



**Lundin**  
Petroleum



Delårsrapport för  
**SEXMÅNADERSPERIODEN**  
som avslutades den 30 juni 2016

Lundin Petroleum AB (publ)  
organisationsnummer 556610-8055



## Sammanfattning

### Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016 (30 juni 2015)

- Produktion om 63,1 Mboepd (27,4 Mboepd)
- Intäkter om 456,6 MUSD (279,1 MUSD)
- EBITDA om 330,9 MUSD (192,4 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 386,0 MUSD (347,3 MUSD)
- Resultat om 66,0 MUSD (-171,0 MUSD), inklusive en valutakursvinst om 95,1 MUSD, netto (176,7 MUSD förlust)
- Nettoskuld om 4 224 MUSD (31 december 2015: 3 786 MUSD)
- Rekordhög produktion till följd av att Edvard Grieg startade produktion i slutet av 2015.
- Transaktionen för att förvärva en 15-procentig licensandel i Edvard Griegfältet och andelar i tillhörande pipelines från Statoil ASA slutfördes den 30 juni 2016. Lundin Petroleum AB emitterade 27,6 miljoner nya aktier till Statoil ASA som ersättning för tillgångarna. Bolaget emitterade också 1,7 miljoner nya aktier och överförde 2 miljoner aktier till Statoil ASA för en kontant ersättning om 64,1 MUSD.
- Ny reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD ingicks, med ett initialt avtalat belopp om 4,3 miljarder USD som därefter utökats med 0,7 miljarder USD till 5,0 miljarder USD.

### Andra kvartalet som avslutades den 30 juni 2016 (30 juni 2015)

- Produktion om 63,9 Mboepd (28,9 Mboepd)
- Intäkter om 265,3 MUSD (157,8 MUSD)
- EBITDA om 206,1 MUSD (106,5 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 223,4 MUSD (191,6 MUSD)
- Resultat om -48,3 MUSD (59,9 MUSD), inklusive en valutakursförlust om 63,5 MUSD, netto (27,3 MUSD vinst)

	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Produktion i Mboepd	63,1	63,9	27,4	28,9	32,3
Intäkter i MUSD	456,6	265,3	279,1	157,8	569,3
Periodens resultat i MUSD	66,0	-48,3	-171,0	59,9	-866,3
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	68,3	-47,1	-168,8	61,1	-861,7
Resultat per aktie i USD <sup>1</sup>	0,22	-0,15	-0,55	0,20	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning i USD <sup>1</sup>	0,22	-0,15	-0,54	0,20	-2,79
EBITDA i MUSD	330,9	206,1	192,4	106,5	384,7
Operativt kassaflöde i MUSD	386,0	223,4	347,3	191,6	699,6

<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,

Jag är mycket nöjd över vårt operativa resultat för det andra kvartalet. Vår produktion ligger 15 procent högre än mittpunkten i vårt prognosintervall och våra verksamhetskostnader uppgår till 8,85 USD per fat. Dessa goda resultat kommer till största delen från Edvard Griegfältet som fortsätter att prestera över förväntan med en hög drifttid och god reservoarprestanda. Våra producerande tillgångar vid Alvheim, såväl som våra övriga verksamhetsområden, har också bidragit positivt till vårt operativa resultat.

Samtidigt som den höga volatiliteten i oljepriset fortsätter börjar vi kunna se positiva tecken på ett återställande av balansen mellan tillgång och efterfrågan på olja som en konsekvens av den stora nedtrappning som gjorts i vår bransch när det gäller investeringar och senareläggningar av projekt. Vi ser också att efterfrågan på olja fortsätter att öka i en sund takt vilket har lett till en ökning av oljepriserna, från januari månads låga nivåer på under 30 USD per fat till dagens nivåer på nära 45 USD per fat. Jag anser ändå att vi måste vara förberedda på att oljepriserna kan komma att förbli låga en längre tid och därmed behöver vi fortsätta att fokusera på kostnadsoptimering och på att förbättra vår operativa effektivitet för att bibehålla en stark balansräkning och skapa en väsentlig och hållbar värdetillväxt.

Jag är också entusiastisk över att påbörja våra prospekteringsborrningar i södra Barents hav, som är ett kärnområde för organisk tillväxt för Lundin Petroleum.

### Edvard Griegtransaktionen slutförd

Mot slutet av det andra kvartalet slutförde vi transaktionen av en 15-procentig andel i Edvard Griegfältet från Statoil ASA, vilket innebär att Lundin Petroleum nu har en licensandel om 65 procent i fältet. Jag är mycket nöjd över att vi har slutfört denna värdedrivna transaktion eftersom den gjort det möjligt att öka vår andel i en tillgång i världsklass, som vi är operatör för, i ett av våra kärnområden. Denna transaktion har ytterligare konsoliderat vår balansräkning och kommer att öka vårt operativa kassaflöde väsentligt fram till att Johan Sverdrupfältet startar produktion. Som del av transaktionen nyemitterade Lundin Petroleum 29,3 miljoner aktier till Statoil som nu äger cirka 68,4 miljoner Lundin Petroleumaktier, vilket utgör 20,1 procent av bolagets totalt 340,4 miljoner utestående aktier.

### Produktionsprognosen överträffad

Vi fortsätter att leverera starka resultat i den operativa verksamheten med en genomsnittlig produktion för bolaget på 63 900 boepd för det andra kvartalet, vilket överträffar mittpunkten i prognosintervallet med cirka 15 procent. Resultaten från Edvard Griegfältet fortsätter att överträffa förväntningarna och vi är också mycket nöjda med att ha färdigställt vår första vatteninjicerande borrning som nu är i full drift. Färdigställandet innebär vissa förseningar och resterande borrhprogram har därför förskjutits något, vilket sannolikt kommer att medföra att vår produktion för andra halvåret 2016 kommer att hamna i den lägre halvan av prognosen. Vi är trots det på god väg att möta vår prognos för helåret på mellan 65 000 och 75 000 boepd. Våra verksamhetskostnader fortsätter också att vara rekordlåga och uppgick under det andra kvartalet 2016 till 8,85 USD per fat.

### Finansiell styrka

När det gäller den finansiella sidan uppnåddes en annan viktig milstolpe under det andra kvartalet. Beloppet som avtalats med befintliga och nya banker för den reservbaserade kreditfaciliteten ökades från tidigare avtalade 4,5 miljarder USD till 5,0 miljarder USD och detta placerar Lundin Petroleum i en avundsvärt stark position för år framöver.

### Utbyggnad fortgår enligt plan

Johan Sverdrup fortgår enligt plan och jag är fast övertygad om att vi kommer se ytterligare kostnadsbesparingar allteftersom projektet tar form och konceptvalet för Fas 2 blir färdigställt.

Vi fortsätter samtidigt att arbeta med studier för utbyggnadsmöjligheter för tre existerande fyndigheter: Alta och Gohta i södra Barents hav och Luno-II fyndigheten i Utsirahöjdsområdet.

## Letter to Shareholders

### **Södra Barents hav - ett nyckelområde för tillväxt**

Vår organiska tillväxtstrategi fortsätter och jag är mycket nöjd över resultatet från den 23:e licensrundan, där Lundin Norway var ett av de ledande bolagen vad gäller erhållna licenstilldelningar. Fem licenser i södra Barents hav har tilldelats bolaget i något av vad som sannolikt kommer att bli ett av de mest intressanta områdena för prospektering och utvärdering i Norge för år framöver. Vi har samtidigt återupptagit vår prospektering och utvärdering på Loppahöjden i södra Barents hav med tre borrningar efter varandra. För Lundin Petroleum utgör södra Barents hav ett nyckelområde för tillväxt och vi har under de senaste åren skapat en mycket avundsvärd, strategisk position i denna spännande olje- och gasprovins.

Sammanfattningsvis kan vi nu slå fast att viktiga framsteg för bolagets utveckling har kommit i hamn under det första halvåret 2016. Detta har möjliggjorts genom mycket entusiasm, entreprenörsanda och en kultur av hårt arbete inom Lundin Petroleum. Jag är mycket tacksam över vad teamet har åstadkommit under dessa utmanande men samtidigt givande tider.

Till er, kära aktieägare, styrelsen, tack för ert fortsatta stöd.

Full fart framåt!

Med vänliga hälsningar

**Alex Schneiter**  
Koncernchef och vd

Stockholm den 3 augusti 2016

## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

### VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum är ett oberoende bolag för prospektering och produktion av olja och gas med fokus på Norge och med en portfölj av tillgångar i Norge, Malaysia, Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Norge utgör majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet med en produktion för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016 (rapporteringsperioden) som svarade för 78 procent av den totala produktionen och med 96 procent av Lundin Petroleums totala reserver per den 1 januari 2016.

