



**Lundin**  
Petroleum



Delårsrapport för  
**TREMÅNADERSPERIODEN**  
som avslutades den 31 mars 2016

Lundin Petroleum AB (publ)  
organisationsnummer 556610-8055

# Sammanfattning

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016 (31 mars 2015)

- Produktion om 62,4 Mboepd (25,8 Mboepd)
- Intäkter om 191,3 MUSD (121,3 MUSD)
- EBITDA om 124,9 MUSD (86,0 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 162,6 MUSD (155,7 MUSD)
- Resultat om 114,3 MUSD (-230,9 MUSD), inklusive en valutakursvinst om 158,6 MUSD, netto.
- Nettoskuld om 4 172 MUSD (31 december 2015: 3 786 MUSD)
- Rekordhög produktion till följd av produktionsstarten av Edvard Grieg i slutet av 2015.
- Ny reservbaserad kreditfacilitet om 5 miljarder USD undertecknad, med ett initialt avtalat belopp om 4 303 miljoner USD som därefter utökats med 185 miljoner USD till 4 488 miljoner USD.

	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Produktion i Mboepd	62,4	25,8	32,3
Intäkter i MUSD	191,3	121,3	569,3
Periodens resultat i MUSD	114,3	-230,9	-866,3
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	115,4	-229,9	-861,7
Resultat per aktie i USD <sup>1</sup>	0,37	-0,74	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning i USD <sup>1</sup>	0,37	-0,74	-2,79
EBITDA i MUSD	124,9	86,0	384,7
Operativt kassaflöde i MUSD	162,6	155,7	699,6

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

### Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleum's 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,

Sedan jag tog över som vd för Lundin Petroleum i oktober 2015 har marknadsklimatet i världen varit tufft. Det var särskilt sant under det första kvartalet 2016 när det genomsnittliga oljepriset låg under 35 USD per fat, med en lägstanivå om 26 USD per fat i slutet av januari, en nivå vi inte har sett sedan i november 2003. Det har verkligen varit en utmanande period men på samma gång en givande sådan. Samtidigt som vi har fortsatt att se extrem volatilitet i oljepriserna ser jag ett återställande av balansen mellan utbud och efterfrågan som sannolik under det andra halvåret 2016. Detta är en konsekvens av väsentliga underinvesteringar och uppskjutna projekt i vår industri, såväl onshore som offshore.

### Edvard Grieg förvärv

När det är tuffa tider är det de företag som kan ta vara på situationen och se dess möjligheter som är framgångsrika. Det är precis vad Lundin Petroleum lyckades åstadkomma när vi kontaktade Statoil med ett förslag om att förvärva deras 15-procentiga andel i Edvard Griegfältet i utbyte mot nyemitterade aktier i bolaget. För Lundin Petroleum ökar det vår andel i en tillgång i världsklass och det ökar våra reserver betydligt, liksom vår produktion och vårt kassaflöde, i hjärtat av vårt kärnområde i Norge. För Statoil växer deras indirekta exponering mot Johan Sverdrup och Edvard Grieg ytterligare och innebär att de kan redovisa sitt betydande aktieinnehav i bolaget i enlighet med kapitalandelsmetoden, vilket innebär en ökning av reserver och produktion. Att förvärva en ytterligare andel i Edvard Grieg på botten av branschens lågkonjunktur kommer enligt min mening att leda till att Lundin Petroleum blir starkare än någonsin som ett oberoende bolag och kan fortsätta att bygga vidare på den transformerande tillväxt som redan är på god väg.

Parallellt med detta har vi fortsatt att fokusera på våra fyra huvudmål: maximera vår operativa effektivitet, bibehålla en stark balansräkning och god tillgång till likviditet, utgöra en proaktiv part i utbyggnaden av Johan Sverdrup och fortsätta att aktivt följa vår organiska tillväxtstrategi.

### Operativ effektivitet

När det gäller operativ effektivitet har vi levererat goda resultat för det första kvartalet med hög genomsnittlig drifttid i hela vår verksamhet, vilket resulterat i en rekordhög genomsnittlig produktionsnivå för bolaget för det första kvartalet om 62 400 boepd, vilket är åtta procent högre än mittpunkten av vår prognos som meddelades vid kapitalmarknadsdagen. Det här var resultatet av en kombination av utmärkt drifttid för Edvard Grieg-anläggningen om över 96 procent såväl som utmärkt produktivitet för borningarna, väl över våra initiala uppskattningar i planen för utbyggnad och drift. Det här är helt enkelt en enastående prestation av vårt operativa team i Norge som genomförts med högsta hälso- och säkerhetsresultat. Dessutom fortsätter vi att fokusera på kapitaleffektivitet genom att dra fördel av den aktuella nedgången på marknaden. Vi uppnådde en rekordlåg utvinningskostnad om 7,45 USD per fat för det första kvartalet i år.

### God tillgång till likviditet

På den finansiella sidan uppnåddes en viktig milstolpe när vi i februari meddelade undertecknandet av en ny reservbaserad kreditfacilitet om 5 miljarder USD med ett initialt avtalat belopp om 4 303 miljoner USD. Sedan dess har det avtalade beloppet ökat med 185 miljoner USD till 4 488 miljoner USD, från såväl befintliga som nya banker. Detta är en prestation i en tid av extrem volatilitet på bankmarknaden. Det är också ett bevis på vilken hög kvalitet våra tillgångar, såsom fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg, har. De är helt enkelt unika och högt värderade tillgångar.

Lundin Petroleum befinner sig i en stark position med en solid produktionsbas, som kommer att fortsätta att växa med utvinningskostnader under 10 USD per fat, kombinerat med god tillgång till likviditet för att kunna stå emot det rådande klimatet med låga oljepriser. Det här placerar oss i en avundsvärd position.

### Johan Sverdrup utbyggnad

Jag är också glad att kunna meddela att utbyggnaden av Johan Sverdrup fortskrider enligt plan. I år kommer val av koncept för Fas 2 mot slutet av året att vara en viktig milstolpe. Vi har nyligen färdigställt en studie för att få bort flaskhalsar i Fas 1, vilken medför potential för en ökad processkapacitet, från tidigare meddelade intervall om mellan 315 000 och 380 000 bopd upp till reviderade 440 000 bopd. Produktionsstart för Fas 1 ligger kvar vid slutet av 2019, i enlighet med planen. Jag är förvissad att vi kommer att få se ytterligare minskningar i projektkostnader, särskilt vid tidpunkten för konceptval för Fas 2. Vi kommer att fortsätta att arbeta proaktivt som partner tillsammans med Statoil mot det slutgiltiga målet att ytterligare öka värdet på Johan Sverdrup, en tillgång i världsklass.

## Brev till aktieägare

### **Vår organiska tillväxtstrategi fortsätter**

Vår organiska tillväxtstrategi fortsätter med särskilt fokus på södra Barents hav, där vi kommer att återuppta borraktiviteter under det andra halvåret, med två prospekteringsborrningar och en utvärderingsborrning på Altafyndigheten. Dessutom pågår studier för att avgöra kommersiell bärighet i såväl fyndigheterna Luno II som Alta och Gotha. Under det senaste kvartalet har vi också kunnat kontraktera den halvt nedsänkbara riggen Leiv Eiriksson till en mycket konkurrenskraftig dagshyra med en option att kunna förlänga kontraktet om vi skulle besluta att fortsätta vår borraktivitet in i nästa år.

