

Delårsrapport för
SEXMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 30 juni 2017

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

Rekordhög produktion om 86,1 Mboepd för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017.

Utbyggnad av Johan Sverdrup enligt plan med över 50 procent av Fas 1 av projektet slutfört.

Avknoppningen av de producerande tillgångarna utanför Norge till International Petroleum Corporation (IPC) slutförd den 24 april 2017 med proportionell utdelning av IPC-aktierna till Lundin Petroleums aktieägare.

Kvarvarande verksamhet: sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017 (30 juni 2016)

- Produktion om 86,1 Mboepd (49,2 Mboepd)
- Intäkter om 886,1 MUSD (354,8 MUSD)
- EBITDA om 689,3 MUSD (260,5 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 705,9 MUSD (314,0 MUSD)
- Resultat om 204,8 MUSD (93,6 MUSD), inklusive en valutakursvinst om 139,2 MUSD (110,2 MUSD)
- Nettoskuld om 4 081 MUSD (31 december 2016: 4 075 MUSD)

- Resultat från avyttrad verksamhet om 47,9 MUSD (-27,6 MUSD)

Kvarvarande verksamhet: andra kvartalet som avslutades den 30 juni 2017 (30 juni 2016)

- Produktion om 89,5 Mboepd (50,6 Mboepd)
- Intäkter om 464,6 MUSD (209,7 MUSD)
- EBITDA om 333,5 MUSD (163,1 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 340,0 MUSD (180,6 MUSD)
- Resultat om 145,6 MUSD (-72,1 MUSD), inklusive en valutakursvinst om 118,8 MUSD (-78,1 MUSD)

Kvarvarande verksamhet	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Produktion i Mboepd	86,1	89,5	49,2	50,6	59,3
Intäkter i MUSD	886,1	464,6	354,8	209,7	950,0
EBITDA i MUSD	689,3	333,5	260,5	163,1	752,5
Operativt kassaflöde i MUSD	705,9	340,0	314,0	180,6	857,9
Periodens resultat i MUSD	204,8	145,6	93,6	-72,1	-399,3
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	207,3	146,8	95,9	-70,9	-256,7
Resultat per aktie i USD ¹	0,61	0,43	0,31	-0,23	-0,79
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ¹	0,61	0,43	0,31	-0,23	-0,79

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

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleums hemsida, www.lundin-petroleum.com, under rubriken "Definitioner".

Förkortningar

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

Oljerelaterade förkortningar

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

Brev till aktieägare

Kära aktieägare,

Jag är nöjd att kunna meddela att Lundin Petroleum uppvisar utmärkta resultat för det andra kvartalet 2017 samtidigt som vi bibehållit en hög nivå vad gäller hälsa, säkerhet och miljö. Kvartalet kännetecknades av höga produktionsnivåer, låga verksamhetskostnader och ett stabilt operativt kassaflöde. Våra utbyggnadsprojekt utvecklas väl och vi har nått framgång med vår utvärderingsborrning och organiska tillväxt i södra Barents hav. I slutet av april slutförde vi även IPC-avknoppningen som innebär att vi kunde dela ut IPC-aktier till ett värde om 410 miljoner USD till Lundin Petroleums aktieägare.

Produktion över prognos

Lundin Petroleums produktion för det andra kvartalet 2017 överträffade prognosen och verksamhetskostnaderna har varit fortsatt låga. Dessa starka resultat kommer från Edvard Griegfältet, där Lundin Petroleum är operatör, och från Alvhøimfältet. Särskilt Edvard Grieg fortsätter att prestera över förväntan både vad gäller verksamheten under havsbotten som på anläggningarna och jag förväntar mig en ökning av reserverna vid slutet av året. Detta innebär att vi reviderar vår helårsprognos för andra gången det här året, till en högre produktion om mellan 80 och 85 Mboepd samt lägre verksamhetskostnader om 4,60 USD per fat från tidigare prognos om 4,90 USD per fat.

Utbyggnad av Johan Sverdrup

Utbyggnaden av Johan Sverdrup fortskrider enligt plan med mer än hälften av Fas 1 av detta projekt i världsklass slutfört och vi är på god väg att nå vårt mål om produktionsstart i slutet av 2019. Kostnaderna för såväl Fas 1 som Fas 2 har minskat och uppskattas i dagsläget till mellan 137 och 152 miljarder NOK, vilket kan jämföras med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen om 207 miljarder NOK. De totala kostnaderna har minskat med cirka 30 procent, vilket innebär att break-even för hela fältet nu uppskattas till väl under 25 USD per fat. En viktig milstolpe uppnåddes dessutom i slutet av juli 2017 då det första stålunderstället för stigrörsplattformen installerades på Johan Sverdrupfältet. Understället väger hela 26 000 ton och är ett av de största som någonsin byggts för installation i Nordsjön.

Utsikt

Vi fortsätter samtidigt att arbeta aktivt med vår organiska tillväxtstrategi. Nyligen slutförde vi med framgång utvärderingsborrningen Alta-4 som testade ett produktionsflöde på över 6 000 bopd. Sidospårsborrning pågår för närvarande för att optimera placeringen av en horisontell borrning för ett potentiellt förlängt borrtest som är planerat för 2018. Vi är därmed på väg mot rätt håll vad gäller en kommersialisering av Altafyndigheten.

I augusti startar vårt omfattande borrprogram för prospektering i södra Barents hav. Först ut är den betydande Korpffjell-strukturen med potential för att innehålla flera miljarder fat och därefter Børselvstrukturen som är belägen på Loppahøiden i samma geologiska förlängning som Altafyndigheten. Slutligen planerar vi att genomföra borrningar på två stora strukturer, Hufsa och Hurri, som båda ligger i samma förlängning som Filicudifyndigheten. Den organiska tillväxtpotentialen är därmed hög och ser mer spännande ut än någonsin.

Vi är på god väg att uppfylla våra produktionsmål för 2017 och framåt med en robust HSE-kultur på plats och en av de lägsta nivåerna för koldioxidintensitet inom branschen. Vi är väl positionerade för att kunna fortsätta leverera tillväxt för många år framöver och skapa långsiktigt och hållbart värde för alla våra aktieägare.

Trots att utmaningarna för vår bransch fortsätter, som domineras av låga oljepriser och osäkerhet, är jag övertygad om att vi kommer att lyckas behålla vår ställning som ett av de ledande oberoende olje- och gasbolagen i Europa med en väsentlig tillväxtpotential. En sådan prestation är endast möjlig tack vare den laganda, det engagemang och entreprenörskap som återfinns i hela bolaget.

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

Full fart framåt!

Med vänliga hälsningar

Alex Schneider

Koncernchef och vd

Stockholm, 2 augusti 2017

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017

VERKSAMHETEN

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

Kvarvarande verksamhet Norge

Reserver och resurser

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

Produktion

Produktionen för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017 (rapporteringsperioden) uppgick till 86,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 49,2 Mboepd för samma period 2016). Produktionen var 5 procent högre än mittpunkten och strax över produktionsprognosen för rapporteringsperioden, vilken uppdaterades i maj 2017 i samband med resultaten från det första kvartalet. Produktionen är hänförlig till starka resultat från anläggningarna och hög reservoarprestanda på både Edvard Griegfältet och i Alvheimområdet under rapporteringsperioden. Till följd av dessa starka resultat ökar Lundin Petroleum sin produktionsprognos för 2017 ytterligare till mellan 80 och 85 Mboepd från tidigare 75 till 85 Mboepd. Den uppdaterade prognosen förutsätter fortfarande att Ivar Aasenfältet kommer att använda hela den avtalsbaserade fördelningen av Edvard Griegs ökade anläggningsskapacitet från och med det fjärde kvartalet 2017.