### Reserver och resurser

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

### Produktion

Produktion för rapporteringsperioden uppgick till 63,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 27,4 Mboepd för samma period 2015) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015 – 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
<b>Olja</b>					
Norge	44,1	45,3	16,7	16,2	18,6
Frankrike	2,6	2,5	2,9	2,9	2,7
Malaysia	8,6	8,7	2,2	4,3	5,5
<b>Summa produktion olja</b>	<b>55,3</b>	<b>56,5</b>	<b>21,8</b>	<b>23,4</b>	<b>26,8</b>
<b>Gas</b>					
Norge	5,1	5,3	2,2	2,2	2,1
Nederländerna	1,6	1,6	1,7	1,6	1,8
Indonesien	1,1	0,5	1,7	1,7	1,6
<b>Summa produktion gas</b>	<b>7,8</b>	<b>7,4</b>	<b>5,6</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>
<b>Summa produktion</b>					
<b>Kvantitet i Mboe</b>	<b>11 488,2</b>	<b>5 813,9</b>	<b>4 951,5</b>	<b>2 629,1</b>	<b>11 790,3</b>
<b>Kvantitet i Mboepd</b>	<b>63,1</b>	<b>63,9</b>	<b>27,4</b>	<b>28,9</b>	<b>32,3</b>

### Norge

#### Produktion

Produktion i Mboepd	l.a. <sup>1</sup>	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015 – 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Edvard Grieg	50%	32,1	34,2	–	–	1,4
Alvheim	15%	9,0	9,1	8,1	7,6	7,8
Volund	35%	3,4	3,3	5,4	5,0	4,9
Bøyla	15%	2,0	1,9	1,9	1,9	2,1
Brynhild	90%	2,5	1,9	3,2	3,3	4,2
Gaupe	40%	0,2	0,2	0,3	0,6	0,3
		<b>49,2</b>	<b>50,6</b>	<b>18,9</b>	<b>18,4</b>	<b>20,7</b>

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

## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

Produktion från Edvard Griegfältet om 32 100 boepd för rapporteringsperioden var över förväntan, till följd av högre reservoarprestanda och driftstid. Produktion från Edvard Griegfältet startade den 28 november 2015 från en borrhning och den andra samt tredje borrhningen började producera i december 2015 respektive januari 2016. Den första borrhningen för vatteninjicering genomfördes med framgång under rapporteringsperioden och påträffade bättre reservoarsand än förväntat och har tryckkommunikation med produktionsborrningarna. Vatteninjicering påbörjades till planerade nivåer i juli 2016. Produktionskapaciteten för de tre första borrhningarna har varit över förväntan och tryckminskningen i reservoaren har också varit bättre, vilket är uppmuntrande vad gäller fältets framtida produktion. I enlighet med planen för reservoars hantering har produktionsnivåerna hållits lägre än borrhningarnas potential, i väntan på att tillräckligt många vatteninjiceringsborrningar kommer på plats för att utjämna produktionsnivåerna. Anläggningens driftstid har också varit utmärkt med ett genomsnitt om 96 procent för rapporteringsperioden. Driftstiden förväntas bli lägre under det andra halvåret 2016 jämfört med vad som hittills uppnåtts, på grund av potentiella störningar i samband med ett planerat driftsstopp av gasterminalen Sage under det tredje kvartalet samt anslutningen av Ivar Aasenfältet under det fjärde kvartalet 2016.

Den första vatteninjiceringsborrningen genomfördes på den nordvästra delen av fältet och påträffade den övre delen av reservoaren (toppreservoaren) 23 meter grundare än beräknat med en oljekolonn om 26 meter, brutto. Huruvida den grundare toppreservoaren är specifik för den här platsen eller om fältets hela västra del har en grundare toppreservoar än vad som kartlagts är ännu oklart. Den andra vatteninjiceringsborrningen genomförs för närvarande på fältets västra del, cirka 1,4 km sydväst om den första vatteninjiceringsborrningen. Den kommer att ytterligare bekräfta kartläggningen av toppreservoaren i fältets västra del och eventuell ytterligare reservpotential.

När den andra vatteninjiceringsborrningen har slutförts kommer den fjärde produktionsborrningen att påbörjas och förväntas börja producera i slutet av 2016, då fältet beräknas nå sin platåproduktion om 100 000 boepd, brutto. Den första vatteninjiceringsborrningen blev något försenad, vilket har påverkat tidsplanen för kommande borrhningar under 2016. Den pågående borrhningen genomförs enligt plan. Förseningen med borrhprogrammet och upptrappningen till full platåproduktion till trots förväntas bolaget möta produktionsprognosen för helåret, till följd av de goda resultaten under det första halvåret 2016. Produktionen för andra halvåret kommer sannolikt att hamna i den lägre halvan av prognosen.

Totalt 14 utbyggnadsborrningar är planerade för Edvard Griegfältet och borrhningarna förväntas fortsätta in i 2018. Den totala utvinningskostnaden under rapporteringsperioden för Edvard Griegfältet var 8,20 USD per fat, inklusive försäkringskostnader.

I maj 2016 meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts om att förvärva ytterligare en licensandel om 15 procent i Edvard Griegfältet från Statoil ASA. Transaktionen, som gäller från den 1 januari 2016 och slutfördes den 30 juni 2016, har medfört att Lundin Petroleum har ökat sina reserver med 31 MMboe (1 januari 2016). Den ytterligare produktion som denna transaktion medför kommer att redovisas från den 1 juli 2016. Lundin Petroleums produktionsprognos för helåret 2016 har därmed ökat från mellan 60 000 och 70 000 boepd till mellan 65 000 och 75 000 boepd.

Produktion från det större Alvheimområdet för rapporteringsperioden var enligt förväntan. Alvheim FPSO:ns processkapacitet har optimerats inom ramen för de kommersiella avtalen för att maximera produktion från samtliga fält inom det större Alvheimområdet, vilket har resulterat i vissa produktionsförändringar på fältnivå. Alvheim FPSO:ns driftstid om 98 procent för rapporteringsperioden var över förväntan. Gasterminalen Sage i Storbritannien kommer att driftstoppas under 14 dagar i augusti 2016 för att genomgå planerat underhållsarbete. Alvheim FPSO:n kommer därmed också att driftstoppas under samma period. De totala utvinningskostnaderna för det större Alvheimområdet var 5,30 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli något högre än 6 USD per fat för året. Partnerskapet i det större Alvheimområdet undertecknade ett nytt avtal för riggen Transocean Arctic, som startar i december 2016 och omfattar tre kompletterande borrhningar och en närliggande prospekteringsborrning.

Produktion från Alvheimfältet om 9 000 boepd, netto för rapporteringsperioden var enligt förväntan. Reservoarprestandan är fortsatt utmärkt och den senaste kompletterande borrhningen, A5-borrhningen som är en tregrenad produktionsborrning, började producera i maj 2016 vid betydligt högre nivåer än förväntat. A5-borrhningens utmärkta produktion har reducerats av Alvheim FPSO:ns gashanteringskapacitet som begränsat produktionen från vissa borrhningar med högt förhållande mellan olja och gas. Utbyggnadsborrningarna på Viper och Kobra, som slutfördes under juni 2016 och påträffade utmärkt reservoarsand, förväntas börja producera mot slutet av 2016. Borrhningen på Kobra ändrades till en tvågrenad borrhning, varav en gren slutfördes i en grundare och ej kartlagd reservoaravdelning ovanför den primära reservoaren. Borrhningen på Kobra förlängdes även för att testa strukturens östra prospekteringspotential och påträffade med framgång en oljefylld reservoar. Ytterligare en kompletterande borrhning på Alvheim planeras för 2017.

Volundfältets produktion om 3 400 boepd, netto för rapporteringsperioden var något lägre än förväntat. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrhningar har identifierats på Volundfältet och under rapporteringsperioden borrade riggen Transocean Winner med framgång de övre hälén på två kompletterande borrhningar, innan riggavtalet avslutades i slutet av juli. Dessa två borrhningar kommer att slutföras av riggen Transocean Arctic som beräknas påbörja borrhning i december 2016 och produktionsstart förväntas till andra halvåret 2017.

Boylafältets produktion om 2 000 boepd, netto för rapporteringsperioden var något över förväntan till följd av god reservoarprestanda och ett lägre förhållande mellan vatten och olja än förväntat.

Brynhildfältets produktion om 2 500 boepd, netto för rapporteringsperioden var lägre än förväntat på grund av en tillfälligt lägre borrningskapacitet än beräknat. Driftstiden för Brynhildfältet var 76 procent för rapporteringsperioden. På grund av underhållsarbete på FPSO:n och en produktionsborrning som gjordes om till en vatteninjiceringsborrning, driftstoppades Brynhildfältet som planerat en månad under rapporteringsperioden. Produktion från fältet återupptogs i mitten av april 2016. Fältet får nu vatteninjiceringsstöd från två borrningar och efter vissa borrelaterade produktionsproblem i juni 2016 är nu fältet åter i produktion.

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

## Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad plåtproduktion, brutto
Ivar Aasen enheten	Ivar Aasen	1,385%	Det norske	Maj 2013	183 MMboe	Q4 2016	65 Mboepd
Johan Sverdrup enheten	Johan Sverdrup	22,60%	Statoil	Augusti 2015	1,65–3,0 Bn boe	Slutet av 2019	550–650 Mboepd

### Ivar Aasen

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

### Johan Sverdrup

Projektet Johan Sverdrup fortgår enligt plan och majoriteten av avtalen för Fas 1 har nu tilldelats, vilket har resulterat i att den sammanlagda kostnadsberäkningen för projektet har minskats jämfört med den ursprungliga uppskattningen. Konstruktionsarbete för Fas 1 påbörjades under 2015.

Konstruktion av tre stålunderställ har påbörjats vid Kværners varv på den norska västkusten och ett vid Dragados varv i Spanien. Konstruktion av borrh- och boendeplattformarna pågår och Samsung Heavy Industries i Korea kommer att påbörja konstruktionen av stigrörs- och processplattformarna under det tredje kvartalet. Dessutom pågår ingenjörsarbete på kraftförsörjningssystemet från land vid Haugsneset i Norge. Förborrning av utbyggnadsborrningar startade i mars 2016 och fyra utbyggnadsborrningar har hittills slutförts, vilket är tidigare än planerat.