Jag känner stor tillit till vår förmåga att finna nya resurser i våra kärnområden för prospektering, även om vi ser tillbaka på de senaste sex månadernas nedslående prospekteringsresultat. Vi har ett fantastiskt team, en tydlig strategi och en del mycket spännande arealer. Vi kommer att fortsätta att generera väsentligt aktieägarvärde genom vår förmåga att finna nya resurser till låg kostnad per fat.

Jag kan utan tvekan säga att det senaste kvartalet har varit en utmaning och på samma gång anmärkningsvärt. Vi har under det här kvartalet lagt en stabil grund för en betydande och hållbar värdetillväxt när vi också går mot ett fördelaktigare klimat på oljemarknaden. Det är i sådana utmanande tider som ett teams kvalitet tydligast synliggörs och jag kan utan tvekan säga att vi har det absolut bästa teamet någon kan önska sig. Deras entusiasm, entreprenörsanda och kultur av hårt arbete kommer att ta Lundin Petroleum ur denna ekonomiska nedgång starkare än någonsin.

Till er våra aktieägare, styrelsen och hela teamet på Lundin Petroleum, jag är mycket tacksam för ert fortsatta stöd.

Spännande tider väntar!

Med vänliga hälsningar

**Alex Schneiter**  
Koncernchef och vd

Stockholm den 11 maj 2016

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016

### VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till två kärnområden, Norge och Malaysia, och har tillgångar i Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet med en produktion för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016 (rapporteringsperioden) som stod för 77 procent av den totala produktionen och med 95 procent av Lundin Petroleums totala reserver vid slutet av 2015.

### Reserver och resurser

Lundin Petroleum har bevisade och sannolika reserver om 685 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) per den 31 december 2015, 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 31 december 2015.

### Produktion

Produktion för rapporteringsperioden uppgick till 62,4 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 25,8 Mboepd för samma period 2015) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Olja</b>			
Norge	43,0	17,3	18,6
Frankrike	2,6	2,9	2,7
Malaysia	8,5	–	5,5
<b>Summa produktion olja</b>	<b>54,1</b>	<b>20,2</b>	<b>26,8</b>
<b>Gas</b>			
Norge	4,9	2,1	2,1
Nederländerna	1,7	1,8	1,8
Indonesien	1,7	1,7	1,6
<b>Summa produktion gas</b>	<b>8,3</b>	<b>5,6</b>	<b>5,5</b>
<b>Summa produktion</b>			
<b>Kvantitet i Mboe</b>	<b>5 674,3</b>	<b>2 322,4</b>	<b>11 790,3</b>
<b>Kvantitet i Mboepd</b>	<b>62,4</b>	<b>25,8</b>	<b>32,3</b>

### Norge

#### Produktion

Produktion i Mboepd	I.a. <sup>1</sup>	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Edvard Grieg	50%	30,2	–	1,4
Alvheim	15%	8,8	8,6	7,8
Volund	35%	3,5	5,8	4,9
Bøyla	15%	2,1	1,9	2,1
Brynhild	90%	3,1	3,1	4,2
Gaupe	40%	0,2	–	0,3
		<b>47,9</b>	<b>19,4</b>	<b>20,7</b>

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

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016

Produktion från Edvard Griegfältet startade den 28 november 2015 med en genomsnittlig produktion för rapporteringsperioden om 30 200 fat oljeekvivalenter per dag (boepd), netto vilket var över förväntan. Produktion från fältet startade initialt från en borrhning och den andra samt tredje borrhningen började producera i december 2015 respektive januari 2016. De tre första borrhningarnas produktionskapacitet har varit över förväntan och tryckminskningen i reservoaren har varit mer fördelaktig än vad som förutsetts, vilket är uppmuntrande för fältets framtida resultat. Enligt planen för reservoarens hantering kommer produktionsnivåerna att hållas lägre än borrhningarnas potential, tills att tillräckligt många vatteninjiceringsborrningar är på plats för att utjämna produktionsnivåerna med tillgänglig injicering.

Anläggningens driftstid har också varit utmärkt med en genomsnittlig driftstid om 96 procent för rapporteringsperioden. Under 2016 förväntas den genomsnittliga driftstiden bli lägre jämfört med vad som hittills uppnåtts, eftersom vissa driftsstopp förväntas i samband med återstående driftsättningsarbete och anslutning av Ivar Aasenfältet under det fjärde kvartalet 2016. Den första vatteninjiceringsborrningen genomförs för närvarande och förväntas slutföras under det andra kvartalet 2016. Därefter kommer den andra vatteninjiceringsborrningen att genomföras och den fjärde produktionsborrningen förväntas genomföras och börja producera under det andra halvåret 2016 då fältet beräknas nå sin platåproduktion om 100 000 boepd, brutto. Totalt 14 utbyggnadsborrningar är planerade på Edvard Griegfältet och borrhningar förväntas fortsätta in i 2018. Den totala utvinningskostnaden för Edvard Griegfältet var 9,25 USD per fat under rapporteringsperioden och förväntas bli lägre än 9 USD per fat för året.

I april 2016 meddelade Lundin Petroleum att en ytterligare licensandel om 15 procent förvärvats i Edvard Griegfältet från Statoil ASA. Förvärvet gäller från den 1 januari 2016 och har resulterat i att Lundin Petroleum har ökat sina reserver med 31 MMboe (1 januari 2016). Den ytterligare produktion som detta förvärv medför kommer att redovisas från datumet då transaktionen slutförs. Till följd av förvärvet kommer produktionen för helåret 2016 att ökas med 5 000 boepd, netto till Lundin Petroleum, under förutsättning att förvärvet slutförs den 1 juli 2016. Lundin Petroleum's produktionsprognos för helåret revideras därmed 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. Utnyttjandet av Alvheim FPSO:ns processkapacitet har optimerats inom ramen för de kommersiella avtalen för att maximera produktion från alla fälten inom det större Alvheimområdet, vilket har resulterat i vissa produktionsförändringar på fältnivå. Driftstiden för Alvheim FPSO:n var bättre än förväntat under rapporteringsperioden med en driftstid om 99,3 procent. De totala utvinningskostnaderna för det större Alvheimområdet var något lägre än 5 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli något högre än 6 USD per fat för året.

Produktion från Alvheimfältet om 8 800 boepd, netto för rapporteringsperioden var något lägre än förväntat. Samtidigt som reservoarprestandan är fortsatt utmärkt har produktionsnivåerna optimerats inom ramarna för FPSO:ns processkapacitet. Kompletterande utbyggnadsborrningar på Alvheim fortsätter med A5-borrhningen, som är en tregrenad produktionsborrning, vilken slutfördes i början av 2016. Inkopplingsarbete pågår och produktionsstart förväntas till mitten av 2016. Under februari 2016 påbörjades utbyggnadsborrningarna Viper och Kobra. Dessa två borrhningar pågår och förväntas starta produktion mot slutet av 2016. Alvheimpartnerskapet undertecknade ett nytt riggavtal som startar i december 2016 och vars målsättning är att genomföra ytterligare kompletterande utbyggnadsborrningar och en närliggande prospekteringsborrning i Alvheimområdet.