De totala verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,09 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli 4,60 USD per fat för året, från tidigare prognos om 4,90 USD per fat. Produktionen för rapporteringsperioden omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge					
Olja	77,7	80,8	44,1	45,3	53,2
Gas	8,4	8,7	5,1	5,3	6,1
Summa produktion	86,1	89,5	49,2	50,6	59,3
Kvantitet i Mboe	15 575,0	8 144,6	8 961,5	4 604,9	21 701,4

Production in Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Edvard Grieg	65% ²	67,3	71,0	32,1	34,2	42,0
Ivar Aasen	1,385%	0,6	0,6	—	—	0,0
Alvheim	15%	14,5	14,3	9,0	9,1	10,0
Volund	35%	0,1	—	3,4	3,3	2,7
Bøyla	15%	1,2	1,2	2,0	1,9	1,7
Brynhild	90% ³	2,2	2,2	2,5	1,9	2,6
Gaupe	40%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
		86,1	89,5	49,2	50,6	59,3

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

² l.a. 50% fram till den 30 juni 2016

³ l.a. kommer att reduceras till 51%, villkorat av godkännande från norska staten

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017

Edvard Griegfältets produktion för rapporteringsperioden om 67,3 Mboepd, netto var över förväntan till följd av ökad anläggningskapacitet, fortsatt hög produktionseffektivitet och stark reservoar-prestanda. Den femte och sjätte produktionsborrningen genomfördes med framgång under rapporteringsperioden och började producera vid planerade produktionsnivåer. De sex första borrningarna producerar över förväntan och tryckminskningen i reservoaren fortsätter att vara bättre än förväntat.

Den totala utvinningskostnaden för Edvard Griegfältet var 4,66 USD per fat för rapporterings-perioden och förväntas bli 4,85 USD per fat för året. Verksamhetskostnaden, inklusive nettoredovisade tariffintäkter från Ivar Aasenfältet, var 3,95 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli 4,15 USD per fat för året.

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

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborrningen Edvard Grieg Southwest 16/1-27 framgångsrikt genomförts och påträffat en oljekolonn om 15 meter olja, brutto, med betydligt bättre sandkvalitet och tjocklek än förväntat. Resultaten från borrningen bekräftar en preliminär ökning av resurserna om mellan 10 till 30 MMboe, brutto för den här delen av Edvard Griegfältet. De positiva resultaten indikerar dessutom att det finns potential för ökade resurser i andra delar av fältet. Den definitiva effekten på Edvard Griegs totala reserver kommer att beräknas i reservuppdateringen som görs i slutet av 2017. Utbyggnadsplanens borrprogram har nu optimerats med en produktionsborrning och en vatteninjiceringsborrning för att nå den sydvästra delen av fältet och dessa borrningar planeras för slutet av 2017 alternativt början av 2018.

Ivar Aasenfältets produktion, som går via Edvard Grieganläggningarna, startade i december 2016 och båda fälten har producerat med hög tillförlitlighet. Edvard Griegs produktionseffektivitet var 93 procent för rapporteringsperioden, vilket är i linje med förväntningarna. Produktionseffektiviteten var högre under det andra kvartalet 2017, bortsett från en kortare period med instabilitet i strömförsörjningssystemet på Edvard Grieg till följd av problem som uppstod i samband med igångsättningen, vilka nu har blivit lösta. Produktionseffektiviteten förväntas därmed öka framöver.

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

Ivar Aasenfältets produktion för rapporteringsperioden om 0,6 Mboepd, netto var enligt förväntan. Upptrappningen av produktionen sker enligt förväntan och vatteninjicering påbörjades under det andra kvartalet 2017. Programmet för utbyggnadsborrningar som fastställdes i utbyggnadsplanen kommer att slutföras under det tredje kvartalet 2017.

Produktionen från fälten inom Alvheimområdet var över förväntan under rapporteringsperioden på grund av fortsatt hög reservoarprestanda och produktionseffektivitet om 97 procent från Alvheim FPSO:n. Produktionen har dessutom optimerats mellan Alvheimrådets fält för att maximera produktionen genom Alvheim FPSO:n. De totala utvinningskostnaderna för Alvheimområdet var 3,41 USD per fat för rapporteringsperioden och förväntas bli 4,08 USD per fat för året.

Alvheimfältets produktion för rapporteringsperioden om 14,5 Mboepd, netto var högre än förväntat. Resultaten från reservoaren fortsätter att vara utmärkta med en produktion som är betydligt högre än förväntat, såväl från den senaste kompletterande A5-borrningen som från Viper- och Kobraborrningarna, vilka började producera i november 2016. Produktion från Alvheimfältet har även prioriterats över produktion från Volundfältet i syfte att maximera anläggningskapaciteten. Två kompletterande borrningar har påbörjats på fältet inom Boaområdet och båda borrningar förväntas börja producera under 2018.

Volundfältets produktion för rapporteringsperioden om 0,1 Mboepd, netto var något lägre än förväntat. Volundfältets produktion behövde begränsas under det första halvåret 2017 i samband med att två kompletterande borrningar genomfördes. En överenskommelse gjordes dessutom som innebär att Alvheim FPSO:ns sammanlagda produktion maximeras genom att ytterligare dra ner produktionen från Volundfältet och prioritera produktion från Alvheimfältet fram till att Volundfältets nya kompletterande borrningarna börjar producera. De två nya kompletterande borrningarna på Volund har slutförts med resultat enligt förväntningarna. Den första borrningen började producera i juli 2017 vid planerade produktionsnivåer och den andra borrningen förväntas börja producera i mitten på augusti 2017.

Bøylafältets produktion för rapporteringsperioden om 1,2 Mboepd, netto var i linje med förväntningarna.

Brynhildfältets produktion för rapporteringsperioden om 2,2 Mboepd, netto var något högre än förväntat. Vatteninjiceringsystemet sattes igång igen i februari 2017 och injiceringsnivåerna har varit stabila de senaste månaderna. Driftstiden för Brynhildfältet var 56 procent för rapporteringsperioden.

I juni 2017 meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts med CapeOmega avseende försäljning av en licensandel om 39 procent i Brynhildfältet. Lundin Norway kommer efter transaktionen att fortsätta som operatör för Brynhildfältet med en licensandel om 51 procent. Transaktionen gäller från den 1 januari 2017. Lundin Petroleums långivare gav sitt godkännande i juli 2017 men transaktionen är fortfarande villkorad av att sedvanliga godkännanden erhålls från den norska staten och förväntas slutföras under det fjärde kvartalet 2017.

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

Utbyggnad

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

Johan Sverdrup

Fas 1 av Johan Sverdrupprojektet fortskrider enligt plan och var vid rapporteringsperiodens slut mer än hälften slutfört. Konstruktion av samtliga delar av Fas 1 har påbörjats och pågår på 22 olika platser världen över med en projektbemanning som når toppnivåer om cirka 3 miljoner arbetstimmar per månad. Projektet utvecklas väl, alla stora kontrakt är nu tilldelade och kostnaderna för Fas 1 fortsätter att minska.

