskapaciteten. Två kompletterande borrningar planeras på Alvheim under 2017 och förväntas börja producera under 2018.

Volundfältets produktion för rapporteringsperioden om 0,3 Mboepd, netto var lägre än förväntat. Volundfältets produktion kommer att behöva begränsas under det första halvåret 2017 i samband med att två kompletterande borrningar genomförs. En överrensommelse har dessutom gjorts som innebär att Alvheim FPSO:ns sammanlagda produktion maximeras genom att ytterligare dra ner produktionen från Volundfältet och prioritera produktion från Alvheimfältet fram till att Volundfältets nya kompletterande borrningarna börjar producera. Den kompletterande borrningen på Volund West slutfördes under rapporteringsperioden och resultaten var enligt förväntat. Den tregrenade kompletterande borrningen på Volund South pågår och den tredje grenen har adderats till följd av positiva resultat från två pilotborrningar som genomförts inom borrarprogrammet. Båda borrningarna förväntas börja producera under det tredje kvartalet 2017.

Bøylafältets produktion för rapporteringsperioden om 1,2 Mboepd, netto var något lägre än förväntat.

Brynhildfältets produktion för rapporteringsperioden om 2,2 Mboepd, netto var högre än förväntat. Vatteninjiceringssystemet sattes igång igen i februari 2017, men operativa problem fortsätter att påverka injiceringsnivåernas stabilitet. Driftstiden för Brynhildfältet var 55 procent för rapporteringsperioden.

Trots att de återstående reserverna inte har redovisats för Gaupefältet producerar fältet av och till när de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma. Gaupefältets produktion för rapporteringsperioden om 0,2 Mboepd, netto var enligt förväntan.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017

### Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad	Förväntad platåproduktion, brutto
Johan Sverdrup Unit	Johan Sverdrup	22,6%	Statoil	Augusti 2015	2,0–3,0 miljarder boe	Slutet av 2019	660 Mbopd

### Johan Sverdrup

Fas 1 av Johan Sverdrupprojektet fortskrider enligt plan och är till cirka 40 procent slutfört. Projektet utvecklas väl, de flesta stora kontrakt är nu tilldelade och kostnaderna för Fas 1 fortsätter att minska. Till följd av bättre förståelse av reservoaren har resursintervallet för fältet återigen ökat och val av koncept (DG2) för Fas 2 gjordes under rapporteringsperioden.

Konstruktion av samtliga delar av Fas 1 har påbörjats och pågår på 22 olika platser världen över med en projektbemanning som når toppnivåer om cirka 3 miljoner arbetstimmar per månad. Konstruktion av tre stålunderställ pågår vid Kværners varv på den norska västkusten och ett vid Dragados varv i Spanien. Aibel och Kvaerner/KBR arbetar för närvarande med konstruktionen av borrh- och boendeplattformarna i Norge och Samsung Heavy Industries i Korea arbetar med konstruktionen av stigrörs- och processplattformarna. Kontrakt för inköp och tillverkning av dessa plattformar tilldelades Aker Solutions. Dessutom pågår ingenjörsarbete på strömförsörjningssystemet från land vid Haugsneset i Norge.

Det första stålunderstället kommer att installeras offshore på stigrörsplattformen och installationen beräknas ske som planerat i augusti 2017. Installation av de återstående offshoreanläggningarna planeras under 2018 och 2019.

Förborring av utbyggnadsborrningar påbörjades i mars 2016 och hittills har åtta produktions-borrningar samt två vatteninjiceringsborrningar slutförts tidigare än förväntat och med borresultat som är i linje med förväntningarna. Tre pilotborrningar har dessutom genomförts under rapporteringsperioden för att underlätta placeringen av utbyggnadsborrningarna, med resultat som varit enligt förväntningarna eller bättre.

När planen för utbyggnad och drift (PDO) för Fas 1 lämnades in i februari 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för Fas 1 till 123 miljarder NOK (nominellt). Den senaste kostnadsberäkningen, som offentliggjordes av Statoil i början av 2017, reducerades till 97 miljarder NOK (nominellt), vilket motsvarar en minskning om cirka 21 procent. Beräkningen baseras på en fast växelkurs om 6 NOK per USD och exkluderar ytterligare valutakursdifferenser som uppkommer vid en omräkning till USD. Produktionskapaciteten för Fas 1 uppskattas till 440 Mbopd, brutto och produktion förväntas starta i slutet av 2019.

Under rapporteringsperioden beslutade partnerskapet för Johan Sverdrup att fortsätta med konceptvalet (DG2) för Fas 2, vilket kommer att innefatta installation av ytterligare en processanläggningsplattform sammanlänkad med Fas 1 fältcentret samt ytterligare anläggningar för att möjliggöra inkoppling av 28 borrningar med räckvidd till fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsoy och Geitungen. Dessa ytterligare anläggningar kommer att innebära en platåproduktion för hela fältet om 660 Mbopd, brutto. Kostnaderna för Fas 2 uppskattas till mellan 40 och 55 miljarder NOK (nominellt) och motsvarar en 50-procentig minskning jämfört med de ursprungliga uppskattningarna i PDO:n för Fas 1, till följd av en kombination av förhållandena på marknaden och optimering av konceptet för Fas 2. Avtal om designarbete för att bestämma tekniska krav och kostnadsuppskattningar (en så kallad FEED-studie) för Fas 2 har tilldelats Aker Solutions för processanläggningsplattformen, till Kvaerner för stålunderstället och till Siemens för att expandera anläggningarna för strömförsörjning från land. PDO:n för Fas 2 beräknas lämnas in under andra halvåret 2018 och produktion förväntas starta 2022.

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

Utbyggnadsutgifterna för hela fältet (Fas 1 och Fas 2) har minskat från de ursprungliga uppskattningarna i PDO:n om 207 miljarder NOK till mellan 137 och 152 miljarder NOK (realt 2016). Breakeven för hela fältet uppskattas nu till ett oljepris som är lägre 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 februari 2017
PL338	Lundin Petroleum	65%	16/1-27 (Edvard Grieg Southwest)	mars 2017	slutförd april 2017
PL492	Lundin Petroleum	40%	7120/1-5 (Gohta-3)	mars 2017	pågående
PL609	Lundin Petroleum	40%	7220/11-4 (Alta-4)	juni 2017	

I februari 2017 meddelades att Tonjerboringen 16/2-22S, som testat en möjlig nordlig förlängning av Johan Sverdrupfältet, påträffat en oljekolonn om 16 meter i Draupnereservoar av mellan till dålig kvalitet och lägre kvalitet jämfört med Johan Sverdrupreservoaren. Detta resultat påverkar inte utbyggnaden av eller resurserna för Johan Sverdrup och partnerskapet kommer att utvärdera resultaten från boringen vad gäller framtida utbyggnadsmöjligheter.

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsboring 16/1-27 på Edvard Grieg Southwest slutförts och resultaten från denna boring har redovisats i produktionsavsnittet ovan.

Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare två utvärderingsboringar offshore Norge under 2017, en på Gohtafyndigheten i PL492 (I.a. 40%) och en på Altafyndigheten i PL609 (I.a. 40%), båda belägna på Loppahöjden i södra Barents hav. Utvärderingsboringen Gohta-3 pågår för närvarande.