Volundfältets produktion om 3 500 boepd, netto för rapporteringsperioden var något lägre än förväntat. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrhningar har identifierats på Volundfältet och åtminstone två ytterligare borrhningar planeras genomföras med förväntad borrhstart i slutet av 2016. De kompletterande borrhningar som planerats på Volund har resulterat i att ytterligare reserver om 3 MMboe, netto redovisades per den 31 december 2015.

Bøylafältets produktion om 2 100 boepd, netto för rapporteringsperioden var över förväntan till följd av god reservoarprestanda och en lägre andel vatten i producerande olja än förväntat.

Den totala utvinningskostnaden för det större Alvheimområdet var något lägre än 5 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli något högre än 6 USD per fat för året.

Brynhildfältets produktion om 3 100 boepd, netto för rapporteringsperioden var bättre än förväntat till följd av utmärkt driftstid för Haewene Brim FPSO:n som fram till ett planerat driftsstopp i mitten av mars 2016 hade en driftstid över 98 procent. FPSO:n var under driftsstopp cirka en månad för planerat underhållsarbete och produktion från fältet återupptogs i mitten av april 2016. I januari 2016 startade vatteninjicering från en borrhning och under rapporteringsperioden gjordes en produktionsborrning om till en vatteninjiceringsborrning så att fältet nu får tryckstöd från två vatteninjiceringsborrningar.

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 platåproduktion, 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 miljarder boe	slutet av 2019	550 – 650 Mboepd

### Ivar Aasen

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacketen 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 ståljacketen slutfördes med framgång i juni 2015 och installation av pipelines mellan Ivar Aasen och Edvard Grieg slutfördes under det tredje kvartalet 2015. I mars 2016 var konstruktionen av processdäck till 98 procent slutförd och mekaniskt slutförande förväntas under det första halvåret 2016. Installation av processdäcken är planerad till sommaren 2016. Produktionsstart av Ivar Aasen beräknas till det fjärde kvartalet 2016.

### Johan Sverdrup

Projektet Johan Sverdrup fortgår enligt plan och majoriteten av avtalen 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 ståljackets har påbörjats, två vid Kværners varv på den norska västkusten och en vid Dragados varv i Spanien. Konstruktion av borrhplattformen och processdäck för boendekvarter har också påbörjats. Dessutom pågår ingenjörsarbete på kraftförsörjningssystemet från land vid Haugsneset i Norge. Förborring av utbyggnadsborrningar startade i mars 2016 och den första utbyggnadsborrningen slutfördes tidigare än planerat.

Vid tidpunkten för inlämnandet av planen för utbyggnad och drift för Fas 1 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 upp 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 borrhigg för att möjliggöra Fas 1 platåproduktion.

Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 innefattar ett fältcenter bestående av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borrhplattformar och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras på ståljackets 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 Kvaerner/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 konstruktionen av tre ståljackets för stigrör-, process- och borrhplattformarna har tilldelats Kvaerner, medan kontraktet för konstruktion av ståljacketen för boende- och serviceplattformen har tilldelats Dragados Offshore. Kontrakt för borrningar har tilldelats Odfjell Drilling.

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 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. Konceptval för Fas 2 förväntas under det fjärde kvartalet 2016 och inlämning av plan för utbyggnad och drift under det fjärde kvartalet 2017. Produktion från Fas 2 förväntas starta 2022.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016

### Utvärdering

#### Borrprogram för utvärdering 2016

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

Under 2016 planerar Lundin Petroleum att återuppta utvärderingsborrningen Alta-3 i södra Barents hav för att göra borrningen djupare och utföra tester.

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 borrningar och en option för Lundin Petroleum om ytterligare sex borrningar.

### 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 7220/6-2	Tredje kvartalet	Neiden	40%	Lundin Petroleum	
PL533	n/a	Tredje kvartalet	Filicudi	35%	Lundin Petroleum	

I januari 2016 meddelades borrningen av Lorry i PL700 i Norska havet som en torr borrning. Borrningen påträffade inte den förväntade reservoaren.

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

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

### Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

I december 2015 lämnade Lundin Petroleum in licensansökningar till det norska olje- och energidepartementet för block som utlysts i den 23:e licensrundan. Tilldelning av licenser förväntas offentliggöras under sommaren 2016.

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.

Under rapporteringsperioden återlämnade Lundin Petroleum PL438, PL555, PL631, PL673, PL674, PL741 och PL579. Under samma period tilldelades Lundin Petroleum operatörskap i PL815 och PL830 (båda med i.a. 40%) samt partnerskap i PL678SB och PL831 (båda med i.a. 20%).



## Sydostasien

### Malaysia

#### Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Bertam	75%	8,5	–	5,5

#### Malaysiska halvön

Produktion från Bertamfältet i block PM307 (l.a. 75%) om 8 500 boepd, netto för rapporteringsperioden var enligt förväntan. Bertamfältet har producerat från 11 borrhningar sedan mitten av oktober 2015, två av borrhningarna har dock varit under driftsstopp under en del av rapporteringsperioden. En av borrhningarna har med framgång genomgått underhållsarbete och återtog i produktion under rapporteringsperioden, medan den andra borrhningen kommer att genomgå underhållsarbete under det andra kvartalet 2016. Bertam FPSO:n fortsätter att uppnå en utmärkt drifttid, som uppgick till 98 procent under rapporteringsperioden.

I oktober 2015 genomförde partnerskapet utvärderingsborrning Bertam-3 med framgång, vilken bekräftade ytterligare resurser i den nordöstra delen av fältet. Den långtgående horisontella utbyggnadsborrningen A15 från Bertams borrhplattform in i Bertam-3 området genomförs för närvarande och kommer att börja producera under det andra kvartalet 2016, och därmed öka det totala antalet produktionsborrningar till 12. Avtalet för borrhningen West Prospero kommer att upphöra i slutet av maj 2016.

#### Sabah, östra Malaysia

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

#### Utfarmningsavtal

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

### Indonesien

#### Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Singa	25,9%	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 kommer att upphöra att rapportera produktion från Singa från och med detta datum.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016

### Kontinentaleuropa

#### Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Frankrike				
– Paris Basin	100% <sup>1</sup>	2,2	2,4	2,3
– Aquitaine	50%	0,4	0,5	0,4
Nederländerna	flera	1,7	1,8	1,8
		<b>4,3</b>	<b>4,7</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 vissa fält i Paris Basin, vilket har reducerats något av en liten minskning av produktionsnivåerna från Courbeyfältet i Aquitaine Basin.

#### Nederländerna

Produktion från Nederländerna om 1 700 boepd, netto för rapporteringsperioden var över förväntan till följd av ett planerat driftsstopp av borrhningarna Slootdorp-6 och Slootdorp-7 (i.a. 7,2325%) som skjutits upp till det andra kvartalet 2016.

Under 2016 kommer Lundin Petroleum att medverka i två prospekteringsborrningar onshore och två utbyggnadsborrningar offshore, där Lundin Petroleum inte är operatör.

#### 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 (i.a. 70%). Under rapporteringsperioden återlämnades Laganskyblockets prospekteringsområde runt Morskayafältet.

### Samhällsansvar

Lundin Petroleum rapporterade två incidenter med uppdragstagare under rapporteringsperioden. En tragisk dödsolycka inträffade offshore Malaysia då en uppdragstagare utförde reparationsarbete på Bertam FPSO:ns pipeline för export. En grundlig utredning har genomförts och uppföljningsåtgärder har implementerats. Frekvensen för incidenter med förlorad arbetstid som följd (Lost Time Incident) var 1,18 per miljon arbetade timmar och den totala frekvensen för rapporterbara incidenter (Total Recordable Incident Rate) var 2,36.