Konstruktion av stålunderstället för stigrörsplattformen slutfördes under rapporteringsperioden vid Kværners varv i Norge och installation offshore slutfördes i slutet av juli 2017 enligt tidsplan. Detta är den första stora installationen som görs offshore på Johan Sverdrupfältet och de återstående tre stålunderställena och de fyra processdäcken planeras installeras under 2018 och 2019.

Konstruktion av de tre återstående stålunderställena pågår vid Kværners varv på den norska västkusten och vid Dragados varv i Spanien. Aibel och Kvaerner/KBR arbetar för närvarande med konstruktionen av borrh- och boendeplattformarna i Norge och Samsung Heavy Industries i Korea arbetar med konstruktionen av stigrörs- och processplattformarna. Kontrakt för inköp och tillverkning av dessa plattformar tilldelades Aker Solutions. Dessutom pågår ingenjörsarbete på strömförsörjningssystemet från land i Haugesneset samt på oljeledningen i Mongstad.

Förborrning av utbyggnadsborrningarna påbörjades i mars 2016 och under 2016 slutfördes åtta produktionsborrningar med resultat som var i linje med förväntningarna. Tre pilotborrningar har genomförts för att underlätta placeringen av utbyggnadsborrningarna, med resultat som var i linje med eller bättre än förväntat och förborrning av tio vatteninjiceringsborrningar har påbörjats. Borrningarna fortsätter att genomföras väl före tidsplan.

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

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

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017

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

Utbyggnadsutgifterna för hela fältet (Fas 1 och Fas 2) har minskat från de ursprungliga uppskattningarna i PDO:n om 207 miljarder NOK till mellan 137 och 152 miljarder NOK (realt 2016). Breakeven för hela fältet uppskattas nu till ett oljepris som är lägre än 25 USD per fat.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2017

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

I februari 2017 meddelades att Tonjerborrningen testat en möjlig nordlig förlängning av Johan Sverdrupfältet och påträffat en oljekolonn om 16 meter i Draupnerreservoar av medel till dålig kvalitet och sämre kvalitet jämfört med Johan Sverdrupreservoaren. Detta resultat påverkar inte utbyggnaden av eller resurserna för Johan Sverdrup och partnerskapet kommer att utvärdera resultaten från borringen vad gäller framtida utbyggnadsmöjligheter.

I april 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborringen Edvard Grieg Southwest slutförts. Resultaten från denna borring har redovisats i produktionsavsnittet ovan.

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

I juli 2017 meddelade Lundin Petroleum att utvärderingsborringen Alta-4, belägen cirka 2 km söder om den ursprungliga fyndighetsborringen, påträffat en kolvätekolonn om 48 meter, brutto, varav 4 meter gas och 44 meter olja, i en sekvens med sedimentär bergart från perm- och triasperiod med varierande reservoaregenskaper. Tryckdata visar samma flödeskontakter och tryckpunkter som observerats i tidigare borringar på Altafyndigheten, vilket bekräftar en god kommunikation genom hela den stora Altastrukturen. Ett produktionstest i oljezonen, som genomfördes vid lågt tryck och begränsades av riggens testanläggningar, producerade ett stabilt flöde om 6 050 bopd. Produktionstestet bekräftade mycket bra reservoaregenskaper och god lateral förlängning av reservoarerna från perm- och triasperiod. En sidospårsborring genomförs nu cirka 900 meter norr om Alta-4 för att assistera med placeringen av en horisontell borring för ett förlängt borrhett som planeras för 2018.

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

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2017

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

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

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

I augusti 2017 kommer prospekteringsborrning på Korpffjellstrukturen i PL859 i sydöstra Barents hav att påbörjas och resultaten förväntas under det tredje kvartalet 2017. Borrningen har som målsättning att nå en del av de grundare områdena inom Korpffjellstrukturen som antas innehålla flera miljarder fat prospekteringsresurser.

Under 2017 kommer Lundin Petroleum också att genomföra borrning på Børselvstrukturen i PL609, belägen norr om Alta- och Neidenfyndigheterna i södra Barents hav.

Betydande ytterligare prospekteringspotential har kartlagts i samma geologiska förlängning som Filicudistrukturen i PL533 i södra Barents hav, varav borrning på Hufsastrukturen kommer att genomföras under det fjärde kvartalet 2017. Partnerskapet i PL533 överväger dessutom att påbörja borrning på Hurristrukturen mot slutet av 2017, vilken ligger i samma förlängning som oljefyndigheten Kayak i PL532 som nyligen meddelades av Statoil.

I juli 2017 påbörjades även en fullskalig datainsamling av 3D-seismik för fyndigheterna Alta, Gohta och Filicudi och sammanhängande prospekteringspotential.

De prospekteringsborrningar som återstår att genomföra under 2017 i södra Barents hav har som målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om över 500 MMboe, brutto.

Licenstagningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

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

Under rapporteringsperioden erhöll Lundin Petroleum 20 procent av Engies licensandelar i både PL715 och PL722 i utbyte mot Lundin Petroleums 10-procentiga licensandel i PL778. Shells 20-procentiga licensandel i PL715 förvärvades och en överenskommelse gjordes om att förvärva North E&P:s 40-procentiga licensandel i PL805, villkorat av godkännande från norska staten. En överenskommelse gjordes även med Fortis Petroleum om att farma in 10 procent i både PL539 och PL860 på Mandalahöjden, villkorat av godkännande från norska staten. Lundin Petroleum farmade även ut sin 20-procentiga licensandel i PL685 till Wellesley Petroleum.

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

Ryssland

I slutet av 2016 tog Lundin Petroleum bort oljefyndigheten Morskaya från sina betingade resurser och skrev ner det bokförda värdet på tillgången till noll. Ledningen överväger alternativ för Morskaya tillgången. Under rapporteringsperioden gjordes en överenskommelse med den ryska licensmyndigheten, Rosnedra, om en utvärderingsplan med syfte att bibehålla licensens status samtidigt som alternativ för tillgången övervägs. Utvärderingsplanen kräver ingen betydande verksamhet på flera år.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017

Avyttrad verksamhet Producerande tillgångar utanför Norge

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

Reserver och resurser

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

Produktion

Produktionen från tillgångarna utanför Norge som knoppats av till IPC uppgick till 7,6 Mboepd för rapporteringsperioden och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Olja					
Frankrike	1,6	0,8	2,6	2,5	2,6
Malaysia	5,0	2,4	8,6	8,7	8,6
Summa produktion olja	6,6	3,2	11,2	11,2	11,2
Gas					
Nederländerna	1,0	0,5	1,6	1,6	1,6
Indonesien	—	—	1,1	0,5	0,5
Summa produktion gas	1,0	0,5	2,7	2,1	2,1
Summa produktion	7,6	3,7	13,9	13,3	13,3
Kvantitet i Mboe	1 370,4	334,4	2 526,7	1 209,0	4 858,2

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

Hälsa, säkerhet och miljö

Frekvensen för incidenter med förlorad arbetstid som följd var 0,00 per miljon arbetade timmar för kvarvarande verksamhet under rapporteringsperioden. Fyra incidenter som krävde sjukvård inträffade i Norge, vilket resulterade i en total frekvens för rapporterbara incidenter om 3,81 per miljon arbetade timmar.

Under det andra kvartalet 2017 utfördes tre granskningar på Edvard Grieganläggningarna, två gjordes av den norska tillsynsmyndigheten för oljesäkerhet och en av det norska oljedirektoratet. Resultaten från dessa granskningar bedömdes ha en låg allvarlighetsgrad och bearbetas för närvarande.