Lundin Petroleum har ett riggkontrakt med Ocean Rig för hyra av den halvt nedsänkbara riggen Leiv Eiriksson som har flexibla villkor med flera optioner om ytterligare boringar som Lundin Petroleum kan välja att utnyttja. För närvarande planeras samtliga boringar i södra Barents hav som ingår i 2017 års borrprogram, för vilka Lundin Petroleum är operatör att genomföras med denna rigg.

## Prospektering

### Borrprogram för prospektering 2017

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
<b>Södra Barents hav</b>						
PL533	7219/12-1	november 2016	Filicudi	35%	Lundin Petroleum	Olje- och gasfyndighet
PL609	7220/6-3	augusti 2017	Børselv	40%	Lundin Petroleum	
PL859	7435/12-1	augusti 2017	Korpfjell	15%	Statoil	
PL533	7219/12-2	oktober 2017	Hufsa	35%	Lundin Petroleum	
<b>Alvheimområdet</b>						
PL150B	24/9-11S	maj 2017	Volund West	35%	Aker BP	

I februari 2017 meddelade Lundin Petroleum Filicudifyndigheten i PL533 i södra Barents hav. Boringen genomfördes cirka 40 km sydväst om Johan Castbergfyndigheten och påträffade en kolvåtekolonn om 129 meter, varav 63 meter var olja och 66 meter var gas, i sandstensreservoar av hög kvalitet från jura- och triasperioden. En sidospärboring genomfördes som också bekräftade reservoaren och kolvåtekolonnen. Fyndigheten uppskattas innehålla resurser om mellan 35 och 100 MMboe, brutto. Betydande ytterligare prospekteringspotential har kartlagts i samma geologiska förlängning som Filicudistrukturen i PL533 och det arbetas för närvarande på en plan för ytterligare boring under 2017.

Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare fyra prospekteringsboringar offshore Norge under 2017 med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser över 500 MMboe. De återstående tre boringarna inom 2017 års borrprogram kommer att genomföras i södra Barents hav, en på Børselvstrukturen i PL609 (I.a. 40%), belägen norr om Alta- och Neidenfyndigheterna i samma geologiska förlängning. Den andra boringen har som målsättning att nå en del av de grundare områdena inom den stora Korpfjellstrukturen i PL859 (I.a. 15%) i sydöstra Barents hav som antas innehålla flera miljarder fat prospekteringsresurser. Den tredje boringen, som är villkorad av partners godkännande, kommer att genomföras på Hufsastrukturen i PL533 som är belägen i samma geologiska förlängning som Filicudifyndigheten. Utöver detta kommer en boring att genomföras väster om Volundfältet i PL150 (I.a. 35%) och en fullskalig datainsamling av 3D-seismik kommer att göras för fyndigheterna Alta, Gohta och Filicudi och sammanhängande prospekteringspotential.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017

### Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

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

Under rapporteringsperioden erhöll Lundin Petroleum 20 procent av Engies licensandelar i både PL715 och PL722 i utbyte mot Lundin Petroleums 10-procentiga licensandel i PL778. En överrenskommelse gjordes även under rapporteringsperioden om att förvärva Shells 20-procentiga licensandel i PL715, villkorat av statligt godkännande. Lundin Petroleum farmade även ut sin 20-procentiga licensandel i PL685 till Wellesley Petroleum.

Under rapporteringsperioden återlämnade Lundin Petroleum PL410, PL625, PL653, PL678, PL694, PL734, PL736S, PL765 och PL766.

### Ryssland

I slutet av 2016 tog Lundin Petroleum bort oljefyndigheten Morskaya från sina betingade resurser och skrev ner det bokförda värdet på tillgången till noll. Ledningen överväger alternativ för Morskayatillgången. Morskayas produktionslicens kräver att en överrenskommelse görs med den ryska licensmyndigheten, Rosnedra, om en utvärderingsplan. Arbetet med utvärderingsplanen fortsätter för att bibehålla licensens status samtidigt som alternativ för tillgången övervägs.

### Avyttrad verksamhet Producerande tillgångar utanför Norge

#### Reserver och resurser

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

#### Produktion

Produktionen för de producerande tillgångarna utanför Norge som knoppades av till IPC under rapporteringsperioden uppgick till 11,5 Mboepd (14,5 Mboepd) och var över mittpunkten i rapporteringsperiodens produktionsprognos. Produktionen omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Olja</b>			
Frankrike	2,5	2,6	2,6
Malaysia	7,6	8,5	8,6
<b>Summa produktion olja</b>	<b>10,1</b>	<b>11,1</b>	<b>11,2</b>
<b>Gas</b>			
Nederländerna	1,4	1,7	1,6
Indonesien	–	1,7	0,5
<b>Summa produktion gas</b>	<b>1,4</b>	<b>3,4</b>	<b>2,1</b>
<b>Summa produktion</b>	<b>11,5</b>	<b>14,5</b>	<b>13,3</b>
<b>Kvantitet i Mboe</b>	<b>1 036,0</b>	<b>1 317,6</b>	<b>4 858,2</b>

### Sydostasien

#### Malaysia

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Bertam	75%	7,6	8,5	8,6

#### Malaysiska halvön

Produktionen från Bertamfältet i block PM307 (l.a. 75%) för rapporteringsperioden om 7,6 Mboepd, netto var enligt förväntan. Bertamfältets reservoarprestanda var i linje med förväntningarna och driftstiden under rapporteringsperioden översteg 99 procent.



Ansökningar om att återlämna prospekteringsområden inom block PM307 och för tillstånd avseende ett område i gasfyndigheten Tembakau har lämnats in och är villkorat av godkännande från Petronas.

En ansökan om att förlänga beslut om fortsatt eller avbruten prospektering i block PM328 med sex månader fram till september 2017 har lämnats in och är villkorat av godkännande från Petronas.

#### Sabah, östra Malaysia

Ansökningar om att återlämna prospekteringsblocken SB307 och SB308 har lämnats in och avvaktar godkännande från Petronas.

Inga åtaganden kvarstår vad gäller blocken i Malaysia.

#### Indonesien

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Singa	25,9%	–	1,7	0,5

Försäljningen av tillgångarna i Indonesien till PT Medco Energi Internasional TBK trädde i kraft i april 2016 och ingen produktion finns således att rapportera för rapporteringsperioden.

#### Kontinentaleuropa

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Frankrike				
– Paris Basin	100% <sup>1</sup>	2,1	2,2	2,2
– Aquitaine	50%	0,4	0,4	0,4
Nederländerna	flera	1,4	1,7	1,6
		<b>3,9</b>	<b>4,3</b>	<b>4,2</b>

<sup>1</sup> Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 43 procent

#### Frankrike

Produktionen från Frankrike för rapporteringsperioden om 2,5 Mboepd, netto var något över förväntan. Goda produktionsresultat har uppnåtts från fältet Vert la Gravelle (l.a. 100%) i Paris Basin och fälten i Aquitaine Basin har också producerat bra under rapporteringsperioden.

#### Nederländerna

Produktionen från Nederländerna för rapporteringsperioden om 1,4 Mboepd, netto var över förväntan.

Sidospårsborrningen F3-B106 påbörjades i december 2016 och togs i produktion i mars 2017.

Lundin Petroleum planerar att genomföra prospekteringsborrningen Nieuwehorne-1 i Gorredijklicensen (l.a. 7,75%), onshore under andra kvartalet 2017 och utbyggnadsborrningen A6 i offshorefältet E17a-A (l.a. 1,2%) under fjärde kvartalet 2017. Under det första halvåret 2017 installeras en ny pipeline från L4-fältet till L6-fältet, där Total är operatör, och produktion av gas förväntas starta i mitten av 2017.