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. Som en följd av detta har Lundin Petroleum ändrat sin rapportering av nyckeltal för hälsa, säkerhet och miljö så att incidenter rapporteras per miljon arbetade timmar istället för som tidigare per 200 000 arbetade timmar.

### FINANSIELL ÖVERSIKT

#### Resultat

Resultatet för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016 uppgick till 114,3 MUSD (-230,9 MUSD). Vinsten under rapporteringsperioden var till största delen ett resultat av utmärkt produktion och en valutakursvinst, netto till följd av en försvagning av US dollar 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 115,4 MUSD (-229,9 MUSD), motsvarande resultat per aktie om 0,37 USD (-0,74 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 124,9 MUSD (86,0 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 0,40 USD (0,28 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 162,6 MUSD (155,7 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 0,53 USD (0,50 USD).

## Koncernförändringar

Inga större förändringar har skett inom koncernen under rapporteringsperioden.

## Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 191,3 MUSD (121,3 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 191,0 MUSD (126,6 MUSD), netto. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 33,07 USD (52,71 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 33,94 USD (53,94 USD) per fat.

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

Försäljning	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 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	4 205,1	1 704,8	5 939,4
– Genomsnittspris per boe	32,42	53,61	52,97
<b>Frankrike</b>			
– Kvantitet i Mboe	196,3	203,3	971,4
– Genomsnittspris per boe	33,88	57,86	52,07
<b>Nederländerna</b>			
– Kvantitet i Mboe	0,7	0,5	1,2
– Genomsnittspris per boe	30,48	62,32	50,20
<b>Malaysia</b>			
– Kvantitet i Mboe	675,6	–	1 455,6
– Genomsnittspris per boe	35,21	–	48,92
<b>Summa försäljning olja</b>			
– Kvantitet i Mboe	5 077,7	1 908,6	8 367,6
– Genomsnittspris per boe	32,90 <sup>1</sup>	54,07	52,16
<b>Försäljning gas och NGL</b>			
<b>Norge</b>			
– Kvantitet i Mboe	405,4	195,8	745,7
– Genomsnittspris per boe	31,38	49,59	44,21
<b>Nederländerna</b>			
– Kvantitet i Mboe	155,0	160,9	633,3
– Genomsnittspris per boe	26,02	41,95	38,88
<b>Indonesien</b>			
– Kvantitet i Mboe	138,7	136,8	527,7
– Genomsnittspris per boe	51,87	50,87	50,99
<b>Summa försäljning gas och NGL</b>			
– Kvantitet i Mboe	699,1	493,5	1 906,7
– Genomsnittspris per boe	34,26	47,46	44,31
<b>Summa försäljning</b>			
– Kvantitet i Mboe	5 776,8	2 402,1	10 274,3
– Genomsnittspris per boe	33,07 <sup>1</sup>	52,71	50,71

<sup>1</sup> Inkluderar försäljningsintäkter om 0,3 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.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till 5,3 MUSD (8,4 MUSD) och har redovisats som en kostnad under rapporteringsperioden. Ett överuttag, netto gjordes på delen i produktionen från de producerande fälten i Norge under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 5,6 MUSD (3,1 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade leasingintäkter för Bertam FPSO:n, en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

### Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rap porteringsperioden till 58,7 MUSD (25,2 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Utvinningskostnader</b>			
– i MUSD	42,2	21,4	121,1
– i USD per boe	7,45	9,20	10,27
<b>Tariff- och transportkostnader</b>			
– i MUSD	9,3	2,5	11,8
– i USD per boe	1,64	1,10	1,00
<b>Royalty och direkta skatter</b>			
– i MUSD	0,8	0,7	3,5
– i USD per boe	0,13	0,31	0,29
<b>Förändringar i lager</b>			
– i MUSD	0,2	-2,4	-12,6
– i USD per boe	0,03	-1,04	-1,07
<b>Övrigt</b>			
– i MUSD	6,2	3,0	26,5
– i USD per boe	1,10	1,30	2,25
<b>Totala produktionskostnader</b>			
– i MUSD	<b>58,7</b>	25,2	150,3
– i USD per boe	10,35	10,87	12,74

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 42,2 MUSD (21,4 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till fälten Edvard Grieg och Bertam, vilka startade produktion i november 2015 respektive april 2015, samt underhållsarbete som utfördes på Bertamfältet under det första kvartalet 2016. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 37,4 MUSD (20,3 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 7,45 USD (9,20 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Om verksamhetsprojekt exkluderas, uppgick utvinningskostnaderna till 6,60 USD (8,75 USD) per fat. Utvinningskostnaderna per fat, inklusive såväl som exklusive verksamhetsrelaterade projekt, var lägre än prognosen som meddelades i februari 2016.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 9,3 MUSD (2,5 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror främst på Edvard Griegfältet som startade produktion i november 2015.

Övriga kostnader uppgick till 6,2 MUSD (3,0 MUSD) och var främst hänförliga till kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Det här avtalet värderas till verkligt värde till terminskursen på olja och till följd av den låga kursen vid slutet av 2015 redovisades en tillgång per den 31 december 2015. Tillgången skrivs av i resultaträkningen över avtalets återstående löptid.

### Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 97,3 MUSD (43,1 MUSD) och beskrivs i not 3. Avskrivningarna hänförliga till olje- och gastillgångar uppgick till 97,3 MUSD (43,1 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 17,14 USD (18,55 USD) per fat. De högre avskrivningarna under rapporteringsperioden i förhållande till jämförelseperioden beror på avskrivningarna hänförliga till fälten Edvard Grieg och Bertam och kompenseras till viss del av en lägre avskrivning för Brynhildfältet till följd av nedskrivningen som gjordes vid slutet av 2015.

Avskrivningar av övriga tillgångar uppgick under rapporteringsperioden till 7,8 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till Bertam FPSO:n, som skrivs av från och med april 2015.

### **Prospekteringskostnader**

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 71,1 MUSD (45,4 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under rapporteringsperioden kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Norge om 54,5 MUSD, främst hänförliga till prospekteringsborrningarna i PL700 (Lorry) och PL544 (Fosen) som slutfördes utan framgång. Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Malaysia om 16,6 MUSD, till följd av borrningarna Bambazon och Maligan i SB307/308 som slutfördes utan framgång.

### **Administrationskostnader och avskrivningar**

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 9,0 MUSD (11,3 MUSD) och innehöll en kostnad om 1,1 MUSD (0,6 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 1,3 MUSD (1,1 MUSD) för rapporteringsperioden.

### **Finansiella intäkter**

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 159,0 MUSD (0,9 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten uppgick till 158,6 MUSD, netto för rapporteringsperioden (204,0 MUSD förlust). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. US dollarn försvagades mot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursvinst hänförlig till det externa lånet i US dollar som har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom förstärktes den norska kronan mot Euron under rapporteringsperioden vilket resulterade i en valutakursvinst på en koncernintern lånebalans i norska kronor. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn. Under rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 17,9 MUSD (41,0 MUSD), netto.