Inga miljöskadliga incidenter inträffade under rapporteringsperioden.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för rapporteringsperioden uppgick till 373,8 MUSD (46,0 MUSD) för den kvarvarande verksamheten och var hänförlig till ökad produktion samt högre oljepriser jämfört med föregående år.

Resultatet för rapporteringsperioden uppgick till 204,8 MUSD (93,6 MUSD) för den kvarvarande verksamheten och var till största delen ett resultat av utmärkt produktion och en valutakursvinst, till följd av en försvagning av US dollarn gentemot den norska kronan och Euron. Resultatet har till viss del påverkats av kostnadsförda prospekteringsutgifter och en nedskrivning.

Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till 207,3 MUSD (95,9 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, eller 255,2 MUSD (68,3 MUSD) inklusive avyttrad verksamhet, motsvarande ett resultat per aktie om 0,61 USD (0,31 USD) för kvarvarande verksamhet och 0,75 MUSD (0,22 MUSD) inklusive avyttrad verksamhet.

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 689,3 MUSD (260,5 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande EBITDA per aktie om 2,03 USD (0,84 USD). Operativt kassaflöde uppgick till 705,9 MUSD (314,0 MUSD) från den kvarvarande verksamheten, motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,07 USD (1,01 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 886,1 MUSD (354,8 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 881,0 MUSD (351,5 MUSD). Genomsnittspriset som erhållits för Lundin Petroleum's egen produktion uppgick till 48,67 USD (37,23 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 51,80 USD (39,81 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	14 174,5	7 907,7	8 401,2	4 196,1	20 654,5
– Genomsnittspris per boe	50,29	48,43	38,09	43,78	43,60
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	1 808,3	994,7	1 040,6	635,2	2 352,1
– Genomsnittspris per boe	35,98	33,01	29,73	28,67	30,94
Summa försäljning från kvarvarande verksamhet					
– Kvantitet i Mboe	15 982,8	8 902,4	9 441,8	4 831,3	23 006,6
– Genomsnittspris per boe	48,67	46,70	37,23	41,84	42,31

Tabellen ovan exkluderar 2 133 019 fat råolja som köpts från bolag utanför den egna koncernen och sålts av Lundin Petroleum Marketing SA på den externa marknaden.

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålida volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till en kostnad om 5,1 MUSD (intäkt om 1,8 MUSD) under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017

Övriga intäkter uppgick till 10,2 MUSD (1,5 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 9,0 MUSD (– MUSD), hänförliga till tariffintäkter som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rapporteringsperioden till 78,0 MUSD (82,3 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	55,3	28,9	55,3	28,2	113,1
– i USD per boe	3,55	3,54	6,17	6,13	5,21
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	17,4	9,7	16,2	7,6	33,9
– i USD per boe	1,12	1,19	1,81	1,65	1,56
Verksamhetskostnader					
– i MUSD	72,7	38,6	71,5	35,8	147,0
– i USD per boe ¹	4,67	4,73	7,98	7,78	6,77
Förändringar i lager					
– i MUSD	-0,5	0,1	-0,4	-0,1	-0,7
– i USD per boe	-0,03	0,01	-0,04	-0,01	-0,04
Övrigt					
– i MUSD	5,8	3,2	11,2	5,0	22,1
– i USD per boe	0,37	0,40	1,24	1,06	1,02
Produktionskostnader för kvarvarande verksamhet					
– i MUSD	78,0	41,9	82,3	40,7	168,4
– i USD per boe	5,01	5,14	9,18	8,83	7,75

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Lundin Petroleums verksamhetskostnader om 4,67 USD per fat för rapporteringsperioden minskar till 4,09 USD per fat när de nettoedovisas.

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 55,3 MUSD (55,3 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 51,2 MUSD (49,8 MUSD).

Utvinningskostnaderna uppgick till 3,55 USD (6,17 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 3,29 USD (5,55 USD) per fat. Utvinningskostnaderna per fat var lägre än den reviderade uppskattningen som meddelades i maj 2017.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 17,4 MUSD (16,2 MUSD). Minskningen per fat är huvudsakligen hänförlig till de ökade volymerna från transportsystemet Oseberg som Edvard Griegs oljeledning är sammankopplad med.

Övriga kostnader uppgick till 5,8 MUSD (11,2 MUSD) och var främst hänförliga till kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till slutet av maj 2017. Avtalet värderas till verkligt värde till terminskursen på olja.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 275,3 MUSD (157,0 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 17,67 USD (17,52 USD) per fat och beskrivs i not 3. De högre avskrivningarna under rapporteringsperioden i förhållande till jämförelseperioden är hänförliga till högre avskrivningar av Edvard Griegfältet och beror på att högre produktionsnivåer har uppnåtts.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna uppgick till 25,9 MUSD (55,8 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under rapporteringsperioden kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Norge om 25,1 MUSD, främst hänförliga till utvärderingsborrningen på Gohta i PL492 som slutfördes utan framgång, en torr borrning på Volund Weststrukturen samt ett antal prospekteringslicenser i Norge som för närvarande återlämnas.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar uppgick till 13,2 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Nedskrivningarna var hänförliga till försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet i PL148, som är villkorad av godkännande från den norska staten.

Övriga rörelsekostnader

Övriga rörelsekostnader uppgick till 103,2 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till inköp av råolja utanför koncernen av Lundin Petroleum Marketing SA.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 16,7 MUSD (13,7 MUSD) och innehöll en kostnad om 1,8 MUSD (2,1 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 1,3 MUSD (1,7 MUSD) för rapporteringsperioden.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 139,6 MUSD (110,8 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten för rapporteringsperioden uppgick till 139,2 MUSD (110,2 MUSD). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollar. Under rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 6,2 MUSD (33,9 MUSD).

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

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 89,8 MUSD (120,3 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 58,1 MUSD (73,6 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 26,6 MUSD (7,9 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden på grund av något ökad upplåning och högre räntor. Räntesäkringsavtalen resulterade i en förlust om 11,0 MUSD (9,6 MUSD) och ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på att ett högre belopp har säkrats under 2017.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 8,5 MUSD (28,7 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteterna som skrivs av över faciliteternas nyttjandetid. Minskningen jämfört med samma period föregående år beror på att de nuvarande kreditfaciliteterna ingicks under det andra kvartalet 2016 och att den icke avskrivna delen av de aktiverade finansieringsavgifterna som uppkom i samband med upprättandet av de tidigare kreditfaciliteterna och den kortfristiga revolverande kreditfaciliteten om MUSD 22,3 då kostnadsfördes.

Engagemangsavgifterna för faciliteterna uppgick till 5,4 MUSD (3,3 MUSD) för rapporteringsperioden och ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror på att det lånebelopp som finns tillgängligt att utnyttja under koncernens reservbaserade kreditfacilitet har ökat.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 218,8 MUSD (57,1 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden, se not 6.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 1,1 MUSD (41,6 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden och inkluderade en skatteintäkt om 1,4 MUSD (41,9 MUSD intäkt), hänförlig till verksamhet i Norge under tidigare år.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 219,9 MUSD (15,5 MUSD intäkt) för rapporteringsperioden och var främst hänförlig till Norge. En uppskjuten skatt uppkommer huvudsakligen när det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar.