#### Samhällsansvar

Under rapporteringsperioden inträffade en incident som krävde sjukvård i Malaysia, vilket resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid om 0,00 och en total frekvens för rapporterbara incidenter om 1,38 per miljon arbetade timmar för koncernen. Inga rapporterbara incidenter inträffade i Norge under rapporteringsperioden.

# Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017

## FINANSIELL ÖVERSIKT

### Resultat

Rörelseresultatet för den kvarvarande verksamheten för rapporteringsperioden uppgick till 219,8 MUSD (-33,9 MUSD) och var hänförlig till ökad produktion i Norge samt högre oljepriser jämfört med föregående år.

Periodens resultat för den kvarvarande verksamheten uppgick till 59,2 MUSD (165,7 MUSD) för rapporteringsperioden, vilket var lägre jämfört med första kvartalet 2016 då en till största delen icke-kassaflödespåverkande valutakursvinst redovisades.

Periodens resultat för den kvarvarande verksamheten hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till 60,5 MUSD (166,8 MUSD), eller 64,5 MUSD (115,4 MUSD) inklusive avyttrad verksamhet, motsvarande ett resultat per aktie om 0,18 USD (0,54 USD) för kvarvarande verksamhet och 0,19 USD (0,37 USD) inklusive avyttrad verksamhet.

Resultat från den kvarvarande verksamheten före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 355,8 MUSD (97,4 MUSD), motsvarande EBITDA per aktie om 1,05 USD (0,32 USD). Operativt kassaflöde från den kvarvarande verksamheten för rapporteringsperioden uppgick till 365,9 MUSD (133,4 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,07 USD (0,43 USD).

### Koncernförändringar

Den 13 februari 2017 meddelade Lundin Petroleum sin avsikt att knoppa av tillgångarna i Malaysia, Frankrike och Nederländerna (IPC-tillgångarna) till ett nybildat bolag, International Petroleum Corporation (IPC) för att därefter dela ut aktierna i IPC proportionellt till Lundin Petroleums aktieägare. Resultaten för IPC-tillgångarna är inkluderade i Lundin Petroleums finansiella rapporter för rapporteringsperioden och redovisas som avyttrad verksamhet. Avknoppningen till IPC genomfördes den 24 april 2017. För mer information se not 14.

### Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 421,5 MUSD (145,1 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 381,2 MUSD (149,3 MUSD). Genomsnittspriset som erhållits för Lundin Petroleums egna produktion uppgick till 51,14 USD (32,33 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 53,69 USD (33,94 USD) per fat.

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

	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Försäljning från egen produktion</b>			
Genomsnittspris per boe i USD			
<b>Försäljning olja</b>			
<b>Norge</b>			
– Kvantitet i Mboe	6 266,8	4 205,1	20 654,5
– Genomsnittspris per boe	52,63	32,42	43,60
<b>Försäljning gas och NGL</b>			
<b>Norge</b>			
– Kvantitet i Mboe	813,6	405,4	2 352,1
– Genomsnittspris per boe	39,62	31,38	30,94
<b>Summa försäljning från kvarvarande verksamhet</b>			
– Kvantitet i Mboe	7 080,4	4 610,5	23 006,6
– Genomsnittspris per boe	51,14	32,33	42,31

Tabellen ovan exkluderar 369 743 fat råolja som köpts från bolag utanför den egna koncernen och sålts av Lundin Petroleum Marketing SA på den externa marknaden.

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. 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 35,6 MUSD (5,1 MUSD, kostnad) under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 4,7 MUSD (0,9 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 4,2 MUSD (– MUSD), hänförliga till tariffintäkter som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

### Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rapporteringsperioden till 36,1 MUSD (41,6 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell.

	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet</b>			
<b>Utvinningskostnader</b>			
– i MUSD	26,4	27,1	113,1
– i USD per boe	3,56	6,21	5,21
<b>Tariff- och transportkostnader</b>			
– i MUSD	7,7	8,6	33,9
– i USD per boe	1,03	1,98	1,56
<b>Verksamhetskostnader</b>			
– i MUSD	34,1	35,7	147,0
– i USD per boe <sup>1</sup>	4,59	8,19	6,77
<b>Förändringar i lager</b>			
– i MUSD	-0,6	-0,3	-0,7
– i USD per boe	-0,08	-0,07	-0,04
<b>Övrigt</b>			
– i MUSD	2,6	6,2	22,1
– i USD per boe	0,35	1,43	1,02
<b>Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet</b>			
– i MUSD	36,1	41,6	168,4
– i USD per boe	4,86	9,55	7,75

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

<sup>1</sup> Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Lundin Petroleums verksamhetskostnader om 4,59 USD per fat för rapporteringsperioden minskar till 4,04 USD per fat när de nettoredovisas.

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 26,4 MUSD (27,1 MUSD). Minskningen i förhållande till jämförelseperioden är främst hänförlig till lägre kostnader för verksamhetsrelaterade projekt på Brynhildfältet. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 24,9 MUSD (25,0 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Utvinningskostnaderna uppgick till 3,56 USD (6,21 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 3,36 USD (5,73 USD) per fat. Utvinningskostnaderna per fat är lägre än uppskattningarna som meddelades i februari 2017.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 7,7 MUSD (8,6 MUSD). Minskningen per fat är huvudsakligen hänförlig till de ökade volymerna från transportsystemet Oseberg som Edvard Griegs pipeline är sammankopplad med.

Övriga kostnader uppgick till 2,6 MUSD (6,2 MUSD) och var främst hänförliga till kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Avtalet värderas till verkligt värde till terminkursen på olja.

### Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 131,1 MUSD (75,9 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 17,64 USD (17,42 USD) per fat och beskrivs i not 3. De högre avskrivningarna under rapporteringsperioden i förhållande till jämförelseperioden är hänförliga till Edvard Griegfältet och beror på att högre produktionsnivåer har uppnåtts.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017

### Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 4,2 MUSD (54,5 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under rapporteringsperioden kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Norge om 3,8 MUSD, hänförliga till återlämnade licenser.

### Övriga rörelsekostnader

Övriga rörelsekostnader uppgick till 19,3 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till inköp av råolja utanför koncernen av Lundin Petroleum Marketing SA.

### Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 11,0 MUSD (7,0 MUSD) och innehöll en kostnad om 1,1 MUSD (1,1 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 0,6 MUSD (0,9 MUSD) för rapporteringsperioden.

### Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 20,6 MUSD (188,7 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten för rapporteringsperioden uppgick till 20,4 MUSD (188,3 MUSD). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn. Under rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 2,5 MUSD (17,9 MUSD).

Under rapporteringsperioden försvagades US dollarn mot Euron, vilket resulterade i valutakursvinst hänförlig till det externa lånet i US dollar som har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom försvagades den norska kronan mot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursförlust på en koncernintern lånebalans i norska kronor.

### Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 45,3 MUSD (47,7 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 28,6 MUSD (34,2 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under rapporteringsperioden till ett belopp om 12,2 MUSD (3,1 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden på grund av ökad upplåning. Räntesäkringsavtalen resulterade i en förlust om 6,0 MUSD (4,3 MUSD) och ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på den högre fasta räntan som säkrats under 2017.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 4,3 MUSD (5,4 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteterna, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, som skrivs av över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangavgifterna för faciliteterna uppgick till 2,8 MUSD (1,2 MUSD) för rapporteringsperioden, och ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på att det lånebelopp som avtalades under koncernens reservbaserade kreditfacilitet har ökat.

### Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 135,9 MUSD (58,6 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden, se not 6.

Den aktuella skattekostnaden uppgick till 0,3 MUSD (30,0 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden och inkluderade en skatteintäkt om – MUSD (30,1 MUSD), hänförlig till skatteåterbetalningen för prospektering i Norge.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 135,6 MUSD (28,6 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden och var främst hänförlig till Norge. En uppskjuten skatt uppkommer huvudsakligen när det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar.

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

### Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -1,3 MUSD (-1,1 MUSD) och var främst hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

### Avyttrad verksamhet

Resultatet hänförligt till avyttrad verksamhet uppgick till 4,0 MUSD (-51,4 MUSD), se not 14.

## Balansräkningen

### Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 277,6 MUSD (4 376,4 MUSD) och beskrivs i not 7. Olje- och gastillgångarna inkluderar inte några värden relaterade till IPC-verksamheten eftersom de redovisas som tillgångar för utdelning per den 31 mars 2017 och klassificeras som omsättningstillgångar, se not 14.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Norge	257,0	168,4	877,1
<b>Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>257,0</b>	168,4	877,1

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 257,0 MUSD (168,4 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Johan Sverdrup, Edvard Grieg och Volund.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Norge	54,1	40,9	142,1
Ryssland	0,4	0,3	1,4
<b>Prospekterings- och utvärderingsutgifter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>54,5</b>	41,2	143,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 54,1 MUSD (40,9 MUSD) i Norge, främst hänförliga till prospekteringsborrningen på Filicudi i PL533 och utvärderingsborrningarna Edvard Grieg Southwest i PL338 och Gohta-3 i PL492.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 13,9 MUSD (166,1 MUSD) och inkluderar inte några värden relaterade till IPC-verksamheten eftersom de redovisas som tillgångar för utdelning per den 31 mars 2017 och klassificeras som omsättningstillgångar, se not 14.

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

Finansiella tillgångar uppgick till 10,1 MUSD (9,4 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 9,6 MUSD (8,9 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Derivatinstrument uppgick till 16,6 MUSD (17,0 MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående räntesäkringskontrakten som förfaller efter tolv månader har värderats till verkligt värde.

### Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 30,2 MUSD (54,9 MUSD) och inkluderade både lager av olja och gas och borrhutrustning. Lager inkluderar inte några värden relaterade till IPC-verksamheten eftersom de redovisas som tillgångar för utdelning per den 31 mars 2017 och klassificeras som omsättningstillgångar, se not 14.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 165,4 MUSD (288,9 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar och övriga fordringar inkluderar inte några värden relaterade till IPC-verksamheten eftersom de redovisas som tillgångar för utdelning per den 31 mars 2017 och klassificeras som omsättningstillgångar, se not 14.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017

Kundfordringar uppgick till 84,1 MUSD (193,4 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Underuttag uppgick till 33,1 MUSD (28,9 MUSD) och var hänförliga till underuttagspositioner främst vid de producerande fälten Edvard Grieg och Alvheim. Fordringar på joint operations, uppgick till 10,3 MUSD (31,2 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 33,1 MUSD (29,4 MUSD) och var främst hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 1,6 MUSD (3,0 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 3,2 MUSD (3,0 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 3,4 MUSD (0,8 MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående räntesäkringskontrakten som förfaller inom tolv månader har värderats till verkligt värde.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 77,4 MUSD (77,5 MUSD), varav 77,3 MUSD var hänförliga till den norska skatteåterbetalningen för 2016 som kommer att erhållas under det fjärde kvartalet 2017.

Likvida medel uppgick till 56,3 MUSD (69,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

### Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 4 000,6 MUSD (4 048,3 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 4 085,0 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 84,4 MUSD (96,7 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade utnyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 344,3 MUSD (420,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningar inkluderar inte några värden relaterade till IPC-verksamheten eftersom de redovisas som skulder för utdelning per den 31 mars 2017 och klassificeras som kortfristiga skulder, se not 14. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 336,4 MUSD (407,1 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Avsättningen hänförlig till Norge uppgick till 336,4 MUSD (316,1 MUSD). Den ökade avsättningen i Norge är direkt hänförlig till produktionsborrningar på Edvard Grieg och Volund samt till utbyggnaden av Johan Sverdrup.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 758,2 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 19,4 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 34,2 MUSD (33,8 MUSD) och avsåg främst den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

### Kortfristiga skulder

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 658,6 MUSD (308,4 MUSD) och beskrivs i not 12. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 216,4 MUSD (238,8 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Förslag till utdelning uppgick till 410,0 MUSD (– MUSD) och avsåg den godkända proportionella utdelningen av aktierna i IPC till Lundin Petroleums aktieägare. Övriga upplupna kostnader uppgick till 7,9 MUSD (16,9 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 2,6 MUSD (9,5 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 32,0 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 Petroleums unit bonus program.

### Tillgångar och skulder för utdelning

Tillgångarna för utdelning uppgick till 398,1 MUSD (– MUSD) och beskrivs i not 14.

### Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 29,8 MSEK (-12,4 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 30,6 MSEK (13,1 MSEK) och finansiella kostnader om 0,2 MSEK (0,3 MSEK).

Kortfristiga skulder uppgick till 3 667,5 MSEK (17,6 MSEK) och inkluderade förslag till utdelning om 3 655,6 MSEK (– MSEK), hänförliga till den godkända proportionella utdelningen av aktierna i IPC till Lundin Petroleums aktieägare.

Ställda säkerheter till ett belopp om 7 457,3 MSEK (6 740,3 MSEK) var hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV, se även avsnittet om likviditet nedan.

### Transaktioner med närstående

Under rapporteringsperioden har koncernen genomfört transaktioner med närstående till marknadsmässiga villkor, vilka beskrivs nedan.

Koncernen erhöll 0,1 MUSD (0,1 MUSD) från närstående i ersättning för hyra och andra tjänster.

Koncernen har sålt olja och därmed sammanhängande produkter till Statoil koncernen till ett belopp av 40,0 MUSD, till marknadsmässiga villkor.

### Likviditet

I februari 2016 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 mars 2017 var 836,4 MUSD (743,8 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta koncernbolagen, vilkas aktier är pantsatta som beskrivs i avsnittet om moderbolaget ovan.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petroliam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas). Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden och andra kostnader hänförliga till vissa av dessa kontrakt och det utestående beloppet per den 31 mars 2017 var 10,1 MUSD.

### Händelser efter balansdagens utgång

Omorganiseringen av koncernen för att genomföra avknoppningen av tillgångarna i Malaysia, Frankrike och Nederländerna till IPC slutfördes den 7 april 2017. Den 24 april 2017 genomfördes utdelningen och handel med aktier i IPC startade på Torontobörsen och Nasdaq First North.

### Aktiedata

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

### Ersättningar

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

### Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2014, 2015 och 2016 års unit bonus program per den 31 mars 2017 var 117 433 respektive 277 928 och 360 099.

### Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2016 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2016 och kostnaden redovisas från och med det andra halvåret 2016. Det totala antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2017 uppgick till 512 595 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2016, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 89,30 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2015 gäller från och med den 1 juli 2015 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2017 uppgick till 684 372 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2015, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 91,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen.

Programmet för 2014 gäller från och med den 1 juli 2014 och summan av antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2017 uppgick till 602 554 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2014, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017

### Redovisningsprinciper

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

Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2016.