### **Finansiella kostnader**

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 49,0 MUSD (226,1 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 34,2 MUSD (11,8 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 3,1 MUSD (9,8 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden på grund av ökad upplåning. Resultatet av räntesäkringsavtal uppgick till en förlust om 4,3 MUSD (1,8 MUSD) och ökade i förhållande till jämförelseperioden till följd av den högre fasta räntan som säkrats under 2016.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 5,7 MUSD (2,9 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteter, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangsavgifterna för lånefaciliteterna uppgick till 1,2 MUSD (3,0 MUSD) för rapporteringsperioden, och minskningen i förhållande till jämförelseperioden beror på de ökade låneuttagen från faciliteterna.

### **Skatt**

Den totala skatteintäkten uppgick till 56,9 MUSD (2,0 MUSD skattekostnad) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 30,0 MUSD (59,6 MUSD) för rapporteringsperioden, av vilken 30,1 MUSD (61,1 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 aktuella skatteintäkten i Norge för rapporteringsperioden kompenseras delvis av den aktuella skattekostnaden hänförlig till övrig verksamhet inom koncernen.

Den uppskjutna skatteintäkten uppgick till 26,9 MUSD (61,6 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden, och var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skatten uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning.

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.

## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016

### Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -1,1 MUSD (-1,0 MUSD), netto och var främst hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i ettryckt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

### Balansräkningen

#### Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 315,9 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– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Norge	168,4	240,1	880,7
Frankrike	0,9	9,4	16,9
Nederländerna	0,7	1,0	2,7
Indonesien	0,1	–	-1,1
Malaysia	6,8	53,4	130,1
	<b>176,9</b>	<b>303,9</b>	<b>1 029,3</b>

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 168,4 MUSD (240,1 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Under rapporteringsperioden har ett belopp om 6,8 MUSD (53,4 MUSD) redovisats i Malaysia för utbyggnadsborrningen A15 på Bertamfältet.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Norge	40,9	80,4	370,2
Frankrike	0,1	0,1	0,4
Indonesien	–	0,4	3,1
Malaysia	21,3	0,9	33,3
Ryssland	0,3	0,6	5,3
Övriga	0,1	0,1	1,5
	<b>62,7</b>	<b>82,5</b>	<b>413,8</b>

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 40,9 MUSD (80,4 MUSD) i Norge, främst hänförliga till borrningarna Fosen i PL544 och Lorry i PL700 som genomfördes i slutet av 2015. I Malaysia redovisades under rapporteringsperioden ett belopp om 21,3 MUSD (0,9 MUSD), främst hänförligt till prospekteringsborrningarna Bambazon och Maligan.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 194,1 MUSD (204,3 MUSD) och inkluderade det bokförda värdet för Bertam FPSO:n.

Finansiella tillgångar uppgick till 12,4 MUSD (10,7 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 9,6 MUSD (4,1 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 2,2 MUSD (5,5 MUSD) och var hänförligt till den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 14,6 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.

Övriga anläggningstillgångar uppgick till 31,5 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den norska skatteåterbäringen för nuvarande år som kommer att erhållas i december 2017.

#### Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 49,7 MUSD (45,6 MUSD) och inkluderade borrrustning i främst Norge och Malaysia samt kolvätelager.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 226,2 MUSD (159,3 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 107,2 MUSD (35,2 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser från Edvard Grieg. Underuttag uppgick till 23,3 MUSD (26,5 MUSD) och var främst hänförliga till underuttag vid Edvard Griegfältet i Norge. Fordringar på joint operations, uppgick till 37,7 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 38,6 MUSD (29,5 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 13,7 MUSD (14,7 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av den kortfristiga delen av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 5,7 MUSD (5,0 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 282,2 MUSD (264,7 MUSD) och utgjordes främst av den norska skatteåterbetalningen för 2015 som kommer att erhållas i december 2016.

Likvida medel uppgick till 68,1 MUSD (71,9 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

### Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 966,2 MUSD (3 834,8 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 4 090,0 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 123,8 MUSD (23,2 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas förväntade löptid.

Avsättningar uppgick till 410,1 MUSD (379,9 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 396,7 MUSD (368,2 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under rapporteringsperioden till följd av ytterligare åtaganden avseende utbyggnadsprojekt i Norge. Betalning för infarmning uppgick till 5,2 MUSD (4,6 MUSD) och var hänförlig till en avsättning för betalning för historiska kostnader för block PM307 i Malaysia.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 544,4 MUSD (542,6 MUSD), av vilka 405,5 MUSD (407,9 MUSD) var hänförliga till Norge. Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredo visas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 35,8 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 32,7 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

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 312,2 MUSD (349,9 MUSD) och beskrivs i not 13. Förutbetalda intäkter uppgick till 3,8 MUSD (20,2 MUSD) och var hänförliga till en erhållen förskotts betalning under försäljningsavtalet för olja från Alvhheim. När oljan levereras kommer skulden att återföras och intäkten kommer att redovisas i resultaträkningen. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 256,9 MUSD (271,5 MUSD) och var främst hänförliga till utbyggnads- och borrhaktivitet i Norge och Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 23,4 (23,7 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 6,6 MUSD (11,4 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 33,3 MUSD (66,1 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 6,8 MUSD (4,8 MUSD) och var hänförliga till den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum unit bonus program.

### Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -12,4 MSEK (-17,2 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 13,1 MSEK (25,7 MSEK) och finansiella kostnader om 0,3 MSEK, netto (-1,8 MSEK).

Ställda säkerheter till ett belopp om 5 078,1 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.



## Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2016

### Transaktioner med närstående

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

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

### 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 4,303 miljarder USD. Det avtalade beloppet har sedan ökat till 4,488 miljarder USD. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 mars 2016 är 626,7 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 31 mars 2016 var 1,24 miljarder NOK.

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 31 mars 2016 var 15,7 MUSD.

### Händelser efter balansdagens utgång

I maj 2016 meddelade Lundin Petroleum att bolaget kommer att förvärva Statoils licensandel om 15 procent i Edvard Griegfältet i Norge, inklusive de tillhörande andelarna i Edvard Griegs pipeline för olja och Utsirahöjdens pipeline för gas. Lundin Petroleum AB kommer att emittera 27 580 806 nya aktier till Statoil ASA som köpeskilling för förvärvet av tillgångarna. Lundin Petroleum AB kommer dessutom att överlåta 2 000 000 egna aktier och emittera 1 735 309 nya aktier för en kontant ersättning. Efter förvärvet kommer Lundin Petroleum AB att ha 340 386 445 utestående aktier och Statoils innehav kommer att motsvara 20,1 procent av de emitterade aktierna. Förvärvet är villkorat av godkännande från bolagets extrastämma och den norska staten.

### Aktiedata

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 311 070 330 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK. Per den 31 mars 2016 innehar bolaget 2 000 000 egna aktier.

### 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 2013, 2014 och 2015 års unit bonus program per den 31 mars 2016 var 132 836 respektive 247 306 och 438 732.

### Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2015 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2015 och kostnaden för 2015 har redovisats från och med den andra hälften av 2015. Den totala summan av antalet utestående rättigheter uppgick för 2015 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. 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 31 mars 2016 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
651,0 MNOK	94,9 MUSD	6,86 NOK: 1 USD	apr 2016 – jun 2016
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 31 mars 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%	apr 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:

	31 mar 2016		31 mar 2015		31 dec 2015	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,6486	8,2692	7,7533	8,0895	8,0637	8,8090
1 USD motsvarar Euro	0,9076	0,8783	0,8873	0,9295	0,9012	0,9185
1 USD motsvarar Rubel	74,8552	67,0225	63,0779	58,0351	61,2881	74,1009
1 USD motsvarar SEK	8,4646	8,1030	8,3267	8,6347	8,4303	8,4408

## Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Intäkter</b>	1	<b>191,3</b>	121,3	569,3
<b>Rörelsens kostnader</b>				
Produktionskostnader	2	-58,7	-25,2	-150,3
Avskrivningar och återställningskostnader		-97,3	-43,1	-260,6
Avskrivningar av övriga tillgångar		-7,8	–	-23,7
Prospekteringskostnader		-71,1	-45,4	-184,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	-737,0
<b>Bruttoresultat</b>	3	<b>-43,6</b>	7,6	-786,4
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-9,0	-11,3	-39,5
<b>Rörelseresultat</b>		<b>-52,6</b>	-3,7	-825,9
<b>Finansiella poster</b>				
Finansiella intäkter	4	159,0	0,9	7,4
Finansiella kostnader	5	-49,0	-226,1	-617,9
		<b>110,0</b>	-225,2	-610,5
<b>Resultat före skatt</b>		<b>57,4</b>	-228,9	-1 436,4
Inkomstskatt	6	56,9	-2,0	570,1
<b>Periodens resultat</b>		<b>114,3</b>	-230,9	-866,3
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare		115,4	-229,9	-861,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-1,1	-1,0	-4,6
		<b>114,3</b>	-230,9	-866,3
Resultat per aktie – USD <sup>1</sup>		0,37	-0,74	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning – USD <sup>1</sup>		0,37	-0,74	-2,79

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

## Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>114,3</b>	-230,9	-866,3
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen			
Valutaomräkningsdifferens	7,7	-18,4	-81,7
Kassaflödessäkring	49,1	-45,6	6,9
Finansiell tillgång som kan säljas	4,8	-0,3	-3,7
	<b>61,6</b>	-64,3	-78,5
<b>Totalresultat</b>	<b>175,9</b>	-295,2	-944,8
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	174,7	-295,0	-934,8
Innehav utan bestämmande inflytande	1,2	-0,2	-10,0
	<b>175,9</b>	-295,2	-944,8

## Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 mars 2016	31 december 2015
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	7	4 315,9	4 015,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		194,1	204,3
Finansiella tillgångar	8	12,4	10,7
Uppskjutna skattefordringar		14,6	13,4
Övriga anläggningstillgångar	9	31,5	—
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>4 568,5</b>	<b>4 243,8</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Lager		49,7	45,6
Kundfordringar och andra fordringar	10	226,2	159,3
Kortfristiga skattefordringar		282,2	264,7
Likvida medel		68,1	71,9
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>626,2</b>	<b>541,5</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>5 194,7</b>	<b>4 785,3</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-322,8	-498,2
Innehav utan bestämmande inflytande		25,3	24,1
<b>Summa eget kapital</b>		<b>-297,5</b>	<b>-474,1</b>
<b>Skulder</b>			
<b>Långfristiga skulder</b>			
Finansiella skulder	11	3 966,2	3 834,8
Avsättningar	12	410,1	379,9
Uppskjutna skatteskulder		544,4	542,6
Derivatinstrument	14	35,8	48,4
Övriga långfristiga skulder		32,7	32,2
<b>Summa långfristiga skulder</b>		<b>4 989,2</b>	<b>4 837,9</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>			
Finansiella skulder	11	150,0	—
Leverantörsskulder och andra skulder	13	312,2	349,9
Derivatinstrument	14	33,3	66,1
Kortfristiga skatteskulder		0,7	0,7
Avsättningar	12	6,8	4,8
<b>Summa kortfristiga skulder</b>		<b>503,0</b>	<b>421,5</b>
<b>Summa skulder</b>		<b>5 492,2</b>	<b>5 259,4</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>5 194,7</b>	<b>4 785,3</b>

## Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>			
Periodens resultat	114,3	-230,9	-866,3
Justeringar för:			
Prospekteringskostnader	71,1	45,4	184,1
Avskrivningar och nedskrivningar	106,4	44,2	286,9
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	737,0
Aktuell skatt	-30,0	-59,6	-280,6
Uppskjuten skatt	-26,9	61,6	-289,5
Långsiktiga incitamentsprogram	3,8	2,2	15,2
Valutakursförluster	-176,5	162,9	374,6
Räntekostnader	34,2	11,8	71,3
Övriga	13,2	7,7	40,9
Erhållen ränta	0,3	0,1	6,1
Betald ränta	-37,0	-21,3	-110,1
Erhållen/betald skatt	-0,2	-3,9	335,6
Förändringar i rörelsekapital	29,6	-67,1	-193,7
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>102,3</b>	<b>-46,9</b>	<b>311,5</b>
<b>Kassaflöde från investeringar</b>			
Investering i olje- och gastillgångar	-239,6	-386,4	-1 443,3
Investering i övriga anläggningstillgångar	1,5	-21,9	-36,0
Investering i dotterbolag	–	–	-0,1
Investering i övriga aktier och andelar	–	-3,7	-3,7
Betalda återställningskostnader	-0,8	-0,2	-10,6
Övriga betalningar	–	-0,1	-0,5
<b>Summa kassaflöde från investeringar</b>	<b>-238,9</b>	<b>-412,3</b>	<b>-1 494,2</b>
<b>Kassaflöde från finansiering</b>			
Förändring av långfristiga skulder	232,6	425,5	1 171,0
Betalda finansieringsavgifter	-97,6	–	-3,3
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>135,0</b>	<b>425,5</b>	<b>1 167,7</b>
Förändring av likvida medel	-1,6	-33,7	-15,0
Likvida medel vid periodens början	71,9	80,5	80,5
Valutakursdifferenser i likvida medel	-2,2	5,1	6,4
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>68,1</b>	<b>51,9</b>	<b>71,9</b>

## 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	–	–	-229,9	-229,9	-1,0	-230,9
Övrigt totalresultat	–	-65,1	–	-65,1	0,8	-64,3
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>-65,1</b>	<b>-229,9</b>	<b>-295,0</b>	<b>-0,2</b>	<b>-295,2</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Värde av tjänster från anställda	–	–	0,4	0,4	–	0,4
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>–</b>	<b>0,4</b>
<b>Den 31 mars 2015</b>	<b>0,5</b>	<b>-56,3</b>	<b>192,7</b>	<b>136,9</b>	<b>34,0</b>	<b>170,9</b>
<b>Totalresultat</b>						
Periodens resultat	–	–	-631,8	-631,8	-3,6	-635,4
Övrigt totalresultat	–	-8,0	–	-8,0	-6,2	-14,2
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>-8,0</b>	<b>-631,8</b>	<b>-639,8</b>	<b>-9,8</b>	<b>-649,6</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Investering i dotterbolag	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	4,7	4,7	–	4,7
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>4,7</b>	<b>4,7</b>	<b>-0,1</b>	<b>4,6</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	–	–	115,4	115,4	-1,1	114,3
Övrigt totalresultat	–	59,3	–	59,3	2,3	61,6
<b>Summa totalresultat</b>	<b>–</b>	<b>59,3</b>	<b>115,4</b>	<b>174,7</b>	<b>1,2</b>	<b>175,9</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Värde av tjänster från anställda	–	–	0,7	0,7	–	0,7
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>–</b>	<b>0,7</b>
<b>Den 31 mars 2016</b>	<b>0,5</b>	<b>-5,0</b>	<b>-318,3</b>	<b>-322,8</b>	<b>25,3</b>	<b>-297,5</b>

## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Olja	167,1	103,2	436,5
Kondensat	0,1	0,1	0,6
Gas	23,8	23,3	83,9
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>191,0</b>	<b>126,6</b>	<b>521,0</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	-5,3	-8,4	25,6
Övriga intäkter	5,6	3,1	22,7
<b>Intäkter</b>	<b>191,3</b>	<b>121,3</b>	<b>569,3</b>

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Utvinningskostnader	42,2	21,4	121,1
Tariff- och transportkostnader	9,3	2,5	11,8
Direkta produktionskatter	0,8	0,7	3,5
Förändring i under- och överruttagsposition	0,2	-2,4	-12,6
Övriga	6,2	3,0	26,5
	<b>58,7</b>	<b>25,2</b>	<b>150,3</b>

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Norge</b>			
Olja	136,3	91,4	314,6
Gas	12,7	9,7	33,0
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>149,0</b>	<b>101,1</b>	<b>347,6</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	-5,1	-8,5	25,9
Övriga intäkter	0,4	0,5	2,0
<b>Intäkter</b>	<b>144,3</b>	<b>93,1</b>	<b>375,5</b>
Produktionskostnader	-41,6	-17,7	-104,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-75,9	-33,2	-158,9
Prospekteringskostnader	-54,5	-44,9	-146,5
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-526,0
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-27,7</b>	<b>-2,7</b>	<b>-560,4</b>

## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3 – Segmentinformation forts, MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Frankrike</b>			
Olja	6,7	11,8	50,6
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>6,7</b>	<b>11,8</b>	<b>50,6</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	–	0,1	-0,2
Övriga intäkter	0,3	0,4	1,5
<b>Intäkter</b>	<b>7,0</b>	<b>12,3</b>	<b>51,9</b>
Produktionskostnader	-4,4	-3,7	-25,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-3,6	-4,1	-15,5
Prospekteringskostnader	–	–	-0,6
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-1,0</b>	<b>4,5</b>	<b>10,7</b>
<b>Nederländerna</b>			
Olja	–	–	0,1
Kondensat	0,1	0,1	0,6
Gas	3,9	6,6	24,0
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>4,0</b>	<b>6,7</b>	<b>24,7</b>
Förändring i under- och överruttagsposition	-0,2	–	-0,1
Övriga intäkter	0,5	0,4	1,8
<b>Intäkter</b>	<b>4,3</b>	<b>7,1</b>	<b>26,4</b>
Produktionskostnader	-2,6	-2,8	-12,0
Avskrivningar och återställningskostnader	-2,8	-2,8	-10,7
Prospekteringskostnader	–	-0,4	-0,7
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-1,1</b>	<b>1,1</b>	<b>3,0</b>
<b>Malaysia</b>			
Olja	23,8	–	71,2
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>23,8</b>	<b>–</b>	<b>71,2</b>
Övriga intäkter	3,7	–	10,8
<b>Intäkter</b>	<b>27,5</b>	<b>–</b>	<b>82,0</b>
Produktionskostnader	-9,0	–	-4,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-15,0	–	-66,4
Avskrivningar av övriga tillgångar	-7,8	–	-23,7
Prospekteringskostnader	-16,6	–	-36,3
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-191,8
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-20,9</b>	<b>–</b>	<b>-240,6</b>
<b>Indonesien</b>			
Gas	7,2	7,0	26,9
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>7,2</b>	<b>7,0</b>	<b>26,9</b>
Övriga intäkter	–	–	–
<b>Intäkter</b>	<b>7,2</b>	<b>7,0</b>	<b>26,9</b>
Produktionskostnader	-1,1	-1,0	-4,3
Avskrivningar och återställningskostnader	–	-3,0	-9,1
Prospekteringskostnader	–	-0,1	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-19,2
<b>Bruttoresultat</b>	<b>6,1</b>	<b>2,9</b>	<b>-5,7</b>



Not 3 – Segmentinformation forts, MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Övriga</b>			
Olja	0,3	–	–
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>0,3</b>	–	–
Övriga intäkter	0,7	1,8	6,6
<b>Intäkter</b>	<b>1,0</b>	1,8	6,6
Produktionskostnader	–	–	–
<b>Bruttoresultat</b>	<b>1,0</b>	1,8	6,6

<b>Summa</b>			
Olja	167,1	103,2	436,5
Kondensat	0,1	0,1	0,6
Gas	23,8	23,3	83,9
<b>Försäljning av olja och gas</b>	<b>191,0</b>	126,6	521,0
Förändring i under- och överuttagsposition	-5,3	-8,4	25,6
Övriga intäkter	5,6	3,1	22,7
<b>Intäkter</b>	<b>191,3</b>	121,3	569,3
Produktionskostnader	-58,7	-25,2	-150,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-97,3	-43,1	-260,6
Avskrivningar av övriga tillgångar	-7,8	–	-23,7
Prospekteringskostnader	-71,1	-45,4	-184,1
Nedskrivningar av olje- och Gastillgångar	–	–	-737,0
<b>Bruttoresultat</b>	<b>-43,6</b>	7,6	-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– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Valutakursvinst, netto	158,6	–	–
Ränteintäkter	0,3	0,1	6,1
Garanti-intäkter	0,1	0,8	0,7
Övriga	–	–	0,6
	<b>159,0</b>	0,9	7,4

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Räntekostnader	34,2	11,8	71,4
Valutakursförlust, netto	–	204,0	507,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	4,3	1,8	6,9
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	3,3	2,3	10,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	5,7	2,9	12,4
Engagemangavgifter för lånefacilitet	1,2	3,0	7,7
Övriga	0,3	0,3	2,2
	<b>49,0</b>	226,1	617,9

## Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Aktuell skatt	-30,0	-59,6	-280,6
Uppskjuten skatt	-26,9	61,6	-289,5
	<b>-56,9</b>	<b>2,0</b>	<b>-570,1</b>

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	31 mar 2016	31 dec 2015
Norge	3 278,8	2 987,5
Frankrike	192,8	187,0
Nederländerna	31,0	31,5
Malaysia	298,0	301,6
Ryssland	497,6	490,2
Indonesien	17,7	17,6
	<b>4 315,9</b>	<b>4 015,4</b>

Not 8 – Finansiella tillgångar MUSD	31 mar 2016	31 dec 2015
Övriga aktier och andelar	9,6	4,1
Brynhild kostnadsdelning	2,2	5,5
Övriga	0,6	1,1
	<b>12,4</b>	<b>10,7</b>

Not 9 – Övriga anläggningstillgångar MUSD	31 mar 2016	31 dec 2015
Bolagsskatt	31,5	–
	<b>31,5</b>	<b>–</b>

Not 10 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	31 mar 2016	31 dec 2015
Kundfordringar	107,2	35,2
Underuttag	23,3	26,5
Fordringar på Joint operations	37,7	48,4
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	38,6	29,5
Brynhild kostnadsdelning	13,7	14,7
Övriga	5,7	5,0
	<b>226,2</b>	<b>159,3</b>