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

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -2,5 MUSD (-2,3 MUSD) och var främst hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Avyttrad verksamhet

Resultatet hänförligt till avyttrad verksamhet uppgick till 47,9 MUSD (-27,6 MUSD), se not 14.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 258,5 MUSD (4 376,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge	512,7	255,7	386,9	218,5	877,1
Utbyggnadsutgifter från kvarvarande verksamhet	512,7	255,7	386,9	218,5	877,1

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 512,7 MUSD (386,9 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till fälten Johan Sverdrup, Edvard Grieg och Volund.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge	103,0	48,9	58,5	17,6	142,1
Ryssland	0,8	0,4	0,6	0,3	1,4
Prospekterings- och utvärderingsutgifter från kvarvarande verksamhet	103,8	49,3	59,1	17,9	143,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 103,0 MUSD (58,5 MUSD) i Norge, främst hänförliga till prospekteringsborrningen på Filicudi i PL533 och utvärderingsborrningarna Edvard Grieg Southwest i PL338, Gohta-3 i PL492 och Alta-4 i PL609.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 13,5 MUSD (166,1 MUSD) och minskningen jämfört med samma period föregående år är hänförlig till IPC-avknoppningen.

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

Finansiella tillgångar uppgick till 11,8 MUSD (9,4 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 11,3 MUSD (8,9 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Derivatinstrument uppgick till 11,9 MUSD (17,0 MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående ränte- och valutasäkringskontrakten som förfaller efter tolv månader har värderats till verkligt värde.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 32,2 MUSD (54,9 MUSD) och inkluderade både lager av olja och gas och borrhutrustning. Minskningen jämfört med samma period föregående år är hänförlig till IPC-avknoppningen.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 222,7 MUSD (288,9 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar uppgick till 135,6 MUSD (193,4 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Inga kundfordringar har förfallit till betalning. Underuttag uppgick till 12,0 MUSD (28,9 MUSD) och var hänförliga till underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst Brynhild. Fordringar på joint operations, uppgick till 14,2 MUSD (31,2 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 34,8 MUSD (29,4 MUSD) och var främst hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till – MUSD (3,0 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Kontraktet upphörde under rapporteringsperioden. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 26,0 MUSD (3,0 MUSD) och innehöll en kortfristig fordran från IPC avseende mellanhavanden till följd av avknoppningen, momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 6,5 MUSD (0,8 MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående ränte- och valutasäkringskontrakten som förfaller inom tolv månader har värderats till verkligt värde.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 80,6 MUSD (77,5 MUSD), varav 80,5 MUSD var hänförliga till den norska skatteåterbetalningen för 2016 som kommer att erhållas under det fjärde kvartalet 2017.

Likvida medel uppgick till 74,2 MUSD (69,5 MUSD), varav 11,8 MUSD (– MUSD) är spärrade medel. Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 4 073,0 MUSD (4 048,3 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 4 155,0 MUSD (4 145,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, som avsåg upprättandekostnader för koncernens kreditfacilitet uppgick till 82,0 MUSD (96,7 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade utnyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 363,9 MUSD (420,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 358,3 MUSD (407,1 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Avsättningen hänförlig till Norge uppgick till 358,3 MUSD (316,1 MUSD). Den ökade avsättningen är främst hänförlig till produktionsbörningar på Edvard Grieg och Volund samt till utbyggnaden av Johan Sverdrup.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 861,4 MUSD (669,3 MUSD). Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 5,3 MUSD (29,8 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 34,7 MUSD (33,8 MUSD) och avsåg främst den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 12,4 MUSD (– MUSD) och beskrivs i not 10. Finansiella skulder avser inlösenåtagandet av det långsiktiga prestationsbaserade incitamentprogrammet för 2014 för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner inom bolaget, se även avsnittet om ersättningar nedan.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 267,9 MUSD (308,4 MUSD) och beskrivs i not 12. Överuttag uppgick till 19,7 MUSD (29,9 MUSD) och var hänförlig till en överuttagsposition vid de producerande fälten, främst Edvard Grieg och Alvhelm. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 193,1 MUSD (238,8 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 20,1 MUSD (16,9 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 12,1 MUSD (9,5 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 23,9 MUSD (37,6 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 4,8 MUSD (6,9 MUSD) och avsåg den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 46 500,9 MSEK (-37,4 MSEK) för rapporteringsperioden. I resultatet ingick finansiella intäkter om 46 543,2 MSEK, hänförliga till en intern omorganisation som gjordes före IPC-avknoppningen. Resultatet exklusive denna finansiella intäkt uppgår till -42,3 MSEK (-37,4 MSEK).

I resultatet ingick administrationskostnader om 47,6 MSEK (36,9 MSEK) och finansiella intäkter om 0,8 MSEK (-2,4 MSEK), exklusive finansiella intäkter hänförliga till den interna omorganisationen.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017

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

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

Transaktioner med närstående

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

Koncernen har sålt olja och därmed sammanhängande produkter till Statoilkoncernen till ett belopp av 174,3 MUSD, till marknadsmässiga villkor.

Likviditet

I februari 2016 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genererats av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och ekonomiska antaganden som överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton.

Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden och andra kostnader hänförliga till produktionsdelningskontrakt i Malaysia. Det utestående beloppet per den 30 juni 2017 var 10,1 MUSD, för vilket bolaget har erhållit ersättning från IPC.

Händelser efter balansdagens utgång

Inga rapporterbara händelser har inträffat efter balansdagens utgång.

Aktiedata

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

Ersättningar

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

Unit Bonus Program

Antalet utställda units som ingår i 2015, 2016 och 2017 års unit bonus program per den 30 juni 2017 var 139 546 respektive 225 626 och 288 216.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

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

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

Programmet för 2014 gäller från och med den 1 juli 2014 och summan av antalet utestående rättigheter per den 30 juni 2017 uppgick till 652 142 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2014, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Antalet utestående rättigheter ökade jämfört med det ursprungliga antalet till följd av utdelningen efter IPC-avknoppningen, i enlighet med reglerna för programmet. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen.

Redovisningsprinciper

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

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

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

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

Risker och riskhantering

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

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

Derivatinstrument

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

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
1 744,6 MNOK	211,2 MUSD	8,26 NOK: 1 USD	jul 2017 – dec 2017
3 493,0 MNOK	424,2 MUSD	8,23 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
1 672,4 MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

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

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

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

Valutakurser

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

	30 juni 2017		30 juni 2016		31 dec 2016	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,4784	8,3870	8,4521	8,3776	8,4014	8,6200
1 USD motsvarar Euro	0,9238	0,8763	0,8964	0,9007	0,9037	0,9487
1 USD motsvarar Rubel	57,9597	59,1876	70,2913	64,4208	67,0692	60,9999
1 USD motsvarar SEK	8,8660	8,4471	8,3382	8,4887	8,5610	9,0622