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

Svensk lagstiftning tillåter inte att moderbolagets resultat presenteras i annan valuta än svenska kronor eller Euro, varför moderbolagets finansiella rapporter presenteras endast i svenska kronor och inte i US dollar.

### Risker och riskhantering

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

En detaljerad analys av Lundin Petroleums strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleums årsredovisning 2016.

### Derivatinstrument

Lundin Petroleum har ingått valutasäkringskontrakt för att möta del av bolagets framtida kapitalbehov i NOK för utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Per den 31 mars 2017 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
2 618,0 MNOK	317,4 MUSD	8,25 NOK: 1 USD	apr 2017 – dec 2017
3 493,0 MNOK	424,2 MUSD	8,23 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
1 672,4 MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

Under det första kvartalet 2017 ingick Lundin Petroleum ytterligare räntesäkringskontrakt. Per den 31 mars 2017 har Lundin Petroleum utestående räntesäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

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

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

### Valutakurser

Vid upprättandet av de finansiella rapporterna för rapporteringsperioden har följande valutakurser använts:

	31 mar 2017		31 mar 2016		31 dec 2016	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,4380	8,5757	8,6486	8,2692	8,4014	8,6200
1 USD motsvarar Euro	0,9392	0,9354	0,9076	0,8783	0,9037	0,9487
1 USD motsvarar Rubel	58,7208	56,4147	74,8552	67,0225	67,0692	60,9999
1 USD motsvarar SEK	8,9272	8,9161	8,4646	8,1030	8,5610	9,0622



## Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
		Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
Intäkter	1	421,5	145,1	950,0
<b>Rörelsens kostnader</b>				
Produktionskostnader	2	-36,1	-41,6	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader		-131,1	-75,9	-386,2
Prospekteringskostnader		-4,2	-54,5	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar		–	–	-506,1
Övriga rörelsekostnader		-19,3	–	-2,1
<b>Bruttoresultat</b>	3	<b>230,8</b>	-26,9	-214,7
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-11,0	-7,0	-30,0
<b>Rörelseresultat</b>		<b>219,8</b>	-33,9	-244,7
<b>Finansiella poster</b>				
Finansiella intäkter	4	20,6	188,7	2,7
Finansiella kostnader	5	-45,3	-47,7	-221,5
		<b>-24,7</b>	141,0	-218,8
<b>Resultat före skatt</b>		<b>195,1</b>	107,1	-463,5
Inkomstskatt	6	-135,9	58,6	64,2
<b>Periodens resultat från kvarvarande verksamhet</b>		<b>59,2</b>	165,7	-399,3
<b>Avyttrad verksamhet</b>				
Periodens resultat – IPC	14	4,0	-51,4	-100,0
<b>Periodens resultat</b>		<b>63,2</b>	114,3	-499,3
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare		64,5	115,4	-356,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-1,3	-1,1	-142,6
		<b>63,2</b>	114,3	-499,3
<b>Resultat per aktie – USD<sup>1</sup></b>				
Från kvarvarande verksamhet		0,18	0,54	-0,79
Från avyttrad verksamhet		0,01	-0,17	-0,30
<b>Resultat per aktie efter full utspädning – USD<sup>1</sup></b>				
Från kvarvarande verksamhet		0,18	0,54	-0,79
Från avyttrad verksamhet		0,01	-0,17	-0,30

<sup>1</sup> Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

## Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>63,2</b>	114,3	-499,3
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:			
Valutaomräkningsdifferens	1,9	7,7	13,8
Kassaflödessäkring	18,7	49,1	64,3
Finansiell tillgång som kan säljas	-0,8	4,8	5,3
Övrigt totalresultat efter skatt	<b>19,8</b>	61,6	83,4
<b>Totalresultat</b>	<b>83,0</b>	175,9	-415,9
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	84,2	174,7	-278,2
Innehav utan bestämmande inflytande	-1,2	1,2	-137,7
	<b>83,0</b>	175,9	-415,9

## Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 mars 2017	31 december 2016
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	7	4 277,6	4 376,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,9	166,1
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar	8	10,1	9,4
Uppskjutna skattefordringar		—	13,5
Derivatinstrument	13	16,6	17,0
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>4 446,3</b>	<b>4 710,5</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Tillgångar för utdelning	14	566,5	—
Lager		30,2	54,9
Kundfordringar och andra fordringar	9	165,4	288,9
Derivatinstrument	13	3,4	0,8
Kortfristiga skattefordringar		77,4	77,5
Likvida medel		56,3	69,5
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>899,2</b>	<b>491,6</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>5 345,5</b>	<b>5 202,1</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-563,4	-238,6
Innehav utan bestämmande inflytande		-114,8	-113,6
<b>Summa eget kapital</b>		<b>-678,2</b>	<b>-352,2</b>
<b>Skulder</b>			
<b>Långfristiga skulder</b>			
Finansiella skulder	10	4 000,6	4 048,3
Avsättningar	11	344,3	420,0
Uppskjutna skatteskulder		758,2	669,3
Derivatinstrument	13	19,4	29,8
Övriga långfristiga skulder		34,2	33,8
<b>Summa långfristiga skulder</b>		<b>5 156,7</b>	<b>5 201,2</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>			
Skulder för utdelning	14	168,4	—
Leverantörsskulder och andra skulder	12	658,6	308,4
Derivatinstrument	13	32,0	37,6
Kortfristiga skatteskulder		0,3	0,2
Avsättningar	11	7,7	6,9
<b>Summa kortfristiga skulder</b>		<b>867,0</b>	<b>353,1</b>
<b>Summa skulder</b>		<b>6 023,7</b>	<b>5 554,3</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>5 345,5</b>	<b>5 202,1</b>

## Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>			
Periodens resultat	59,2	165,7	-399,3
Justeringar för:			
Prospekteringskostnader	4,2	54,5	101,9
Avskrivningar och nedskrivningar	131,7	76,8	391,7
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	506,1
Aktuell skatt	0,3	-30,0	-78,4
Uppskjuten skatt	135,6	-28,6	14,2
Långsiktiga incitamentsprogram	3,3	3,8	15,6
Valutakursförlust	-22,8	-205,8	-24,9
Räntekostnader	28,6	34,2	137,3
Aktiverade finansieringsavgifter	4,3	5,4	38,9
Övriga	2,7	5,4	12,6
Erhållen ränta	0,1	0,3	2,3
Betald ränta	-40,6	-37,0	-153,7
Erhållen/betald skatt	–	-0,2	273,5
Förändringar i rörelsekapital	34,1	31,2	-169,1
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>340,7</b>	<b>75,7</b>	<b>668,7</b>
<b>Kassaflöde från investeringar</b>			
Investering i olje- och gastillgångar	-311,5	-209,6	-1 020,6
Investering i övriga anläggningstillgångar	-0,6	-0,4	-1,1
Investering i övriga aktier och andelar	-1,3	–	–
Betalda återställningskostnader	0,2	-0,5	-1,0
Övriga betalningar <sup>1</sup>	–	–	25,8
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>	<b>-313,2</b>	<b>-210,5</b>	<b>-996,9</b>
<b>Kassaflöde från finansiering</b>			
Förändring av långfristiga skulder	-59,5	232,6	288,7
Betalda finansieringsavgifter	–	-87,2	-104,0
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	31,7	-6,8	92,5
Nyemission aktier/Försäljning av egna aktier <sup>2</sup>	–	–	64,1
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>-27,8</b>	<b>138,6</b>	<b>341,3</b>
Förändring av likvida medel	-0,3	3,8	13,1
Likvida medel vid periodens början	56,1	42,4	42,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	0,5	-0,4	0,6
Likvida medel från avyttrad verksamhet <sup>3</sup>	–	22,3	13,4
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>56,3</b>	<b>68,1</b>	<b>69,5</b>

<sup>1</sup> Kontant ersättning erhållen vid slutförandet av Edvard Griegtransaktionen med Statoil ASA.