När planen för utbyggnad och drift för Fas 1 lämnades in i februari 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för Fas 1 till 123 miljarder NOK (nominellt). När de flesta stora kontrakt nu har tilldelats har den senaste kostnadsberäkningen reducerats till 108,5 miljarder NOK (nominellt), vilket är en minskning om cirka 12 procent. Produktion från Fas 1 av utbyggnaden beräknas starta i slutet av 2019. Produktionskapaciteten för Fas 1 uppskattades ursprungligen till 380 000 bopd, brutto. Åtgärder för att få bort flaskhalsar har medfört att processkapaciteten för Fas 1 kommer att öka från intervallet mellan 315 000 och 380 000 bopd till 440 000 bopd, med ytterligare kapacitet för gas som tillkommer. För att uppnå produktion för Fas 1 förutses 35 produktions- och injiceringsborrningar, av vilka 17 kommer att genomföras före produktionsstart med en halvt nedsänkbar borrh för att möjliggöra Fas 1 plåtproduktion.

Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 innefattar ett fältcenter bestående av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borrhläggningar och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras på stålunderställ i vattendjup om 120 meter och kommer att sammanlänkas genom brygginstallationer. Största delen av kontrakten har redan tilldelats för utbyggnaden av Fas 1. Samtliga fyra kontrakt för processdäcken har tilldelats, varav EPC-kontrakten för borrhplattformen till Aibel och för service- och boendeplattformen till Kværner/KBR, medan ett kontrakt för tillverkning av stigrörs- och processplattformarna tilldelats Samsung Heavy Industries. Aker Solutions har tilldelats kontrakt för upphandling och projektering av process- och stigrörsplattformarna. Kontrakt har ingåtts med Allseas för de tunga lyft som ska göras i samband med installationen av tre av processdäcken. Kontrakt för konstruktion av tre stålunderställ för stigrör-, process- och borrhplattformarna har tilldelats Kværner, medan kontraktet för konstruktion av stålunderstället för boende- och serviceplattformen har tilldelats Dragados Offshore. Kontrakt för borrningar har tilldelats Odfjell Drilling. Rosenberg WorleyParsons har tilldelats kontrakt för konstruktion av de tre bryggor som sammanlänkar plattformarna och för två gasförbränningsstorn.

## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnadskoncept för hela fältet, vilket innefattar en förväntad platåproduktion för hela fältet om mellan 550 000 och 650 000 bopd, brutto och reserver om mellan 1,65 och 3,0 miljarder boe, brutto varav 95 procent är olja. Fas 1 förväntas starta produktion i slutet av 2019.

Utbyggnadskostnaderna för hela fältet (Fas 1 och Fas 2) har också reviderats, från mellan 170 och 220 miljarder NOK (realt 2015) till mellan 160 och 190 miljarder NOK (realt 2015), till följd av besparingar hänförliga till Fas 1 och optimering av konceptet för anläggningarna för Fas 2. Produktion från Fas 2 förväntas starta 2022.

### Utvärdering

#### Borrprogram för utvärdering 2016

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

Borrprogrammet för prospektering och utvärdering för 2016 innefattar tre borrhningar och startar med återupptagandet av utvärderingsborrningen Alta-3 i PL609 med borrarnummer 7220/11-3A, som under förra året genomfördes med framgång på den östra sidan av Altafyndigheten. Målet med återupptagandet av Alta-3 är att göra borrhningen djupare för att ytterligare utvärdera kvaliteten på karbonatreservoarerna från permperioden samt utföra ett produktionstest. Den ursprungliga borrhningen Alta-3 påträffade en kolvåtekolonn om 120 meter, brutto och samtliga tre borrhningar som hittills har utförts på Alta har påvisat tryckkommunikation.

Under rapporteringsperioden ingick Lundin Petroleum ett riggkontrakt med Ocean Rig för hyra av den halvt nedsänkbara riggen Leiv Eiriksson för det kommande utvärderings- och prospekteringsprogrammet i södra Barents hav. Kontraktet omfattar tre bekräftade borrhningar och en option för Lundin Petroleum om ytterligare sex borrhningar.

### Prospektering

#### Borrprogram för prospektering 2016

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.a.	Operatör	Resultat
<b>Utsirahöjden</b>						
PL544	16/4-10	Januari	Fosen	40%	Lundin Petroleum	Torr
<b>Södra Barents hav</b>						
PL609	Återupptagande av 7220/6-2	Q3 2016	Neiden	40%	Lundin Petroleum	
PL533	n/a	Q4 2016	Filicudi	35%	Lundin Petroleum	

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

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

Under 2016 kommer Lundin Petroleum att genomföra ytterligare två prospekteringsborrhningar offshore Norge, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om cirka 170 MMboe, netto. Återstående borrhningar inom 2016 års borrprogram omfattar återupptagandet av Neiden i PL609 (l.a. 40%) och borrhning av Filicudistrukturen i PL533 (l.a. 35%), belägen strax söder om Johan Castbergfyndigheten i södra Barents hav.

### Licenstagningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

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

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



## Sydostasien

### Malaysia

#### Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015 – 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Bertam	75%	8,6	8,7	2,2	4,3	5,5

#### Malaysiska halvön

Produktion från Bertamfältet i block PM307 (I.a. 75%) om 8 600 boepd, netto för rapporteringsperioden var över förväntan. Bertamfältet har producerat från 11 borrhningar sedan mitten av oktober 2015 och ytterligare en borrhning, A15, började producera i juni 2016. Resultatet från A15-borrhningen var över förväntan samtidigt som produktionen påverkades av anläggningsbegränsningar. Fältets totala resultat för rapporteringsperioden är över förväntan till följd av bättre reservoarprestanda. Detta utmärkta resultat har reducerats något av att två borrhningar driftsstoppats för byte av elektriska undervattenspumpar och av produktionsstopp när borrhningen flyttades. Avtalet för borrhningen West Prospero upphörde i slutet av maj 2016. Bertam FPSO:n fortsätter att uppnå en utmärkt driftstid som uppgick till 98 procent under rapporteringsperioden.

Lundin Petroleum har identifierat flera möjligheter till kompletterande borrhningar på Bertamfältet.

Lundin Petroleum återlämnade PM308A och PM319 under rapporteringsperioden.

#### Sabah, östra Malaysia

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

#### Utfarmningsavtal

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

#### Försäljning av FPSO

Den 22 januari meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts om försäljning av Bertam FPSO:n till M3nergy Investment Ltd (M3nergy), ett helägt dotterbolag till M3nergy Berhad of Malaysia. Transaktionen var villkorad av att M3nergy säkrade finansiering inom en viss tidsram. Då M3nergy ej har kunnat säkra nödvändig finansiering har försäljningen ej genomförts.

## Indonesien

#### Produktion

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

Produktion från Singafältet för rapporteringsperioden var i stort sett enligt förväntan.

I oktober 2015 meddelade Lundin Petroleum att ett försäljningsavtal undertecknats med PT Medco Energi Internasional TBK om försäljning av verksamheten i Indonesien till en kontant ersättning om 22 MUSD. Avtalet trädde i kraft den 1 oktober 2015. Tillgångarna i Indonesien omfattar en licensandel utan operatörskap i det producerande gasfältet Singa och licensandelar med operatörskap i blocken South Sokang och Cendrawasih VII samt ett gemensamt avtal för genomförande av studier (Joint Study Agreement) i Cendrawasih VIII-blocket. Lundin Petroleum kan också komma att få rätt till vissa villkorade ersättningar hänförliga till gasfältet Singa och behåller en option att i framtiden erhålla en andel i Cendrawasihblocken. Transaktionen slutfördes den 28 april 2016 och Lundin Petroleum upphörde att rapportera produktion från Singa från och med detta datum.

## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

### Kontinentaleuropa

#### Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Frankrike						
– Paris Basin	100% <sup>1</sup>	2,2	2,1	2,3	2,3	2,3
– Aquitaine	50%	0,4	0,4	0,6	0,6	0,4
Nederländerna	flera	1,6	1,6	1,7	1,6	1,8
		<b>4,2</b>	<b>4,1</b>	<b>4,6</b>	<b>4,5</b>	<b>4,5</b>

<sup>1</sup> Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

#### Frankrike

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

#### Nederländerna

Produktion från Nederländerna om 1 600 boepd, netto för rapporteringsperioden var över förväntan till följd av högre produktion och förkortade driftstopp av borrhningarna Slootdorp-6 och Slootdorp-7 (l.a. 7,2325%). Båda borrhningarna producerar nu genom nyligen installerade produktionsanläggningar som är permanenta.

Utbyggnadsborrningen K5-F3 har slutförts och förväntas börja producera i början av det tredje kvartalet 2016. Lundin Petroleum medverkar i ytterligare en utbyggnadsborrning och en prospekteringsborrning onshore under det andra halvåret 2016.

#### Ryssland

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

### Samhällsansvar

Under rapporteringsperioden rapporterade Lundin Petroleum tre incidenter för uppdragstagare, vilket resulterar i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid om 1,29 per miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporterbara incidenter (Total Recordable Incident Rate) om 3,23. I februari 2016 inträffade en tragisk dödsolycka offshore Malaysia då en uppdragstagare utförde reparationsarbete på Bertam FPSO:ns pipeline för export. En grundlig utredning genomfördes och uppföljningsåtgärder implementerades. Två incidenter med förlorad arbetstid rapporterades i verksamheten i Frankrike i februari och april 2016.

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

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

## FINANSIELL ÖVERSIKT

### Resultat

Resultatet för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016 uppgick till 66,0 MUSD (-171,0 MUSD). Vinsten under rapporteringsperioden var till största delen ett resultat av utmärkt produktion och en valutakursvinst, netto till följd av en försvagning av US dollarn gentemot den norska kronan och Euron. Vinsten har till viss del minskats av lägre oljepriser samt kostnadsförda prospekteringsutgifter. Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till 68,3 MUSD (-168,8 MUSD), motsvarande resultat per aktie om 0,22 USD (-0,55 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 330,9 MUSD (192,4 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 1,06 USD (0,62 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 386,0 MUSD (347,3 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,24 USD (1,12 USD).