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
		Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
Intäkter	1	886,1	464,6	354,8	209,7	950,0
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-78,0	-41,9	-82,3	-40,7	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader		-275,3	-144,2	-157,0	-81,1	-386,2
Prospekteringskostnader		-25,9	-21,7	-55,8	-1,3	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		-13,2	-13,2	—	—	-506,1
Övriga rörelsekostnader		-103,2	-83,9	—	—	-2,1
Bruttoresultat	3	390,5	159,7	59,7	86,6	-214,7
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-16,7	-5,7	-13,7	-6,7	-30,0
Rörelseresultat		373,8	154,0	46,0	79,9	-244,7
Finansiella poster						
Finansiella intäkter	4	139,6	119,0	110,8	-77,9	2,7
Finansiella kostnader	5	-89,8	-44,5	-120,3	-72,6	-221,5
		49,8	74,5	-9,5	-150,5	-218,8
Resultat före skatt		423,6	228,5	36,5	-70,6	-463,5
Inkomstskatt	6	-218,8	-82,9	57,1	-1,5	64,2
Periodens resultat från kvarvarande verksamhet		204,8	145,6	93,6	-72,1	-399,3
Avyttrad verksamhet						
Periodens resultat – IPC	14	47,9	43,9	-27,6	23,8	-100,0
Periodens resultat		252,7	189,5	66,0	-48,3	-499,3
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		255,2	190,7	68,3	-47,1	-356,7
Innehav utan bestämmande inflytande		-2,5	-1,2	-2,3	-1,2	-142,6
		252,7	189,5	66,0	-48,3	-499,3
Resultat per aktie – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,61	0,43	0,31	-0,23	-0,79
Från avyttrad verksamhet		0,14	0,13	-0,09	0,08	-0,30
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,61	0,43	0,31	-0,23	-0,79
Från avyttrad verksamhet		0,14	0,13	-0,09	0,08	-0,30

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Periodens resultat	252,7	189,5	66,0	-48,3	-499,3
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	-58,5	-60,4	16,4	8,7	13,8
Kassaflödessäkring	40,7	22,0	65,3	16,2	64,3
Finansiell tillgång som kan säljas	0,2	1,0	1,2	-3,6	5,3
Övrigt totalresultat efter skatt	-17,6	-37,4	82,9	21,3	83,4
Totalresultat	235,1	152,1	148,9	-27,0	-415,9
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	237,6	153,4	147,8	-26,9	-278,2
Innehav utan bestämmande inflytande	-2,5	-1,3	1,1	-0,1	-137,7
	235,1	152,1	148,9	-27,0	-415,9

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 juni 2017	31 december 2016
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 528,5	4 376,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,5	166,1
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar	8	11,8	9,4
Uppskjutna skattefordringar		—	13,5
Derivatinstrument	13	11,9	17,0
Summa anläggningstillgångar		4 693,8	4 710,5
Omsättningstillgångar			
Lager		32,2	54,9
Kundfordringar och andra fordringar	9	222,7	288,9
Derivatinstrument	13	6,5	0,8
Kortfristiga skattefordringar		80,6	77,5
Likvida medel		74,2	69,5
Summa omsättningstillgångar		416,2	491,6
SUMMA TILLGÅNGAR		5 110,0	5 202,1
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-421,8	-238,6
Innehav utan bestämmande inflytande		-115,8	-113,6
Summa eget kapital		-537,6	-352,2
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	4 073,0	4 048,3
Avsättningar	11	363,9	420,0
Uppskjutna skatteskulder		861,4	669,3
Derivatinstrument	13	5,3	29,8
Övriga långfristiga skulder		34,7	33,8
Summa långfristiga skulder		5 338,3	5 201,2
Kortfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	12,4	—
Leverantörsskulder och andra skulder	12	267,9	308,4
Derivatinstrument	13	23,9	37,6
Kortfristiga skatteskulder		0,3	0,2
Avsättningar	11	4,8	6,9
Summa kortfristiga skulder		309,3	353,1
Summa skulder		5 647,6	5 554,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 110,0	5 202,1

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet	Kvarvarande verksamhet
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	204,8	145,6	93,6	-72,1	-399,3
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	25,9	21,7	55,8	1,3	101,9
Avskrivningar och nedskrivningar	276,5	144,8	158,7	81,9	391,7
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	13,2	13,2	—	—	506,1
Aktuell skatt	-1,1	-1,4	-41,6	-11,6	-78,4
Uppskjuten skatt	219,9	84,3	-15,5	13,1	14,2
Långsiktiga incitamentsprogram	6,1	2,8	6,8	3,0	15,6
Valutakursförlust	-146,4	-123,6	-143,8	62,0	-24,9
Räntekostnader	58,1	29,5	73,6	39,4	137,3
Aktiverade finansieringsavgifter	8,5	4,2	28,7	23,3	38,9
Övriga	5,6	2,9	10,1	4,7	12,6
Erhållen ränta	0,2	0,1	0,4	0,1	2,3
Betald ränta	-84,0	-43,4	-75,1	-38,1	-153,7
Erhållen/betald skatt	-0,2	-0,2	-0,5	-0,3	273,5
Förändringar i rörelsekapital	14,3	-19,8	25,9	-5,3	-169,1
Summa kassaflöde från verksamheten	601,4	260,7	177,1	101,4	668,7
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-616,5	-305,0	-446,0	-236,4	-1 020,6
Investering i övriga anläggningstillgångar	-0,8	-0,2	-0,4	—	-1,1
Investering i övriga aktier och andelar	-1,3	—	—	—	—
Betalda återställningskostnader	-0,1	-0,3	-0,5	—	-1,0
Övriga betalningar	-7,2	-7,2	31,0	31,0	25,8
Summa kassaflöde från investeringar	-625,9	-312,7	-415,9	-205,4	-996,9
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	10,9	70,4	207,7	-24,9	288,7
Betalda finansieringsavgifter	—	—	-96,6	-9,4	-104,0
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	31,7	—	36,1	42,9	92,5
Nyemission aktier/Försäljning av egna aktier ¹	—	—	64,1	64,1	64,1
Summa kassaflöde från finansiering	42,6	70,4	211,3	72,7	341,3
Förändring av likvida medel	18,1	18,4	-27,5	-31,3	13,1
Likvida medel vid periodens början	56,1	56,3	42,4	68,1	42,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	0,0	-0,5	0,3	0,7	0,6
Likvida medel från avyttrad verksamhet	—	—	19,2	-3,1	13,4
Likvida medel vid periodens slut	74,2	74,2	34,4	34,4	69,5

¹ Kontant ersättning erhållen från Statoil ASA för ytterligare nyemitterade aktier och försäljning av egna aktier.

Koncernens förändringar i eget kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare					Innehav utan bestämmande inflytande	Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa		
Den 1 januari 2016	0,5	-64,3	-434,4	–	-498,2	24,1	-474,1
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	68,3	–	68,3	-2,3	66,0
Övrigt totalresultat	–	79,5	–	–	79,5	3,4	82,9
Summa totalresultat	–	79,5	68,3	–	147,8	1,1	148,9
Transaktioner med ägare							
Emittering av aktier/Försäljning av egna aktier	–	534,1	–	–	534,1	–	534,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,2	–	1,2	–	1,2
Summa transaktioner med ägare	–	534,1	1,2	–	535,3	–	535,3
Den 30 juni 2016	0,5	549,3	-364,9	–	184,9	25,2	210,1
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	-425,0	–	-425,0	-140,3	-565,3
Övrigt totalresultat	–	-1,0	–	–	-1,0	1,5	0,5
Summa totalresultat	–	-1,0	-425,0	–	-426,0	-138,8	-564,8
Transaktioner med ägare							
Värde av tjänster från anställda	–	–	2,5	–	2,5	–	2,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	2,5	–	2,5	–	2,5
Den 31 december 2016	0,5	548,3	-787,4	–	-238,6	-113,6	-352,2
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	255,2	–	255,2	-2,5	252,7
Övrigt totalresultat	–	-17,6	–	–	-17,6	–	-17,6
Summa totalresultat	–	-17,6	255,2	–	237,6	-2,5	235,1
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	-410,0	-410,0	–	-410,0
IPC-avknoppning	–	–	–	–	–	0,3	0,3
Aktierelaterade ersättningar	–	-12,4	–	–	-12,4	–	-12,4
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,6	–	1,6	–	1,6
Summa transaktioner med ägare	–	-12,4	1,6	-410,0	-420,8	0,3	-420,5
Den 30 juni 2017	0,5	518,3	-530,6	-410,0	-421,8	-115,8	-537,6