<sup>2</sup> Kontant ersättning erhållen från Statoil ASA för ytterligare nyemitterade aktier och försäljning av egna aktier.

<sup>3</sup> Likvida medel från avyttrad verksamhet är inkluderade i tillgångar för utdelning per den 31 mars 2017.

## Koncernens förändringar i eget kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare						Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
<b>Den 1 januari 2016</b>	<b>0,5</b>	<b>-64,3</b>	<b>-434,4</b>	<b>–</b>	<b>-498,2</b>	<b>24,1</b>	<b>-474,1</b>
<b>Totalresultat</b>							
Periodens resultat	–	–	115,4	–	115,4	-1,1	114,3
Övrigt totalresultat	–	59,3	–	–	59,3	2,3	61,6
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>59,3</b>	<b>115,4</b>	<b>–</b>	<b>174,7</b>	<b>1,2</b>	<b>175,9</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>							
Värde av tjänster från anställda	–	–	0,7	–	0,7	–	0,7
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>0,7</b>	<b>–</b>	<b>0,7</b>	<b>–</b>	<b>0,7</b>
<b>Den 31 mars 2016</b>	<b>0,5</b>	<b>-5,0</b>	<b>-318,3</b>	<b>–</b>	<b>-322,8</b>	<b>25,3</b>	<b>-297,5</b>
<b>Totalresultat</b>							
Periodens resultat	–	–	-472,1	–	-472,1	-141,5	-613,6
Övrigt totalresultat	–	19,2	–	–	19,2	2,6	21,8
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>19,2</b>	<b>-472,1</b>	<b>–</b>	<b>-452,9</b>	<b>-138,9</b>	<b>-591,8</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>							
Emittering av aktier/Försäljning av egna aktier	0,0	534,1	–	–	534,1	–	534,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	3,0	–	3,0	–	3,0
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>0,0</b>	<b>534,1</b>	<b>3,0</b>	<b>–</b>	<b>537,1</b>	<b>–</b>	<b>537,1</b>
<b>Den 31 december 2016</b>	<b>0,5</b>	<b>548,3</b>	<b>-787,4</b>	<b>–</b>	<b>-238,6</b>	<b>-113,6</b>	<b>-352,2</b>
<b>Totalresultat</b>							
Periodens resultat	–	–	64,5	–	64,5	-1,3	63,2
Övrigt totalresultat	–	19,7	–	–	19,7	0,1	19,8
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>19,7</b>	<b>64,5</b>	<b>–</b>	<b>84,2</b>	<b>-1,2</b>	<b>83,0</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>							
Förslag till utdelning	–	–	–	-410,0	-410,0	–	-410,0
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,0	–	1,0	–	1,0
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>1,0</b>	<b>-410,0</b>	<b>-409,0</b>	<b>–</b>	<b>-409,0</b>
<b>Den 31 mars 2017</b>	<b>0,5</b>	<b>568,0</b>	<b>-721,9</b>	<b>-410,0</b>	<b>-563,4</b>	<b>-114,8</b>	<b>-678,2</b>

## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Olja från egen produktion	329,9	136,3	901,0
Olja från tredje part	19,1	0,3	2,1
Kondensat	6,4	0,0	14,3
Gas	25,8	12,7	58,5
<b>Försäljning av olja och gas från kvarvarande verksamhet</b>	<b>381,2</b>	<b>149,3</b>	<b>975,9</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	35,6	-5,1	-29,1
Övriga intäkter	4,7	0,9	3,2
<b>Intäkter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>421,5</b>	<b>145,1</b>	<b>950,0</b>

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Utvinningskostnader	26,4	27,1	113,1
Tariff- och transportkostnader	7,7	8,6	33,9
Förändring i lager	-0,6	-0,3	-0,7
Övriga	2,6	6,2	22,1
<b>Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet</b>	<b>36,1</b>	<b>41,6</b>	<b>168,4</b>

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Norge</b>			
Olja från egen produktion	329,9	136,3	901,0
Kondensat	6,4	0,0	14,3
Gas	25,8	12,7	58,5
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>362,1</b>	<b>149,0</b>	<b>973,8</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	35,6	-5,1	-29,1
Övriga intäkter	4,3	0,4	1,5
<b>Intäkter</b>	<b>402,0</b>	<b>144,3</b>	<b>946,2</b>
Produktionskostnader	-36,1	-41,6	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-131,1	-75,9	-386,2
Prospekteringskostnader	-3,8	-54,5	-101,9
<b>Bruttoresultat</b>	<b>231,0</b>	<b>-27,7</b>	<b>289,7</b>

Not 3 – Segmentinformation forts, MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Övriga</b>			
Olja från tredje part	19,1	0,3	2,1
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>19,1</b>	<b>0,3</b>	<b>2,1</b>
Övriga intäkter	0,4	0,5	1,7
<b>Intäkter</b>	<b>19,5</b>	<b>0,8</b>	<b>3,8</b>
Prospekteringskostnader	-0,4	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-506,1
Övriga rörelsekostnader	-19,3	–	-2,1
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>-504,4</b>

<b>Summa</b>			
Olja från egen produktion	329,9	136,3	901,0
Olja från tredje part	19,1	0,3	2,1
Kondensat	6,4	0,0	14,3
Gas	25,8	12,7	58,5
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>381,2</b>	<b>149,3</b>	<b>975,9</b>
Förändring i under- och överuttagsposition	35,6	-5,1	-29,1
Övriga intäkter	4,7	0,9	3,2
<b>Intäkter</b>	<b>421,5</b>	<b>145,1</b>	<b>950,0</b>
Produktionskostnader	-36,1	-41,6	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-131,1	-75,9	-386,2
Prospekteringskostnader	-4,2	-54,5	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-506,1
Övriga rörelsekostnader	-19,3	–	-2,1
<b>Bruttoresultat från kvarvarande verksamhet</b>	<b>230,8</b>	<b>-26,9</b>	<b>-214,7</b>

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 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Valutakursvinst	20,4	188,3	–
Ränteintäkter	0,1	0,3	2,3
Garanti-intäkter	0,1	0,1	0,4
<b>Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>20,6</b>	<b>188,7</b>	<b>2,7</b>

## Noter till koncernens finansiella rapporter

<b>Not 5 – Finansiella kostnader</b> MUSD	<b>1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader</b>	<b>1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader</b>	<b>1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader</b>
Räntekostnader	28,6	34,2	137,3
Valutakursförlust	–	–	4,2
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	6,0	4,3	19,5
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	2,8	2,4	11,6
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	4,3	5,4	38,9
Engagemangavgifter för lånefacilitet	2,8	1,2	9,3
Övriga	0,8	0,2	0,7
<b>Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet</b>	<b>45,3</b>	<b>47,7</b>	<b>221,5</b>