### Koncernförändringar

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

### Edvard Griegtransaktionen

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

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

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

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

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

## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

### Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 456,6 MUSD (279,1 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 443,7 MUSD (260,6 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 37,72 USD (56,76 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 39,81 USD (57,84 USD) per fat.

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

Försäljning	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015 – 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
Genomsnittspris per boe i USD					
<b>Försäljning olja</b>					
<b>Norge</b>					
– Kvantitet i Mboe	8 401,2	4 196,1	2 838,2	1 133,4	5 939,4
– Genomsnittspris per boe	38,09	43,78	58,82	66,64	52,97
<b>Frankrike</b>					
– Kvantitet i Mboe	522,8	326,4	551,2	347,9	971,4
– Genomsnittspris per boe	40,68	44,77	60,33	61,77	52,07
<b>Nederländerna</b>					
– Kvantitet i Mboe	0,6	–	0,6	0,1	1,2
– Genomsnittspris per boe	30,86	–	50,95	–	50,20
<b>Malaysia</b>					
– Kvantitet i Mboe	1 324,3	648,7	222,7	222,7	1 455,6
– Genomsnittspris per boe	40,85	46,71	64,86	64,86	48,92
<b>Summa försäljning olja</b>					
– Kvantitet i Mboe	10 248,9	5 171,2	3 612,7	1 704,1	8 367,6
– Genomsnittspris per boe	38,63 <sup>1</sup>	44,26 <sup>1</sup>	59,42	65,41	52,16
<b>Försäljning gas och NGL</b>					
<b>Norge</b>					
– Kvantitet i Mboe	1 040,6	635,2	391,8	196,0	745,7
– Genomsnittspris per boe	29,73	28,67	48,16	46,73	44,21
<b>Nederländerna</b>					
– Kvantitet i Mboe	297,0	142,0	303,8	142,9	633,3
– Genomsnittspris per boe	25,70	25,36	41,70	41,42	38,88
<b>Indonesien</b>					
– Kvantitet i Mboe	178,2	39,5	282,6	145,8	527,7
– Genomsnittspris per boe	52,02	52,54	50,90	50,93	50,99
<b>Summa försäljning gas och NGL</b>					
– Kvantitet i Mboe	1 515,8	816,7	978,2	484,7	1 906,7
– Genomsnittspris per boe	31,56	29,25	46,94	46,43	44,31
<b>Summa försäljning</b>					
– Kvantitet i Mboe	11 764,7	5 987,9	4 590,9	2 188,8	10 274,3
– Genomsnittspris per boe	37,72 <sup>1</sup>	42,21 <sup>1</sup>	56,76	61,21	50,71

<sup>1</sup> Inkluderar försäljningsintäkter om 0,5 MUSD hänförliga till Lundin Petroleum Marketing SA.

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

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till en vinst om 1,8 MUSD (9,7 MUSD, vinst) under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 11,1 MUSD (8,8 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade leasingintäkter för Bertam FPSO:n, en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvhheim, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

### Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rapporteringsperioden till 113,3 MUSD (64,5 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Utvinningskostnader</b>					
– i MUSD	83,7	41,5	55,8	34,4	121,1
– i USD per boe	7,28	7,12	11,27	13,10	10,27
<b>Tariff- och transportkostnader</b>					
– i MUSD	18,5	9,2	5,8	3,3	11,8
– i USD per boe	1,61	1,58	1,18	1,25	1,00
<b>Royalty och direkta skatter</b>					
– i MUSD	1,6	0,8	1,5	0,8	3,5
– i USD per boe	0,14	0,15	0,31	0,31	0,29
<b>Verksamhetskostnader</b>					
– i MUSD	103,8	51,5	63,1	38,5	136,4
– i USD per boe	9,03	8,85	12,76	14,66	11,56
<b>Förändringar i lager</b>					
– i MUSD	-1,6	-1,8	-5,5	-3,1	-12,6
– i USD per boe	-0,14	-0,30	-1,11	-1,17	-1,07
<b>Övrigt</b>					
– i MUSD	11,1	4,9	6,9	3,9	26,5
– i USD per boe	0,97	0,84	1,39	1,47	2,25
<b>Totala produktionskostnader</b>					
– i MUSD	113,3	54,6	64,5	39,3	150,3
– i USD per boe	9,86	9,39	13,04	14,96	12,74

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 83,7 MUSD (55,8 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till fälten Edvard Grieg och Bertam, vilka startade produktion i november 2015 respektive april 2015. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 74,6 MUSD (46,8 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 7,28 USD (11,27 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Exklusive verksamhetsrelaterade projekt, uppgick utvinningskostnaderna till 6,49 USD (9,45 USD) per fat.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 18,5 MUSD (5,8 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror främst på Edvard Griegfältet.

Övriga kostnader uppgick till 11,1 MUSD (6,9 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 och till följd av den låga kursen vid slutet av 2015 redovisades en tillgång per den 31 december 2015. Tillgången skrivs av i resultaträkningen över avtalets återstående löptid.

### Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 199,9 MUSD (98,5 MUSD) och beskrivs i not 3. Avskrivningarna hänförliga till olje- och gastillgångar uppgick till 199,9 MUSD (98,5 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 17,40 USD (21,54 USD) per fat. De högre avskrivningarna under rapporteringsperioden i förhållande till jämförelseperioden beror på avskrivningarna hänförliga till fälten Edvard Grieg och Bertam men kompenseras till viss del av en lägre avskrivning för Brynhildfältet till följd av nedskrivningen av det bokförda värdet vid slutet av 2015.

Avskrivningar av övriga tillgångar uppgick under rapporteringsperioden till 15,6 MUSD (8,2 MUSD) och var hänförliga till Bertam FPSO:n, som skrevs av från och med april 2015.

### Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 68,9 MUSD (106,9 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är

## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

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 55,8 MUSD, främst hänförliga till prospekteringsbörningarna i PL700 (Lorry) och PL544 (Fosen) som slutfördes utan framgång. Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Malaysia om 13,1 MUSD, till följd av börningarna Bambazon och Maligan i SB307/308 som slutfördes utan framgång.

### Försäljning av tillgångar

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

### Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 14,6 MUSD (24,4 MUSD) och innehöll en kostnad om 2,1 MUSD (5,0 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 2,3 MUSD (2,3 MUSD) för rapporteringsperioden.

### Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 95,7 MUSD (1,3 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten uppgick till 95,1 MUSD, netto för rapporteringsperioden (176,7 MUSD förlust). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. US dollarn försvagades mot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursvinst hänförlig till det externa lånet i US dollar som har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom förstärktes den norska kronan mot Euron under rapporteringsperioden vilket resulterade i en valutakursvinst på en koncernintern lånebalans i norska kronor. Den norska kronan försvagades mot båda valutorna under det andra kvartalet 2016, vilket resulterade i att en del av valutakursvinsten som redovisades under det första kvartalet återfördes. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn. Under rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 33,9 MUSD (79,8 MUSD), netto.

### Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 125,6 MUSD (225,0 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 73,6 MUSD (27,8 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 7,9 MUSD (19,7 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden på grund av ökad upplåning. Resultatet av räntesäkringsavtal uppgick till en förlust om 9,6 MUSD (3,5 MUSD) och ökade i förhållande till jämförelseperioden till följd av den högre fasta räntan som säkrats under 2016.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 32,1 MUSD (6,1 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av koncernens nya kreditfacilitet och den norska kreditfaciliteten för prospektering, över faciliteternas nyttjandetid. Den ej avskrivna delen av de aktiverade finansieringsavgifterna som redovisades i samband med upprättandet av de tidigare kreditfaciliteterna och den kortfristiga revolverande kreditfaciliteten uppgick till 22,3 MUSD och kostnadsfördes också under rapporteringsperioden.

Engagemangsvavgifterna för lånefaciliteterna uppgick till 3,3 MUSD (5,2 MUSD) för rapporteringsperioden, och minskningen i förhållande till jämförelseperioden beror på de ökade låneuttagen från faciliteterna.

### Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 55,1 MUSD (76,1 MUSD skattekostnad) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 42,7 MUSD (132,8 MUSD) för rapporteringsperioden, av vilken 41,9 MUSD (136,1 MUSD) var hänförlig till skatteåterbetalningen för prospektering i Norge. Det är en följd av utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge under rapporteringsperioden och den skattemässiga avskrivningen av tidigare års utbyggnadsutgifter.

Den uppskjutna skatteintäkten uppgick till 12,4 MUSD (56,7 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden och inkluderar en uppskjuten skatteintäkt om 10,5 MUSD, hänförlig till kostnadsföringen av de aktiverade finansieringsavgifterna.

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

### Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -2,3 MUSD (-2,2 MUSD), netto och var främst hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

## Balansräkningen

### Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 871,4 MUSD (4 015,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Norge	386,9	218,5	481,6	241,5	880,7
Malaysia	16,2	9,4	104,5	51,1	130,1
Frankrike	1,5	0,6	14,4	5,0	16,9
Nederländerna	1,5	0,8	1,7	0,7	2,7
Indonesien	0,1	–	-0,7	-0,7	-1,1
	<b>406,2</b>	<b>229,3</b>	<b>601,5</b>	<b>297,6</b>	<b>1 029,3</b>

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 386,9 MUSD (481,6 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Under rapporteringsperioden har ett belopp om 16,2 MUSD (104,5 MUSD) redovisats i Malaysia, främst hänförligt till utbyggnadsborrningen A15 på Bertamfältet.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Norge	58,5	17,6	169,0	88,6	370,2
Malaysia	17,4	-3,9	4,6	3,7	33,3
Frankrike	0,2	0,1	0,4	0,3	0,4
Ryssland	0,6	0,3	3,6	3,0	5,3
Indonesien	–	–	2,7	2,3	3,1
Nederländerna	0,3	0,2	1,2	1,1	1,5
	<b>77,0</b>	<b>14,3</b>	<b>181,5</b>	<b>99,0</b>	<b>413,8</b>

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 58,5 MUSD (169,0 MUSD) i Norge, främst hänförliga till borrningarna Fosen i PL544 och Lorry i PL700. I Malaysia redovisades under rapporteringsperioden ett belopp om 17,4 MUSD (4,6 MUSD), främst hänförligt till borrningarna Bambazon och Maligan i block SB307/308.