<b>Not 11 – Finansiella skulder</b>		
MUSD	<b>31 mar 2016</b>	31 dec 2015
<b>Långfristiga</b>		
Banklån	4 090,0	3 858,0
Aktiverade finansieringskostnader	-123,8	-23,2
	<b>3 966,2</b>	3 834,8
<b>Kortfristiga</b>		
Kortfristiga banklån	150,0	–
	<b>150,0</b>	–
	<b>4 116,2</b>	3 834,8

<b>Not 12 – Avsättningar</b>		
MUSD	<b>31 mar 2016</b>	31 dec 2015
<b>Långfristiga:</b>		
Återställningskostnader	396,7	368,2
Långsiktiga incitamentsprogram	3,3	2,2
Betalning för infarmning	5,2	4,6
Övriga	4,9	4,9
	<b>410,1</b>	379,9
<b>Kortfristiga:</b>		
Långsiktiga incitamentsprogram	6,8	4,8
	<b>6,8</b>	4,8
	<b>416,9</b>	384,7

<b>Not 13 – Leverantörsskulder och övriga skulder</b>		
MUSD	<b>31 mar 2016</b>	31 dec 2015
Leverantörsskulder	21,5	23,1
Förutbetalda intäkter	3,8	20,2
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	256,9	271,5
Övriga upplupna kostnader	23,4	23,7
Övriga	6,6	11,4
	<b>312,2</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:

#### 31 mars 2016

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
<b>Tillgångar</b>			
Övriga aktier och andelar	9,6	–	–
	<b>9,6</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
<b>Skulder</b>			
Derivatinstrument – långfristiga	–	35,8	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	33,3	–
	<b>–</b>	<b>69,1</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– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Intäkter</b>	<b>1,0</b>	6,7	8,7
Administrationskostnader	-13,1	-25,7	-89,6
<b>Rörelseresultat</b>	<b>-12,1</b>	-19,0	-80,9
<b>Finansiella poster</b>			
Finansiella intäkter	0,5	1,8	4,6
Finansiella kostnader	-0,8	–	-1,8
	<b>-0,3</b>	1,8	2,8
<b>Resultat före skatt</b>	<b>-12,4</b>	-17,2	-78,1
Skatt	–	–	–
<b>Periodens resultat</b>	<b>-12,4</b>	-17,2	-78,1

## Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Periodens resultat</b>	<b>-12,4</b>	-17,2	-78,1
Övrigt totalresultat	–	–	–
<b>Totalresultat</b>	<b>-12,4</b>	-17,2	-78,1
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	-12,4	-17,2	-78,1
	<b>-12,4</b>	-17,2	-78,1

## Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 mar 2016	31 dec 2015
<b>TILLGÅNGAR</b>		
<b>Anläggningstillgångar</b>		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,2	0,2
<b>Summa anläggningstillgångar</b>	<b>7 872,0</b>	<b>7 872,0</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>		
Fordringar	21,4	17,5
Likvida medel	7,6	0,4
<b>Summa omsättningstillgångar</b>	<b>29,0</b>	<b>17,9</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>	<b>7 901,0</b>	<b>7 889,9</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 770,0	7 782,4
<b>Långfristiga skulder</b>		
Avsättningar	0,6	0,4
Skulder till koncernbolag	125,3	100,7
<b>Summa långfristiga skulder</b>	<b>125,9</b>	<b>101,1</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>		
Kortfristiga skulder	5,1	6,4
<b>Summa kortfristiga skulder</b>	<b>5,1</b>	<b>6,4</b>
<b>Summa skulder</b>	<b>131,0</b>	<b>107,5</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>	<b>7 901,0</b>	<b>7 889,9</b>
Ställda säkerheter	5 078,1	3 569,7

## Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
<b>Kassaflöde från verksamheten</b>			
Periodens resultat	-12,4	-17,2	-78,1
Ej kassaflödespåverkande poster	4,6	-0,7	0,3
Förändringar i rörelsekapital	-5,3	23,4	-23,8
<b>Summa kassaflöde från verksamheten</b>	<b>-13,1</b>	<b>5,5</b>	<b>-101,6</b>
<b>Kassaflöde från finansiering</b>			
Förändring av långfristiga skulder	20,5	–	100,4
<b>Summa kassaflöde från finansiering</b>	<b>20,5</b>	<b>–</b>	<b>100,4</b>
Förändring av likvida medel	7,4	5,5	-1,2
<b>Likvida medel vid periodens början</b>	<b>0,4</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,2	-0,2	-0,2
<b>Likvida medel vid periodens slut</b>	<b>7,6</b>	<b>7,1</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	–	–	–	-17,2	-17,2	-17,2
Den 31 mars 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 683,5	6 978,8	7 843,3
Totalresultat	–	–	–	-60,9	-60,9	-60,9
Den 31 december 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 622,6	6 917,9	7 782,4
Totalresultat	–	–	–	-12,4	-12,4	-12,4
Den 31 mars 2016	3,2	861,3	2 295,3	4 610,2	6 905,5	7 770,0



## Finansiella nyckeltal

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2016– 31 mar 2016 3 månader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader
Intäkter	191,3	121,3	569,3
EBITDA	124,9	86,0	384,7
Periodens resultat	114,3	-230,9	-866,3
Operativt kassaflöde	162,6	155,7	699,6
<b>Nyckeltal, per aktie (USD)</b>			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-1,04	0,44	-1,61
Operativt kassaflöde per aktie	0,53	0,50	2,26
Kassaflöde från verksamheten per aktie	0,33	-0,12	1,01
Resultat per aktie	0,37	-0,74	-2,79
Resultat per aktie efter full utspädning	0,37	-0,74	-2,79
EBITDA per aktie	0,40	0,28	1,24
Utdelning per aktie	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	311 070 330	311 070 330	311 070 330
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	310 193 392	309 678 433	310 019 890
<b>Börskurs</b>			
Börskurs vid periodens slut (SEK)	137,50	118,10	122,60
<b>Nyckeltal</b>			
Räntabilitet på eget kapital (%) <sup>1</sup>	–	-72	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	-2	–	-26
Netto skuldsättningsgrad (%) <sup>1</sup>	–	2 238	–
Soliditet (%)	-6	3	-10
Andel riskbärande kapital (%)	4	22	1
Räntetäckningsgrad	-2	-1	-11
Operativt kassaflöde/räntekostnader	4	12	9
Direktavkastning	n/a	n/a	n/a

<sup>1</sup> Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 31 december 2015 och den 31 mars 2016.

## Definitioner av nyckeltal

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

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

**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.

## Finansiell information

Den finansiella informationen för tre månadersperioden som avslutades den 31 mars 2016 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm den 11 maj 2016

Alex Schneiter  
Koncernchef och vd

### Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2016) kommer att publiceras den 3 augusti 2016.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2016) kommer att publiceras den 2 november 2016.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2016) kommer att publiceras den 1 februari 2017.

Årsstämman kommer att hållas den 12 maj 2016 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

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

Teitur Poulsen  
VP Corporate Planning  
& Investor Relations  
Tel: +41 22 595 10 00

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

Denna information har offentliggjorts i enlighet med lagen om värdepappersmarknaden (SFS 2007:528) och/eller lagen om handel med finansiella instrument (SFS 1991:980).

### Framåtriktade uttalanden

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

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

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