<b>Not 6 – Inkomstskatter</b> MUSD	<b>1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader</b>	<b>1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader</b>	<b>1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader</b>
Aktuell skatt	0,3	-30,0	-78,4
Uppskjuten skatt	135,6	-28,6	14,2
<b>Inkomstskatter från kvarvarande verksamhet</b>	<b>135,9</b>	<b>-58,6</b>	<b>-64,2</b>

<b>Not 7 – Olje- och gastillgångar</b> MUSD	<b>31 mar 2017</b>	<b>31 dec 2016</b>
Norge	4 277,6	4 055,7
Malaysia	–	130,6
Frankrike	–	171,0
Nederländerna	–	19,1
	<b>4 277,6</b>	<b>4 376,4</b>

<b>Not 8 – Finansiella tillgångar</b> MUSD	<b>31 mar 2017</b>	<b>31 dec 2016</b>
Övriga aktier och andelar	9,6	8,9
Övriga	0,5	0,5
	<b>10,1</b>	<b>9,4</b>

<b>Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar</b> MUSD	<b>31 mar 2017</b>	<b>31 dec 2016</b>
Kundfordringar	84,1	193,4
Underuttag	33,1	28,9
Fordringar på joint operations	10,3	31,2
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	33,1	29,4
Brynhild kostnadsdelning	1,6	3,0
Övriga	3,2	3,0
	<b>165,4</b>	<b>288,9</b>



**Not 10 – Finansiella skulder**

MUSD	31 mar 2017	31 dec 2016
<b>Långfristiga</b>		
Banklån	4 085,0	4 145,0
Aktiverade finansieringskostnader	-84,4	-96,7
	<b>4 000,6</b>	<b>4 048,3</b>

**Not 11 – Avsättningar**

MUSD	31 mar 2017	31 dec 2016
<b>Långfristiga</b>		
Återställningskostnader	336,4	407,1
Långsiktiga incitamentsprogram	3,8	3,2
Betalning för infarmning	–	5,5
Övriga	4,1	4,2
	<b>344,3</b>	<b>420,0</b>
<b>Kortfristiga</b>		
Långsiktiga incitamentsprogram	7,7	6,9
	<b>7,7</b>	<b>6,9</b>
	<b>352,0</b>	<b>426,9</b>

**Not 12 – Leverantörsskulder och övriga skulder**

MUSD	31 mar 2017	31 dec 2016
Leverantörsskulder	21,2	13,3
Överuttag	0,5	29,9
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	216,4	238,8
Förslag till utdelning	410,0	–
Övriga upplupna kostnader	7,9	16,9
Övriga	2,6	9,5
	<b>658,6</b>	<b>308,4</b>

## Noter till koncernens finansiella rapporter

### Not 13 – Finansiella instrument

För finansiella instrument värderade till verkligt värde i balansräkningen, används följande värderingshierarki:

- Nivå 1: baserad på noterade priser på aktiva marknader;
- Nivå 2: baserad på andra ingångsdata än noterade priser som i nivå 1, som är antingen direkt eller indirekt observerbara;
- Nivå 3: baserad på ingångsdata som inte baserar sig på observerbar marknadsdata

Finansiella instrument värderade till verkligt värde kan, baserat på denna hierarki, beskrivas enligt följande:

#### 31 mars 2017

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
<b>Tillgångar</b>			
Övriga aktier och andelar	9,6	–	–
Derivatinstrument – långfristiga	–	16,6	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	3,4	–
	<b>9,6</b>	<b>20,0</b>	–
<b>Skulder</b>			
Derivatinstrument – långfristiga	–	19,4	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	32,0	–
	–	<b>51,4</b>	–

#### 31 december 2016

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

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden.

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

## Not 14 – Avyttrad verksamhet – IPC

Den 13 februari 2017 meddelade Lundin Petroleum sin avsikt att knoppa av tillgångarna i Malaysia, Frankrike och Nederländerna (IPC-tillgångarna) till ett nybildat bolag, International Petroleum Corporation (IPC) och att därefter dela ut aktierna i IPC proportionellt till Lundin Petroleums aktieägare. Resultaten för IPC-tillgångarna är inkluderade i Lundin Petroleums finansiella rapporter för rapporteringsperioden och redovisas som avyttrad verksamhet. Avknoppningen till IPC genomfördes den 24 april 2017.

Finansiella resultat, tillgångar för utdelning samt kassaflöde från den avyttrade verksamheten framgår av tabellen nedan:

MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016 – 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016 – 31 dec 2016 12 månader
<b>Intäkter</b>	<b>51,9</b>	46,2	209,9
<b>Rörelsens kostnader</b>			
Produktionskostnader	-11,9	-17,1	-59,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-14,5	-21,4	-85,2
Avskrivningar av övriga tillgångar	-7,8	-7,8	-31,1
Prospekteringskostnader	-0,1	-16,6	-14,2
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-126,0
<b>Bruttoresultat</b>	<b>17,6</b>	-16,7	-105,7
Försäljning av tillgångar	–	–	-3,5
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-0,9	-2,0	-1,9
<b>Rörelseresultat</b>	<b>16,7</b>	-18,7	-111,1
<b>Finansiella poster</b>			
Finansiella intäkter	–	–	23,9
Finansiella kostnader	-11,4	-31,0	-7,9
	<b>-11,4</b>	-31,0	16,0
<b>Resultat före skatt</b>	<b>5,3</b>	-49,7	-95,1
Inkomstskatt	-1,3	-1,7	-4,9
<b>Periodens resultat från avyttrad verksamhet</b>	<b>4,0</b>	-51,4	-100,0

MUSD	31 mar 2017	31 dec 2016
<b>Tillgångar för utdelning</b>		
Olje- och gastillgångar	310,8	–
Övriga materiella anläggningstillgångar	144,5	–
Finansiell tillgång	8,1	–
Uppskjutna skattefordringar	13,3	–
Lager	26,3	–
Kundfordringar och andra fordringar	43,4	–
Likvida medel	20,1	–
<b>Summa tillgångar för utdelning</b>	<b>566,5</b>	–
<b>Skulder för utdelning</b>		
Avsättningar	99,0	–
Kortfristiga skatteskulder	49,5	–
Leverantörsskulder och andra skulder	19,9	–
<b>Summa skulder för utdelning</b>	<b>168,4</b>	–
<b>Tillgångar för utdelning</b>	<b>398,1</b>	–

## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 14 – Avyttrad verksamhet – IPC forts, MUSD	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
	Avyttrad verksamhet	Avyttrad verksamhet	Avyttrad verksamhet
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>			
Periodens resultat	4,0	-51,4	-100,0
Justeringar för:			
Prospekteringskostnader	0,1	16,6	14,2
Avskrivningar och nedskrivningar	22,5	29,6	117,5
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	126,0
Aktuell skatt	0,4	–	-2,2
Uppskjuten skatt	0,9	1,7	7,1
Valutakursdifferenser	10,0	29,3	-19,2
Aktiverade finansieringsavgifter	0,4	0,3	4,3
Övriga	0,9	2,1	8,7
Erhållen/betald skatt	–	–	4,9
Förändringar i rörelsekapital	3,5	-1,6	-51,9
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>42,7</b>	<b>26,6</b>	<b>109,4</b>
<b>Kassaflöde från investeringar</b>			
Investering i olje- och gastillgångar	-2,1	-30,0	-35,0
Investering i övriga anläggningstillgångar	0,1	1,9	1,7
Betalda återställningskostnader	-0,3	-0,3	-9,7
Avyttring av anläggningstillgångar <sup>1</sup>	–	–	23,7
Övriga betalningar	–	–	-0,1
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>	<b>-2,3</b>	<b>-28,4</b>	<b>-19,4</b>
<b>Kassaflöde från finansiering</b>			
Betalda finansieringsavgifter	–	-10,4	-10,3
Likvida medel från/till kvarvarande verksamhet	-31,7	6,8	-92,5
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>-31,7</b>	<b>-3,6</b>	<b>-102,8</b>
Förändringar i likvida medel	<b>8,7</b>	-5,4	-12,8
Likvida medel vid periodens början	13,4	29,5	29,5
Valutakursdifferenser i likvida medel	-2,0	-1,8	-3,3
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>20,1</b>	<b>22,3</b>	<b>13,4</b>