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

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 184,6 MUSD (204,3 MUSD) och inkluderade det bokförda värdet för Bertam FPSO:n.

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

Finansiella tillgångar uppgick till 6,1 MUSD (10,7 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 5,6 MUSD (4,1 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 15,8 MUSD (13,4 MUSD) och var främst hänförliga till nedskrivningen av Bertamfältet i Malaysia vid slutet av 2015 som har fått till följd att det avskrivningsbara skattemässiga värdet är högre än det bokförda värdet.

Derivatinstrument uppgick till 5,4 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av den långfristiga delen av de utestående valutasäkringskontrakten.



## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

Övriga anläggningstillgångar uppgick till 42,2 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den norska skatteåterbäringen för innevarande år som kommer att erhållas i december 2017.

### Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 57,6 MUSD (45,6 MUSD) och inkluderade kolvätelager, borrhutrustning och operativ utrustning i främst Norge och Malaysia.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 199,7 MUSD (159,3 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 94,2 MUSD (35,2 MUSD) och inkluderade två leveranser från Edvard Grieg som fakturerats den 30 juni 2016. Underuttag uppgick till 30,2 MUSD (26,5 MUSD) och var främst hänförliga till en underuttagsposition vid de producerande fälten i Norge. Fordringar på joint operations, uppgick till 28,0 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 32,3 MUSD (29,5 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 11,9 MUSD (14,7 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden för Brynhildfältet varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 3,1 MUSD (5,0 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 2,5 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av den kortfristiga delen av de utestående valutasäkringskontrakten.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 275,8 MUSD (264,7 MUSD), varav 275,0 MUSD var hänförliga till den norska skatteåterbetalningen för 2015 som kommer att erhållas i december 2016.

Likvida medel uppgick till 34,4 MUSD (71,9 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

### Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 961,8 MUSD (3 834,8 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 4 065,0 MUSD (3 858,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för kreditfaciliteterna, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, uppgick till 103,2 MUSD (23,2 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas utnyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 436,9 MUSD (379,9 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 425,7 MUSD (368,2 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under rapporteringsperioden till följd av ytterligare åtaganden avseende utbyggnadsprojekt i Norge och 24,2 MUSD var hänförliga till den ytterligare 15-procentiga licensandelen i Edvard Griegfältet som förvärvades den 30 juni 2016. Betalning för infarmning uppgick till 5,0 MUSD (4,6 MUSD) och var hänförlig till en avsättning för betalning för historiska kostnader för block PM307 i Malaysia.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 661,0 MUSD (542,6 MUSD), av vilka 538,8 MUSD (407,9 MUSD) var hänförlig till Norge och inkluderade en uppskjuten skatteskuld om 114,0 MUSD, netto hänförliga till den ytterligare 15-procentiga licensandelen i Edvard Grieg. Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 36,1 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 32,8 MUSD (32,2 MUSD) och var till största delen hänförliga till den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

### Kortfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 193,4 MUSD (– MUSD) och representerade det belopp som har utnyttjats av den norska kreditfaciliteten för prospektering som är säkrad mot 2015 års skatteåterbetalning för prospektering i Norge. Det kortfristiga lånet kommer att återbetalas i december 2016 när skatteåterbetalningen erhålls.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 263,2 MUSD (349,9 MUSD) och beskrivs i not 13. Förutbetalda intäkter uppgick till 13,6 MUSD (20,2 MUSD) och var hänförliga till en erhållen förskottsbetalning under försäljningsavtalet för olja från Alvheim. När oljan levereras kommer skulden att återföras och intäkten kommer att redovisas i resultaträkningen. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 205,9 MUSD (271,5 MUSD) och var främst hänförliga till utbyggnads- och borrhutrustning i Norge och Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 20,0 MUSD (23,7 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 9,6 MUSD (11,4 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 23,6 MUSD (66,1 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.



Kortfristiga avsättningar uppgick till 3,5 MUSD (4,8 MUSD) och var hänförliga till 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 -37,4 MSEK (-40,6 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 36,9 MSEK (50,6 MSEK) och finansiella kostnader om 2,4 MSEK, netto (finansiell intäkt om 2,5 MSEK, netto).

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

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

Ställda säkerheter till ett belopp om 7 409,2 MSEK (3 569,7 MSEK) var hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV, se även avsnittet om likviditet nedan.

### **Transaktioner med närstående**

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

Koncernen erhöll 0,2 MUSD (0,1 MUSD) från närstående i ersättning för hyra och andra tjänster.

### **Likviditet**

I februari 2016 ersatte Lundin Petroleum sin existerande kreditfacilitet om 4,0 miljarder USD, vars avtalade belopp skulle ha minskats från och med juni 2016 och förfallit 2019, med en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om upp till 5,0 miljarder USD, med ett initialt avtalat belopp om 4,3 miljarder USD. Det avtalade beloppet har sedan ökat till 5,0 miljarder USD. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 30 juni 2016 är 872,8 MUSD (422,9 MUSD) och representerar de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta koncernbolagen, vilkas aktier är pantsatta som beskrivs i avsnittet om moderbolaget ovan.

I april 2015 ingick Lundin Petroleum en kreditfacilitet för prospektering om 4,5 miljarder NOK från tio internationella banker. Faciliteten är säkrad mot den skatteåterbetalning som Lundin Norway erhåller för prospekterings- och utvärderingsaktiviteter på den norska kontinentalsockeln och löper fram till slutet av 2016. Till följd av 2014 års skatteåterbetalning för prospektering i Norge som erhöles i december 2015 minskades facilitetens storlek till 2,15 miljarder NOK. Det utestående beloppet under faciliteten per den 30 juni 2016 var 1,62 miljarder NOK.

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

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petrolia Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas). Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden och andra kostnader hänförliga till vissa av dessa kontrakt och det utestående beloppet per den 30 juni 2016 var 10,6 MUSD.

### **Händelser efter balansdagens utgång**

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

### **Aktiedata**

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

## Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016

### Ersättningar

Lundin Petroleum's ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2015 och i aktieägarinformationen inför årsstämman 2016, 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 30 juni 2016 var 122 745 respektive 291 752 och 360 099.

### Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2016 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2016 och kostnaden för 2016 kommer att redovisas från och med det andra halvåret 2016. Det totala antalet rättigheter för 2016 uppgick till 530 503 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2016, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls.

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

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

### Redovisningsprinciper

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

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

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

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

### Risker och riskhantering

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

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

## Derivatinstrument

Per den 30 juni 2016 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
2 058,4 MNOK	243,9 MUSD	8,44 NOK: 1 USD	jul 2016 – dec 2016
1 839,2 MNOK	217,3 MUSD	8,46 NOK: 1 USD	jan 2017 – dec 2017
1 926,3 MNOK	228,0 MUSD	8,45 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
1 672,4 MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

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

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Ränta per år	Likvidperiod
2 000	1,50%	jul 2016 – dec 2016
1 500	2,32%	jan 2017 – dec 2017
1 000	3,06%	jan 2018 – dec 2018

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

## Valutakurser

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

	30 jun 2016		30 jun 2015		31 dec 2015	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,4521	8,3776	7,7508	7,8568	8,0637	8,8090
1 USD motsvarar Euro	0,8964	0,9007	0,8961	0,8937	0,9012	0,9185
1 USD motsvarar Rubel	70,2913	64,4208	57,8952	55,7288	61,2881	74,1009
1 USD motsvarar SEK	8,3382	8,4887	8,3722	8,2358	8,4303	8,4408

## Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Intäkter	1	456,6	265,3	279,1	157,8	569,3
<b>Rörelsens kostnader</b>						
Produktionskostnader	2	-113,3	-54,6	-64,5	-39,3	-150,3
Avskrivningar och återställningskostnader		-199,9	-102,6	-98,5	-55,4	-260,6
Avskrivningar av övriga tillgångar		-15,6	-7,8	-8,2	-8,2	-23,7
Prospekteringskostnader		-68,9	2,2	-106,9	-61,5	-184,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	–	–	-737,0
<b>Bruttoresultat</b>	3	<b>58,9</b>	<b>102,5</b>	<b>1,0</b>	<b>-6,6</b>	<b>-786,4</b>
Försäljning av tillgångar		-3,5	-3,5	–	–	–
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-14,6	-5,6	-24,4	-13,1	-39,5
<b>Rörelseresultat</b>		<b>40,8</b>	<b>93,4</b>	<b>-23,4</b>	<b>-19,7</b>	<b>-825,9</b>
<b>Finansiella poster</b>						
Finansiella intäkter	4	95,7	-63,3	1,3	0,4	7,4
Finansiella kostnader	5	-125,6	-76,6	-225,0	1,1	-617,9
		<b>-29,9</b>	<b>-139,9</b>	<b>-223,7</b>	<b>1,5</b>	<b>-610,5</b>
<b>Resultat före skatt</b>		<b>10,9</b>	<b>-46,5</b>	<b>-247,1</b>	<b>-18,2</b>	<b>-1 436,4</b>
Inkomstskatt	6	55,1	-1,8	76,1	78,1	570,1
<b>Periodens resultat</b>		<b>66,0</b>	<b>-48,3</b>	<b>-171,0</b>	<b>59,9</b>	<b>-866,3</b>
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		68,3	-47,1	-168,8	61,1	-861,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-2,3	-1,2	-2,2	-1,2	-4,6
		<b>66,0</b>	<b>-48,3</b>	<b>-171,0</b>	<b>59,9</b>	<b>-866,3</b>
Resultat per aktie – USD <sup>1</sup>		0,22	-0,15	-0,55	0,20	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning – USD <sup>1</sup>		0,22	-0,15	-0,54	0,20	-2,79