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Olja från egen produktion	712,8	382,9	320,0	183,7	901,0
Olja från tredje part	103,1	84,0	0,5	0,2	2,1
Kondensat	16,1	9,7	5,5	5,5	14,3
Gas	49,0	23,2	25,5	12,8	58,5
Försäljning av olja och gas från kvarvarande verksamhet	881,0	499,8	351,5	202,2	975,9
Förändring i under- och överruttagsposition	-5,1	-40,7	1,8	6,9	-29,1
Övriga intäkter	10,2	5,5	1,5	0,6	3,2
Intäkter från kvarvarande verksamhet	886,1	464,6	354,8	209,7	950,0

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Utvinningskostnader	55,3	28,9	55,3	28,2	113,1
Tariff- och transportkostnader	17,4	9,7	16,2	7,6	33,9
Förändring i lager	-0,5	0,1	-0,4	-0,1	-0,7
Övriga	5,8	3,2	11,2	5,0	22,1
Produktionskostnader från kvarvarande verksamhet	78,0	41,9	82,3	40,7	168,4

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Norge					
Olja från egen produktion	712,8	382,9	320,0	183,7	901,0
Kondensat	16,1	9,7	5,5	5,5	14,3
Gas	49,0	23,2	25,5	12,8	58,5
Försäljning av olja och gas	777,9	415,8	351,0	202,0	973,8
Förändring i under- och överruttagsposition	-5,1	-40,7	1,8	6,9	-29,1
Övriga intäkter	9,3	5,0	0,6	0,2	1,5
Intäkter	782,1	380,1	353,4	209,1	946,2
Produktionskostnader	-78,0	-41,9	-82,3	-40,7	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-275,3	-144,2	-157,0	-81,1	-386,2
Prospekteringskostnader	-25,1	-21,3	-55,8	-1,3	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gas- tillgångar	-13,2	-13,2	—	—	—
Bruttoresultat	390,5	159,5	58,3	86,0	289,7

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Övriga					
Olja från tredje part	103,1	84,0	0,5	0,2	2,1
Försäljning av olja och gas	103,1	84,0	0,5	0,2	2,1
Övriga intäkter	0,9	0,5	0,9	0,4	1,7
Intäkter	104,0	84,5	1,4	0,6	3,8
Prospekteringskostnader	-0,8	-0,4	—	—	—
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	-506,1
Övriga rörelsekostnader	-103,2	-83,9	—	—	-2,1
Bruttoresultat	0,0	0,2	1,4	0,6	-504,4

Summa					
Olja från egen produktion	712,8	382,9	320,0	183,7	901,0
Olja från tredje part	103,1	84,0	0,5	0,2	2,1
Kondensat	16,1	9,7	5,5	5,5	14,3
Gas	49,0	23,2	25,5	12,8	58,5
Försäljning av olja och gas	881,0	499,8	351,5	202,2	975,9
Förändring i under- och överuttagsposition	-5,1	-40,7	1,8	6,9	-29,1
Övriga intäkter	10,2	5,5	1,5	0,6	3,2
Intäkter	886,1	464,6	354,8	209,7	950,0
Produktionskostnader	-78,0	-41,9	-82,3	-40,7	-168,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-275,3	-144,2	-157,0	-81,1	-386,2
Prospekteringskostnader	-25,9	-21,7	-55,8	-1,3	-101,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-13,2	-13,2	—	—	-506,1
Övriga rörelsekostnader	-103,2	-83,9	—	—	-2,1
Bruttoresultat från kvarvarande verksamhet	390,5	159,7	59,7	86,6	-214,7

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Valutakursvinst	139,2	118,8	110,2	-78,1	—
Ränteintäkter	0,2	0,1	0,4	0,1	2,3
Garanti-intäkter	0,2	0,1	0,2	0,1	0,4
Finansiella intäkter från kvarvarande verksamhet	139,6	119,0	110,8	-77,9	2,7

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Räntekostnader	58,1	29,5	73,6	39,4	137,3
Valutakursförlust	—	—	—	—	4,2
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	11,0	5,0	9,6	5,3	19,5
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	5,8	3,0	4,9	2,5	11,6
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	8,5	4,2	28,7	23,3	38,9
Engagemangavgifter för lånefacilitet	5,4	2,6	3,3	2,1	9,3
Övriga	1,0	0,2	0,2	—	0,7
Finansiella kostnader från kvarvarande verksamhet	89,8	44,5	120,3	72,6	221,5

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Aktuell skatt	-1,1	-1,4	-41,6	-11,6	-78,4
Uppskjuten skatt	219,9	84,3	-15,5	13,1	14,2
Inkomstskatter från kvarvarande verksamhet	218,8	82,9	-57,1	1,5	-64,2

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 jun 2017	31 dec 2016
Norge	4 528,5	4 055,7
Malaysia	—	130,6
Frankrike	—	171,0
Nederländerna	—	19,1
	4 528,5	4 376,4

Not 8 – Finansiella tillgångar MUSD	30 jun 2017	31 dec 2016
Övriga aktier och andelar	11,3	8,9
Övriga	0,5	0,5
	11,8	9,4

Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 jun 2017	31 dec 2016
Kundfordringar	135,6	193,4
Underuttag	12,0	28,9
Fordringar på joint operations	14,2	31,2
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	34,8	29,4
Brynhild kostnadsdelning	—	3,0
Övriga	26,0	3,0
	222,7	288,9

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 10 – Finansiella skulder MUSD

	30 jun 2017	31 dec 2016
Långfristiga		
Banklån	4 155,0	4 145,0
Aktiverade finansieringskostnader	-82,0	-96,7
	4 073,0	4 048,3
Kortfristiga		
Övriga	12,4	—
	12,4	—
	4 085,4	4 048,3

Not 11 – Avsättningar MUSD

	30 jun 2017	31 dec 2016
Långfristiga		
Återställningskostnader	358,3	407,1
Långsiktiga incitamentsprogram	1,2	3,2
Betalning för infarmning	—	5,5
Övriga	4,4	4,2
	363,9	420,0
Kortfristiga		
Långsiktiga incitamentsprogram	4,8	6,9
	4,8	6,9
	368,7	426,9

Not 12 – Leverantörsskulder och övriga skulder MUSD

	30 jun 2017	31 dec 2016
Leverantörsskulder	22,9	13,3
Överuttag	19,7	29,9
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	193,1	238,8
Övriga upplupna kostnader	20,1	16,9
Övriga	12,1	9,5
	267,9	308,4

Not 13 – Finansiella instrument

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

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

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

30 juni 2017

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	11,3	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	11,9	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	6,5	—
	11,3	18,4	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	5,3	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	23,9	—
	—	29,2	—

31 december 2016

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

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden.