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

## Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Intäkter</b>	1,0	1,0	3,8
Administrationskostnader	-30,6	-13,1	-106,6
<b>Rörelseresultat</b>	<b>-29,6</b>	<b>-12,1</b>	<b>-102,8</b>
<b>Finansiella poster</b>			
Finansiella intäkter	0,3	0,5	3,5
Finansiella kostnader	-0,5	-0,8	-4,0
	<b>-0,2</b>	<b>-0,3</b>	<b>-0,5</b>
<b>Resultat före skatt</b>	<b>-29,8</b>	<b>-12,4</b>	<b>-103,3</b>
Inkomstskatt	–	–	–
<b>Periodens resultat</b>	<b>-29,8</b>	<b>-12,4</b>	<b>-103,3</b>

## Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>-29,8</b>	<b>-12,4</b>	<b>-103,3</b>
Övrigt totalresultat	–	–	–
<b>Totalresultat</b>	<b>-29,8</b>	<b>-12,4</b>	<b>-103,3</b>
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	-29,8	-12,4	-103,3
	<b>-29,8</b>	<b>-12,4</b>	<b>-103,3</b>

## Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 mars 2017	31 december 2016
<b>TILLGÅNGAR</b>		
<b>Anläggningstillgångar</b>		
Aktier i dotterbolag	12 256,6	12 256,6
<b>Summa anläggningstillgångar</b>	<b>12 256,6</b>	<b>12 256,6</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>		
Fordringar	16,0	20,7
Likvida medel	16,6	3,2
<b>Summa omsättningstillgångar</b>	<b>32,6</b>	<b>23,9</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>	<b>12 289,2</b>	<b>12 280,5</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	8 527,5	12 212,9
<b>Långfristiga skulder</b>		
Avsättningar	0,7	0,6
Skulder till koncernbolag	93,5	49,4
<b>Summa långfristiga skulder</b>	<b>94,2</b>	<b>50,0</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>		
Kortfristiga skulder	3 667,5	17,6
<b>Summa kortfristiga skulder</b>	<b>3 667,5</b>	<b>17,6</b>
<b>Summa skulder</b>	<b>3 761,7</b>	<b>67,6</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>	<b>12 289,2</b>	<b>12 280,5</b>
Ställda säkerheter	7 457,3	6 740,3

## Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2017– 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>			
Periodens resultat	-29,8	-12,4	-103,3
Ej kassaflödespåverkande poster	2,9	4,6	24,6
Förändringar i rörelsekapital	-1,4	-5,3	7,4
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>-28,3</b>	<b>-13,1</b>	<b>-71,3</b>
<b>Kassaflöde från finansiering</b>			
Förändring av långfristiga skulder	41,9	20,5	-467,5
Nyemission/avyttring egna aktier	–	–	544,1
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>41,9</b>	<b>20,5</b>	<b>76,6</b>
Förändringar i likvida medel	13,6	7,4	5,3
<b>Likvida medel vid periodens början</b>	<b>3,2</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,2	-0,2	-2,5
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>16,6</b>	<b>7,6</b>	<b>3,2</b>

## 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	–	–	–	-12,4	–	-12,4	-12,4
Den 31 mars 2016	3,2	861,3	2 295,3	4 610,2	–	6 905,5	7 770,0
Totalresultat	–	–	–	-90,9	–	-90,9	-90,9
<b>Transaktioner med ägare</b>							
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	–	–	–	-29,8	–	-29,8	-29,8
<b>Transaktioner med ägare</b>							
Förslag till utdelning	–	–	–	–	-3 655,6	-3 655,6	-3 655,6
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	-3 655,6	-3 655,6	-3 655,6
Den 31 mars 2017	3,5	861,3	6 828,8	4 489,5	-3 655,6	7 662,7	8 527,5



## 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 mar 2017 3 månader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2016– 31 dec 2016 12 månader
Intäkter	421,5	145,1	950,0
EBITDA	355,8	97,4	752,5
Periodens resultat	59,2	165,7	-399,3
Operativt kassaflöde	365,9	133,4	857,9
<b>Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet USD</b>			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-1,66	-1,04	-0,70
Operativt kassaflöde per aktie	1,07	0,43	2,63
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,00	0,24	2,05
Resultat per aktie	0,18	0,54	-0,79
Resultat per aktie efter full utspädning	0,18	0,54	-0,79
EBITDA per aktie	1,05	0,32	2,31
EBITDA per aktie efter full utspädning	1,04	0,31	2,30
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	311 070 330	340 386 445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	340 386 445	309 070 330	340 386 445
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	340 386 445	309 070 330	325 808 486
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	341 466 152	310 193 392	326 738 233
<b>Börskurs SEK</b>			
Börskurs vid periodens slut	181,80	137,50	198,10
<b>Nyckeltal från kvarvarande verksamhet</b>			
Räntabilitet på eget kapital (%) <sup>1</sup>	–	–	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	7	-1	-9
Netto skuldsättningsgrad (%) <sup>1</sup>	–	–	–
Soliditet (%)	-14	-21	-17
Andel riskbärande kapital (%)	2	-10	-3
Räntetäckningsgrad	6	-1	-2
Operativt kassaflöde/räntekostnader	11	3	5
Direktavkastning	n/a	n/a	n/a

<sup>1</sup> Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 31 mars 2017, 31 december 2016 samt den 31 mars 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 produktionskostnader.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Soliditet:** Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

## Finansiell information

Den finansiella informationen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2017 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm, 3 maj 2017

Alex Schneiter  
Koncernchef och vd

### Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2017) kommer att publiceras den 2 augusti 2017.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2017) kommer att publiceras den 1 november 2017.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2017) kommer att publiceras den 7 februari 2018.

Årsstämman kommer att hållas den 4 maj 2017 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Maria Hamilton  
Informationschef  
maria.hamilton@lundin.ch  
Tel: +41 22 595 10 00  
Tel: +46 8 440 54 50  
Mobil: +41 79 63 53 641

eller Alex Budden  
VP Communications &  
Investor Relations  
Tel: +41 22 595 10 00

eller Robert Eriksson  
Manager, Media  
Communications  
Tel: +46 701 11 26 15

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldig att offentliggöra enligt EU:s marknadsmissbruksförordning och lagen om värdepappersmarknaden. Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 3 maj 2017 kl. 07.00 CEST.

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

Huvudkontor  
Lundin Petroleum AB (publ)  
Hovslagargatan 5  
SE-111 48 Stockholm, Sverige  
**T** +46-8-440 54 50  
**F** +46-8-440 54 59  
**E** [info@lundin.ch](mailto:info@lundin.ch)  
**W** [lundin-petroleum.com](http://lundin-petroleum.com)