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

## Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015 – 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015 – 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015 – 31 dec 2015 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>66,0</b>	<b>-48,3</b>	-171,0	59,9	-866,3
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	16,4	8,7	-17,6	0,8	-81,7
Kassaflödessäkring	65,3	16,2	18,5	64,1	6,9
Finansiell tillgång som kan säljas	1,2	-3,6	-0,6	-0,3	-3,7
<b>Övrigt totalresultat efter skatt</b>	<b>82,9</b>	<b>21,3</b>	0,3	64,6	-78,5
<b>Totalresultat</b>	<b>148,9</b>	<b>-27,0</b>	-170,7	124,5	-944,8
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	147,8	-26,9	-170,2	124,8	-934,8
Innehav utan bestämmande inflytande	1,1	-0,1	-0,5	-0,3	-10,0
	<b>148,9</b>	<b>-27,0</b>	-170,7	124,5	-944,8

## Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 juni 2016	31 december 2015
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	7	4 871,4	4 015,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		184,6	204,3
Goodwill		127,1	–
Finansiella tillgångar	8	6,1	10,7
Uppskjutna skattefordringar		15,8	13,4
Derivatinstrument	14	5,4	–
Övriga anläggningstillgångar	9	42,2	–
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>5 252,6</b>	<b>4 243,8</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Lager		57,6	45,6
Kundfordringar och andra fordringar	10	199,7	159,3
Derivatinstrument	14	2,5	–
Kortfristiga skattefordringar		275,8	264,7
Likvida medel		34,4	71,9
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>570,0</b>	<b>541,5</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>5 822,6</b>	<b>4 785,3</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		184,9	-498,2
Innehav utan bestämmande inflytande		25,2	24,1
<b>Summa eget kapital</b>		<b>210,1</b>	<b>-474,1</b>
<b>Skulder</b>			
<b>Långfristiga skulder</b>			
Finansiella skulder	11	3 961,8	3 834,8
Avsättningar	12	436,9	379,9
Uppskjutna skatteskulder		661,0	542,6
Derivatinstrument	14	36,1	48,4
Övriga långfristiga skulder		32,8	32,2
<b>Summa långfristiga skulder</b>		<b>5 128,6</b>	<b>4 837,9</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>			
Finansiella skulder	11	193,4	–
Leverantörsskulder och andra skulder	13	263,2	349,9
Derivatinstrument	14	23,6	66,1
Kortfristiga skatteskulder		0,2	0,7
Avsättningar	12	3,5	4,8
<b>Summa kortfristiga skulder</b>		<b>483,9</b>	<b>421,5</b>
<b>Summa skulder</b>		<b>5 612,5</b>	<b>5 259,4</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>5 822,6</b>	<b>4 785,3</b>

## Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>					
Periodens resultat	66,0	-48,3	-171,0	59,9	-866,3
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	68,9	-2,2	106,9	61,5	184,1
Avskrivningar och nedskrivningar	217,8	111,4	108,9	64,7	286,9
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	737,0
Aktuell skatt	-42,7	-12,7	-132,8	-73,2	-280,6
Uppskjuten skatt	-12,4	14,5	56,7	-4,9	-289,5
Långsiktiga incitamentsprogram	6,8	3,0	9,8	7,6	15,2
Valutakursförluster	-129,0	47,5	97,0	-65,9	374,6
Räntekostnader	73,6	39,4	27,7	15,9	71,3
Aktiverade finansieringsavgifter	32,1	26,4	6,1	3,2	12,4
Övriga	16,5	9,0	13,2	8,4	28,5
Erhållen ränta	0,4	0,1	0,3	0,2	6,1
Betald ränta	-75,1	-38,1	-46,8	-25,5	-110,1
Erhållen/betald skatt	3,1	3,3	0,1	4,0	335,6
Förändringar i rörelsekapital	10,0	-19,6	-105,1	-38,0	-193,7
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>236,0</b>	<b>133,7</b>	<b>-29,0</b>	<b>17,9</b>	<b>311,5</b>
<b>Kassaflöde från investeringar</b>					
Investering i olje- och gastillgångar	-483,0	-243,4	-783,0	-396,6	-1 443,3
Investering i övriga anläggningstillgångar	1,5	—	-32,4	-10,5	-36,0
Investering i dotterbolag	—	—	—	—	-0,1
Investering i övriga aktier och andelar	—	—	-3,7	—	-3,7
Betalda återställningskostnader	-9,7	-8,9	-4,1	-3,9	-10,6
Avyttring av anläggningstillgångar <sup>1</sup>	23,7	23,7	—	—	—
Övriga <sup>2</sup>	31,0	31,0	-0,5	-0,4	-0,5
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>	<b>-436,5</b>	<b>-197,6</b>	<b>-823,7</b>	<b>-411,4</b>	<b>-1 494,2</b>
<b>Kassaflöde från finansiering</b>					
Förändring av långfristiga skulder	207,7	-24,9	864,8	439,3	1 171,0
Betalda finansieringsavgifter	-107,0	-9,4	-3,1	-3,1	-3,3
Nyemission aktier/ Försäljning av egna aktier <sup>3</sup>	64,1	64,1	—	—	—
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>164,8</b>	<b>29,8</b>	<b>861,7</b>	<b>436,2</b>	<b>1 167,7</b>
Förändring av likvida medel	-35,4	-34,1	9,0	42,7	-15,0
Likvida medel vid periodens början	71,9	68,1	80,5	51,9	80,5
Valutakursdifferenser i likvida medel	-1,8	0,4	3,5	-1,6	6,4
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>34,4</b>	<b>34,4</b>	<b>93,0</b>	<b>93,0</b>	<b>71,9</b>

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

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

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

## Koncernens förändringar i eget kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare					Summa eget kapital
	Aktie - kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
<b>Balans per den 1 januari 2015</b>	<b>0,5</b>	<b>8,8</b>	<b>422,2</b>	<b>431,5</b>	<b>34,2</b>	<b>465,7</b>
<b>Totalresultat</b>						
Periodens resultat	–	–	-168,8	-168,8	-2,2	-171,0
Övrigt totalresultat	–	-1,4	–	-1,4	1,7	0,3
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>-1,4</b>	<b>-168,8</b>	<b>-170,2</b>	<b>-0,5</b>	<b>-170,7</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Värde av tjänster från anställda	–	–	3,6	3,6	–	3,6
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>3,6</b>	<b>3,6</b>	<b>–</b>	<b>3,6</b>
<b>Den 30 juni 2015</b>	<b>0,5</b>	<b>7,4</b>	<b>257,0</b>	<b>264,9</b>	<b>33,7</b>	<b>298,6</b>
<b>Totalresultat</b>						
Periodens resultat	–	–	-692,9	-692,9	-2,4	-695,3
Övrigt totalresultat	–	-71,7	–	-71,7	-7,1	-78,8
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>-71,7</b>	<b>-692,9</b>	<b>-764,6</b>	<b>-9,5</b>	<b>-774,1</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Investering i dotterbolag	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,5	1,5	–	1,5
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>-0,1</b>	<b>1,4</b>
<b>Den 31 december 2015</b>	<b>0,5</b>	<b>-64,3</b>	<b>-434,4</b>	<b>-498,2</b>	<b>24,1</b>	<b>-474,1</b>
<b>Totalresultat</b>						
Periodens resultat	–	–	68,3	68,3	-2,3	66,0
Övrigt totalresultat	–	79,5	–	79,5	3,4	82,9
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>79,5</b>	<b>68,3</b>	<b>147,8</b>	<b>1,1</b>	<b>148,9</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Emittering av aktier/Försäljning av egna aktier	–	534,1	–	534,1	–	534,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,2	1,2	–	1,2
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>534,1</b>	<b>1,2</b>	<b>535,3</b>	<b>–</b>	<b>535,3</b>
<b>Den 30 juni 2016</b>	<b>0,5</b>	<b>549,3</b>	<b>-364,9</b>	<b>184,9</b>	<b>25,2</b>	<b>210,1</b>



## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Olja	395,9	228,8	214,7	111,5	436,5
Kondensat	5,7	5,6	0,3	0,2	0,6
Gas	42,1	18,3	45,6	22,3	83,9
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>443,7</b>	<b>252,7</b>	<b>260,6</b>	<b>134,0</b>	<b>521,0</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	1,8	7,1	9,7	18,1	25,6
Övriga intäkter	11,1	5,5	8,8	5,7	22,7
<b>Intäkter</b>	<b>456,6</b>	<b>265,3</b>	<b>279,1</b>	<b>157,8</b>	<b>569,3</b>

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Utvinningsskostnader	83,7	41,5	55,8	34,4	121,1
Tariff- och transportkostnader	18,5	9,2	5,8	3,3	11,8
Direkta produktionsskatter	1,6	0,8	1,5	0,8	3,5
Förändring i lager	-1,6	-1,8	-5,5	-3,1	-12,6
Övriga	11,1	4,9	6,9	3,9	26,5
	<b>113,3</b>	<b>54,6</b>	<b>64,5</b>	<b>39,3</b>	<b>150,3</b>