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

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 14 – Avyttrad verksamhet – IPC

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

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

Belopp i MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Intäkter	69,1	17,2	101,8	55,6	209,9
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	-17,4	-5,5	-31,0	-13,9	-59,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-19,1	-4,6	-42,9	-21,5	-85,2
Avskrivningar av övriga tillgångar	-10,4	-2,6	-15,6	-7,8	-31,1
Prospekteringskostnader	0,1	0,2	-13,1	3,5	-14,2
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	-126,0
Bruttoresultat	22,3	4,7	-0,8	15,9	-105,7
Försäljning av tillgångar	—	—	-3,5	-3,5	-3,5
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	-1,0	-0,1	-0,9	1,1	-1,9
Rörelseresultat	21,3	4,6	-5,2	13,5	-111,1
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	—	—	—	—	23,9
Finansiella kostnader	-24,1	-12,7	-20,4	10,6	-7,9
	-24,1	-12,7	-20,4	10,6	16,0
Resultat före skatt	-2,8	-8,1	-25,6	24,1	-95,1
Inkomstskatt	-1,2	0,1	-2,0	-0,3	-4,9
	-4,0	-8,0	-27,6	23,8	-100,0
Vinst vid utdelning av tillgångar	51,9	51,9	—	—	—
Periodens resultat från avyttrad verksamhet	47,9	43,9	-27,6	23,8	-100,0

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Intäkter	4,5	3,5	1,9	0,9	3,8
Administrationskostnader	-47,6	-17,0	-36,9	-23,8	-106,6
Rörelseresultat	-43,1	-13,5	-35,0	-22,9	-102,8
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	46 544,5	46 544,2	1,8	1,3	3,5
Finansiella kostnader	-0,5	—	-4,2	-3,4	-4,0
	46 544,0	46 544,2	-2,4	-2,1	-0,5
Resultat före skatt	46 500,9	46 530,7	-37,4	-25,0	-103,3
Inkomstskatt	—	—	—	—	—
Periodens resultat	46 500,9	46 530,7	-37,4	-25,0	-103,3

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Periodens resultat	46 500,9	46 530,7	-37,4	-25,0	-103,3
Övrigt totalresultat	—	—	—	—	—
Totalresultat	46 500,9	46 530,7	-37,4	-25,0	-103,3
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	46 500,9	46 530,7	-37,4	-25,0	-103,3
	46 500,9	46 530,7	-37,4	-25,0	-103,3

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 juni 2017	31 december 2016
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	12 256,6
Summa anläggningstillgångar	55 118,9	12 256,6
Omsättningstillgångar		
Fordringar	9,7	20,7
Likvida medel	6,2	3,2
Summa omsättningstillgångar	15,9	23,9
SUMMA TILLGÅNGAR	55 134,8	12 280,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	55 018,5	12 212,9
Långfristiga skulder		
Avsättningar	1,0	0,6
Skulder till koncernbolag	—	49,4
Summa långfristiga skulder	1,0	50,0
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	115,3	17,6
Summa kortfristiga skulder	115,3	17,6
Summa skulder	116,3	67,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	55 134,8	12 280,5

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	46 500,9	46 530,7	-37,4	-25,0	-103,3
Ej kassaflödespåverkande poster	-46 605,8	-46 608,7	13,1	8,5	24,6
Förändringar i rörelsekapital	108,6	110,0	-4,3	1,0	7,4
Summa kassaflöde från verksamheten	3,7	32,0	-28,6	-15,5	-71,3
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	—	-41,9	-507,9	-528,4	-467,5
Nyemission/avyttring egna aktier	—	—	544,1	544,1	544,1
Summa kassaflöde från finansiering	—	-41,9	36,2	15,7	76,6
Förändringar i likvida medel	3,7	-9,9	7,6	0,2	5,3
Likvida medel vid periodens början	3,2	16,6	0,4	7,6	0,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,7	-0,5	-2,5	-2,3	-2,5
Likvida medel vid periodens slut	6,2	6,2	5,5	5,5	3,2

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital				Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	
Den 1 januari 2016	3,2	861,3	2 295,3	4 622,6	–	6 917,9	7 782,4
Totalresultat	–	–	–	-37,4	–	-37,4	-37,4
Transaktioner med ägare							
Nyemittering/ Försäljning av egna aktier	0,3	–	4 533,5	–	–	4 533,5	4 533,8
Summa transaktioner med ägare	0,3	–	4 533,5	–	–	4 533,5	4 533,8
Den 30 juni 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 585,2	–	11 414,0	12 278,8
Totalresultat	–	–	–	-65,9	–	-65,9	-65,9
Den 31 december 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 519,3	–	11 348,1	12 212,9
Totalresultat	–	–	–	46 500,9	–	46 500,9	46 500,9
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-3 695,3	-3 695,3	-3 695,3
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	-3 695,3	-3 695,3	-3 695,3
Den 30 juni 2017	3,5	861,3	6 828,8	51 020,2	-3 695,3	54 153,7	55 018,5

Finansiella nyckeltal

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

Finansiell data från kvarvarande verksamhet MUSD	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2016- 30 jun 2016 6 månader	1 apr 2016- 30 jun 2016 3 månader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader
Intäkter	886,1	464,6	354,8	209,7	950,0
EBITDA	689,3	333,5	260,5	163,1	752,5
Periodens resultat	204,8	145,6	93,6	-72,1	-399,3
Operativt kassaflöde	705,9	340,0	314,0	180,6	857,9
Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet USD					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-1,24	-1,24	0,54	0,54	-0,70
Operativt kassaflöde per aktie	2,07	1,00	1,01	0,58	2,63
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,77	0,77	0,57	0,33	2,05
Resultat per aktie	0,61	0,43	0,31	-0,23	-0,79
Resultat per aktie efter full utspädning	0,61	0,43	0,31	-0,23	-0,79
EBITDA per aktie	2,03	0,98	0,84	0,52	2,31
EBITDA per aktie efter full utspädning	2,02	0,98	0,83	0,52	2,30
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	340 386 445	340 386 445	340 386 445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	340 386 445	340 386 445	340 386 445
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	311 233 197	311 396 065	325 808 486
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	341 628 882	341 628 882	312 529 762	312 692 630	326 738 233
Börskurs SEK					
Börskurs vid periodens slut	162,10	162,10	152,70	152,70	198,10
Nyckeltal från kvarvarande verksamhet					
Räntabilitet på eget kapital (%) ¹	—	—	—	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	10	4	0	1	-9
Netto skuldsättningsgrad (%) ¹	—	—	—	—	—
Soliditet (%)	-11	-11	-7	-7	-17
Andel riskbärande kapital (%)	6	6	5	5	-3
Räntetäckningsgrad	5	4	0	1	-2
Operativt kassaflöde/räntekostnader	10	10	4	4	5
Direktavkastning	6	6	n/a	n/a	n/a

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

Definitioner av nyckeltal

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

Operativt kassaflöde: Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef och verkställande direktören försäkrar att den finansiella rapporten för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2017 ger en rättvisande översikt av bolagets och koncernens verksamhet, ställning och resultat samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm den 2 augusti 2017

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Alex Schneider
Koncernchef och vd

Peggy Bruzelius

C. Ashley Heppenstall

Lukas H. Lundin

Grace Reksten Skaugen

Jakob Thomasen

Cecilia Vieweg

Granskningsrapport

Vi har utfört en översiktlig granskning av rapporten för Lundin Petroleum AB (publ) för perioden 1 januari 2017 till 30 juni 2017. 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 2 augusti 2017

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för nio månadersperioden (januari – september 2017) kommer att publiceras den 1 november 2017.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2017) kommer att publiceras den 1 februari 2018.
- Rapporten för tre månadersperioden (januari – mars 2018) kommer att publiceras den 2 maj 2018.

Årsstämman kommer att hållas den 3 maj 2018 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

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

Sofia Antunes
Investor Relations Officer
Tel: +41 22 595 10 00
sofia.antunes@lundin.ch

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

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

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