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Norge</b>					
Olja	320,0	183,7	166,9	75,5	314,6
Kondensat	5,5	5,5	–	–	–
Gas	25,4	12,7	18,9	9,2	33,0
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>350,9</b>	<b>201,9</b>	<b>185,8</b>	<b>84,7</b>	<b>347,6</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	1,8	6,9	9,5	18,0	25,9
Övriga intäkter	0,6	0,2	1,1	0,6	2,0
<b>Intäkter</b>	<b>353,3</b>	<b>209,0</b>	<b>196,4</b>	<b>103,3</b>	<b>375,5</b>
Produktionskostnader	-82,3	-40,7	-44,7	-27,0	-104,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-157,0	-81,1	-65,3	-32,1	-158,9
Prospekteringskostnader	-55,8	-1,3	-105,9	-61,0	-146,5
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-526,0
<b>Bruttoresultat</b>	<b>58,2</b>	<b>85,9</b>	<b>-19,5</b>	<b>-16,8</b>	<b>-560,4</b>

## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3 – Segmentinformation forts, MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Frankrike</b>					
Olja	21,3	14,6	33,3	21,5	50,6
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>21,3</b>	<b>14,6</b>	<b>33,3</b>	<b>21,5</b>	<b>50,6</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	0,2	0,2	0,2	0,1	-0,2
Övriga intäkter	0,6	0,3	0,7	0,3	1,5
<b>Intäkter</b>	<b>22,1</b>	<b>15,1</b>	<b>34,2</b>	<b>21,9</b>	<b>51,9</b>
Produktionskostnader	-12,3	-7,9	-13,6	-9,9	-25,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-7,2	-3,6	-8,3	-4,2	-15,5
Prospekteringskostnader	–	–	-0,6	-0,6	-0,6
<b>Bruttoresultat</b>	<b>2,6</b>	<b>3,6</b>	<b>11,7</b>	<b>7,2</b>	<b>10,7</b>
<b>Nederländerna</b>					
Olja	–	–	–	–	0,1
Kondensat	0,2	0,1	0,3	0,2	0,6
Gas	7,4	3,5	12,3	5,7	24,0
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>7,6</b>	<b>3,6</b>	<b>12,6</b>	<b>5,9</b>	<b>24,7</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	-0,2	–	–	–	-0,1
Övriga intäkter	1,0	0,5	0,9	0,5	1,8
<b>Intäkter</b>	<b>8,4</b>	<b>4,1</b>	<b>13,5</b>	<b>6,4</b>	<b>26,4</b>
Produktionskostnader	-5,4	-2,8	-5,8	-3,0	-12,0
Avskrivningar och återställningskostnader	-5,3	-2,5	-5,5	-2,7	-10,7
Prospekteringskostnader	–	–	-0,4	–	-0,7
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-2,3</b>	<b>-1,2</b>	<b>1,8</b>	<b>0,7</b>	<b>3,0</b>
<b>Malaysia</b>					
Olja	54,1	30,3	14,5	14,5	71,2
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>54,1</b>	<b>30,3</b>	<b>14,5</b>	<b>14,5</b>	<b>71,2</b>
Övriga intäkter	7,5	3,8	3,5	3,5	10,8
<b>Intäkter</b>	<b>61,6</b>	<b>34,1</b>	<b>18,0</b>	<b>18,0</b>	<b>82,0</b>
Produktionskostnader	-11,9	-2,9	1,6	1,6	-4,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-30,4	-15,4	-13,2	-13,2	-66,4
Avskrivningar av övriga tillgångar	-15,6	-7,8	-8,2	-8,2	-23,7
Prospekteringskostnader	-13,1	3,5	–	–	-36,3
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-191,8
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-9,4</b>	<b>11,5</b>	<b>-1,8</b>	<b>-1,8</b>	<b>-240,6</b>
<b>Indonesien</b>					
Gas	9,3	2,1	14,4	7,4	26,9
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>9,3</b>	<b>2,1</b>	<b>14,4</b>	<b>7,4</b>	<b>26,9</b>
Övriga intäkter	–	–	–	–	–
<b>Intäkter</b>	<b>9,3</b>	<b>2,1</b>	<b>14,4</b>	<b>7,4</b>	<b>26,9</b>
Produktionskostnader	-1,4	-0,3	-2,0	-1,0	-4,3
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	-6,2	-3,2	-9,1
Prospekteringskostnader	–	–	–	0,1	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-19,2
<b>Bruttoresultat</b>	<b>7,9</b>	<b>1,8</b>	<b>6,2</b>	<b>3,3</b>	<b>-5,7</b>

Not 3 – Segmentinformation forts, MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Övriga</b>					
Olja	0,5	0,2	–	–	–
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>	–	–	–
Övriga intäkter	1,4	0,7	2,6	0,8	6,6
<b>Intäkter</b>	<b>1,9</b>	<b>0,9</b>	2,6	0,8	6,6
<b>Bruttoresultat</b>	<b>1,9</b>	<b>0,9</b>	2,6	0,8	6,6

<b>Summa</b>					
Olja	395,9	228,8	214,7	111,5	436,5
Kondensat	5,7	5,6	0,3	0,2	0,6
Gas	42,1	18,3	45,6	22,3	83,9
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>443,7</b>	<b>252,7</b>	260,6	134,0	521,0
Förändring i under- och överuttagsposition	1,8	7,1	9,7	18,1	25,6
Övriga intäkter	11,1	5,5	8,8	5,7	22,7
<b>Intäkter</b>	<b>456,6</b>	<b>265,3</b>	279,1	157,8	569,3
Produktionskostnader	-113,3	-54,6	-64,5	-39,3	-150,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-199,9	-102,6	-98,5	-55,4	-260,6
Avskrivningar av övriga tillgångar	-15,6	-7,8	-8,2	-8,2	-23,7
Prospekteringskostnader	-68,9	2,2	-106,9	-61,5	-184,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-737,0
<b>Bruttoresultat</b>	<b>58,9</b>	<b>102,5</b>	1,0	-6,6	-786,4

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Valutakursvinst, netto	95,1	-63,5	–	–	–
Ränteintäkter	0,4	0,1	0,3	0,2	6,1
Garanti-intäkter	0,1	–	1,0	0,2	0,7
Övriga	0,1	0,1	–	–	0,6
	<b>95,7</b>	<b>-63,3</b>	1,3	0,4	7,4

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Räntekostnader	73,6	39,4	27,8	16,0	71,4
Valutakursförlust, netto	–	–	176,7	-27,3	507,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	9,6	5,3	3,5	1,7	6,9
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	6,7	3,4	4,8	2,5	10,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	32,1	26,4	6,1	3,2	12,4
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	3,3	2,1	5,2	2,2	7,7
Övriga	0,3	–	0,9	0,6	2,2
	<b>125,6</b>	<b>76,6</b>	225,0	-1,1	617,9

## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Aktuell skatt	-42,7	-12,7	-132,8	-73,2	-280,6
Uppskjuten skatt	-12,4	14,5	56,7	-4,9	-289,5
	<b>-55,1</b>	<b>1,8</b>	<b>-76,1</b>	<b>-78,1</b>	<b>-570,1</b>

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 jun 2016	31 dec 2015
Norge	3 864,9	2 987,5
Malaysia	291,8	301,6
Frankrike	185,1	187,0
Nederländerna	28,7	31,5
Ryssland	500,9	490,2
Indonesien	–	17,6
	<b>4 871,4</b>	<b>4 015,4</b>

Not 8 – Finansiella tillgångar MUSD	30 jun 2016	31 dec 2015
Övriga aktier och andelar	5,6	4,1
Brynhild kostnadsdelning	–	5,5
Övriga	0,5	1,1
	<b>6,1</b>	<b>10,7</b>

Not 9 – Övriga anläggningstillgångar MUSD	30 jun 2016	31 dec 2015
Bolagsskatt	42,2	–
	<b>42,2</b>	<b>–</b>

Not 10 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 jun 2016	31 dec 2015
Kundfordringar	94,2	35,2
Underuttag	30,2	26,5
Fordringar på Joint operations	28,0	48,4
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	32,3	29,5
Brynhild kostnadsdelning	11,9	14,7
Övriga	3,1	5,0
	<b>199,7</b>	<b>159,3</b>

<b>Not 11 – Finansiella skulder</b>		
MUSD	<b>30 jun 2016</b>	31 dec 2015
<b>Långfristiga</b>		
Banklån	4 065,0	3 858,0
Aktiverade finansieringskostnader	-103,2	-23,2
	<b>3 961,8</b>	3 834,8
<b>Kortfristiga</b>		
Kortfristiga banklån	193,4	–
	<b>193,4</b>	–
	<b>4 155,2</b>	3 834,8

<b>Not 12 – Avsättningar</b>		
MUSD	<b>30 jun 2016</b>	31 dec 2015
<b>Långfristiga:</b>		
Återställningskostnader	425,7	368,2
Långsiktiga incitamentsprogram	1,2	2,2
Betalning för infarmning	5,0	4,6
Övriga	5,0	4,9
	<b>436,9</b>	379,9
<b>Kortfristiga:</b>		
Långsiktiga incitamentsprogram	3,5	4,8
	<b>3,5</b>	4,8
	<b>440,4</b>	384,7

<b>Not 13 – Leverantörsskulder och övriga skulder</b>		
MUSD	<b>30 jun 2016</b>	31 dec 2015
Leverantörsskulder	14,1	23,1
Förutbetalda intäkter	13,6	20,2
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	205,9	271,5
Övriga upplupna kostnader	20,0	23,7
Övriga	9,6	11,4
	<b>263,2</b>	349,9

## Noter till koncernens finansiella rapporter

### Not 14 – Finansiella instrument

MUSD

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

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

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

#### 30 juni 2016

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
<b>Tillgångar</b>			
Övriga aktier och andelar	5,6	–	–
Derivatinstrument - långfristiga	–	5,4	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	2,5	–
	<b>5,6</b>	<b>7,9</b>	<b>–</b>
<b>Skulder</b>			
Derivatinstrument – långfristiga	–	36,1	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	23,6	–
	<b>–</b>	<b>59,7</b>	<b>–</b>

#### 31 december 2015

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

## Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Intäkter</b>	1,9	0,9	7,5	0,8	8,7
Administrationskostnader	-36,9	-23,8	-50,6	-24,9	-89,6
<b>Rörelseresultat</b>	<b>-35,0</b>	<b>-22,9</b>	<b>-43,1</b>	<b>-24,1</b>	<b>-80,9</b>
<b>Finansiella poster</b>					
Finansiella intäkter	1,8	1,3	2,5	0,7	4,6
Finansiella kostnader	-4,2	-3,4	–	–	-1,8
	<b>-2,4</b>	<b>-2,1</b>	2,5	0,7	2,8
<b>Resultat före skatt</b>	<b>-37,4</b>	<b>-25,0</b>	<b>-40,6</b>	<b>-23,4</b>	<b>-78,1</b>
Inkomstskatt	–	–	–	–	–
<b>Periodens resultat</b>	<b>-37,4</b>	<b>-25,0</b>	<b>-40,6</b>	<b>-23,4</b>	<b>-78,1</b>

## Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>-37,4</b>	<b>-25,0</b>	<b>-40,6</b>	<b>-23,4</b>	<b>-78,1</b>
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
<b>Totalresultat</b>	<b>-37,4</b>	<b>-25,0</b>	<b>-40,6</b>	<b>-23,4</b>	<b>-78,1</b>
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-37,4	-25,0	-40,6	-23,4	-78,1
	<b>-37,4</b>	<b>-25,0</b>	<b>-40,6</b>	<b>-23,4</b>	<b>-78,1</b>

## Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 juni 2016	31 december 2015
<b>TILLGÅNGAR</b>		
<b>Anläggningstillgångar</b>		
Aktier i dotterbolag	12 256,6	7 871,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	1,9	0,2
Fordringar på koncernbolag	0,1	–
<b>Summa anläggningstillgångar</b>	<b>12 258,6</b>	<b>7 872,0</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>		
Fordringar	22,8	17,5
Likvida medel	5,5	0,4
<b>Summa omsättningstillgångar</b>	<b>28,3</b>	<b>17,9</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>	<b>12 286,9</b>	<b>7 889,9</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	12 278,8	7 782,4
<b>Långfristiga skulder</b>		
Avsättningar	0,3	0,4
Skulder till koncernbolag	–	100,7
<b>Summa långfristiga skulder</b>	<b>0,3</b>	<b>101,1</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>		
Kortfristiga skulder	7,8	6,4
<b>Summa kortfristiga skulder</b>	<b>7,8</b>	<b>6,4</b>
<b>Summa skulder</b>	<b>8,1</b>	<b>107,5</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>	<b>12 286,9</b>	<b>7 889,9</b>
Ställda säkerheter	7 409,2	3 569,7



## Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>					
Periodens resultat	-37,4	-25,0	-40,6	-23,4	-78,1
Ej kassaflödespåverkande poster	13,1	8,5	0,1	0,8	0,3
Förändringar i rörelsekapital	-4,3	1,0	41,9	18,5	-23,8
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>-28,6</b>	<b>-15,5</b>	<b>1,4</b>	<b>-4,1</b>	<b>-101,6</b>
<b>Kassaflöde från finansiering</b>					
Förändring av långfristiga skulder	-507,9	-528,4	–	–	100,4
Nyemission/avyttring egna aktier	544,1	544,1	–	–	–
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>36,2</b>	<b>15,7</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>100,4</b>
Förändring av likvida medel	7,6	0,2	1,4	-4,1	-1,2
<b>Likvida medel vid periodens början</b>	<b>0,4</b>	<b>7,6</b>	<b>1,8</b>	<b>7,1</b>	<b>1,8</b>
Valutakursdifferenser i likvida medel	-2,5	-2,3	-0,3	-0,1	-0,2
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>2,9</b>	<b>2,9</b>	<b>0,4</b>

## Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	
Den 1 januari 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5
Totalresultat	–	–	–	-40,6	-40,6	-40,6
Den 30 juni 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 660,1	6 955,4	7 819,9
Totalresultat	–	–	–	-37,5	-37,5	-37,5
Den 31 december 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 622,6	6 917,9	7 782,4
Totalresultat	–	–	–	-37,4	-37,4	-37,4
Nyemittering/försäljning av egna aktier	0,3	–	4 533,5	–	4 533,5	4 533,8
Summa transaktioner med ägare	0,3	–	4 533,5	–	4 533,5	4 533,8
Den 30 juni 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 585,2	11 414,0	12 278,8

## Finansiella nyckeltal

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

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2016– 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016– 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Intäkter	456,6	265,3	279,1	157,8	569,3
EBITDA	330,9	206,1	192,4	106,5	384,7
Periodens resultat	66,0	-48,3	-171,0	59,9	-866,3
Operativt kassaflöde	386,0	223,4	347,3	191,6	699,6
<b>Nyckeltal, per aktie (USD)</b>					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	0,54	0,54	0,86	0,86	-1,61
Operativt kassaflöde per aktie	1,24	0,72	1,12	0,62	2,26
Kassaflöde från verksamheten per aktie	0,76	0,43	-0,03	0,09	1,01
Resultat per aktie	0,22	-0,15	-0,55	0,20	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning	0,22	-0,15	-0,54	0,20	-2,79
EBITDA per aktie	1,06	0,66	0,62	0,34	1,24
Utdelning per aktie	–	–	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	311 070 330	311 070 330	311 070 330
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	311 233 197	311 396 065	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	312 529 762	312 692 630	309 678 433	309 678 433	310 019 890
<b>Börskurs</b>					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	152,70	152,70	142,00	142,00	122,60
<b>Nyckeltal</b>					
Räntabilitet på eget kapital (%) <sup>1</sup>	-50	-37	-45	16	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	0	2	-1	-1	-26
Netto skuldsättningsgrad (%) <sup>1</sup>	2 285	2 285	1 320	1 320	–
Soliditet (%)	4	4	5	5	-10
Andel riskbärande kapital (%)	15	15	22	22	1
Räntetäckningsgrad	0	1	-1	-2	-11
Operativt kassaflöde/räntekostnader	5	5	11	11	9
Direktavkastning	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

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

## Definitioner av nyckeltal

**EBITDA: (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisation):** Rörelseresultat före avskrivningar av olje- och gastillgångar, prospekteringskostnader, nedskrivningar, avskrivningar av andra tillgångar och vinst vid försäljning av tillgångar.

**Operativt kassaflöde:** Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

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

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

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

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

**Resultat per aktie efter full utspädning:** Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter att utspädningseffekten av utestående tilldelningar under koncernens prestationsbaserade incitamentsprogram tagits i beaktan.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef och verkställande direktören försäkrar att den finansiella rapporten för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2016 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 3 augusti 2016

Ian H. Lundin  
Styrelseordförande

Alex Schneiter  
Koncernchef och vd

Peggy Bruzelius

C. Ashley Heppenstall

Lukas H. Lundin

Grace Reksten Skaugen

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

# Granskningsrapport

Vi har utfört en översiktlig granskning av rapporten för Lundin Petroleum AB (publ) för perioden 1 januari 2016 till 30 juni 2016. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för att upprätta och presentera denna finansiella delårsinformation i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen. Vårt ansvar är att uttala en slutsats om denna finansiella delårsinformation grundad på vår översiktliga granskning.

Vi har utfört vår översiktliga granskning i enlighet med Standard för översiktlig granskning (ISRE) 2410 Översiktlig granskning av finansiell delårsinformation utförd av företagets valda revisor. En översiktlig granskning består av att göra förfrågningar, i första hand till personer som är ansvariga för finansiella frågor och redovisningsfrågor, att utföra analytisk granskning och att vidta andra översiktliga granskningsåtgärder. En översiktlig granskning har en annan inriktning och en betydligt mindre omfattning jämfört med den inriktning och omfattning som en revision enligt ISA och god revisionssed i övrigt har. De granskningsåtgärder som vidtas vid en översiktlig granskning gör det inte möjligt för oss att skaffa oss en sådan säkerhet att vi blir medvetna om alla viktiga omständigheter som skulle kunna ha blivit identifierade om en revision utförts. Den uttalade slutsatsen grundad på en översiktlig granskning har därför inte den säkerhet som en uttalad slutsats grundad på en revision har.

Grundat på vår översiktliga granskning har det inte kommit fram några omständigheter som ger oss anledning att anse att delårsrapporten inte, i allt väsentligt, är upprättad för koncernens del i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen samt för moderbolagets del i enlighet med årsredovisningslagen.

Stockholm den 3 augusti 2016

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe  
Auktoriserad revisor  
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist  
Auktoriserad revisor

## Finansiell information

### Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2016) kommer att publiceras den 2 november 2016.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2016) kommer att publiceras den 1 februari 2017.
- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2017) kommer att publiceras den 3 maj 2017.

Årsstämman kommer att hållas den 4 maj 2017 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Maria Hamilton	Teitur Poulsen	Robert Eriksson
Informationschef	VP Corporate Planning	Manager, Media
maria.hamilton@lundin.ch	& Investor Relations	Communications
Tel: +41 22 595 10 00	Tel: +41 22 595 10 00	Tel: +46 701 11 26 15
Tel: +46 8 440 54 50		
Mobil:+41 79 63 53 641		

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 augusti 2016 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 borrhningar samt andra prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av kvantiteter som ännu inte kan fastställas samt antaganden av företagsledningen.

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

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

