

Lundin
Petroleum



Q2

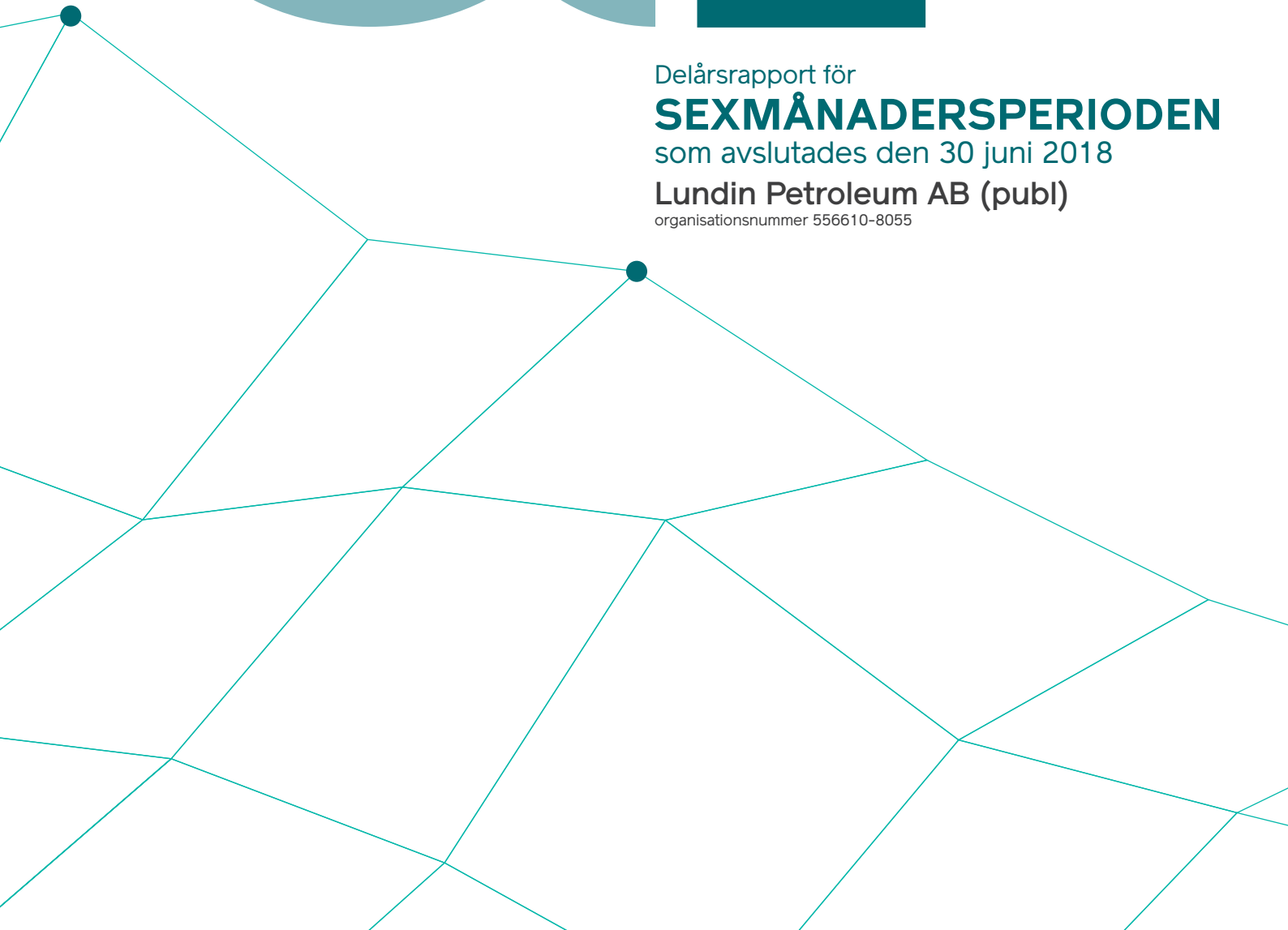
Delårsrapport för

SEXMÅNADERSPERIODEN

som avslutades den 30 juni 2018

Lundin Petroleum AB (publ)

organisationsnummer 556610-8055



Sammanfattning

- Rekordhøgt EBITDA och operativt kassafløde for et enkelt kvartal.
- Produktion øver prognos. Prognos for helåret højd till 78 – 82 Mboepd från tidigare prognos om 74 – 82 Mboepd.
- Verksamhetskostnad om 3,30 USD per fat for de første seks månederna 2018. Prognos for helåret minskad till under 4 USD per fat.
- Utdelning om 4 SEK per aktie utbetald den 11 maj 2018.
- Førmånligare lånevillkor omforhandlade for den reservbaserade kreditfaciliteten, vilket resulterade i en redovisningsmæssig nettovinst om 166,4 MUSD.
- Første fasen av Johan Sverdrupprosjektet till cirka 75 procent slutførd. Två plattformar installerade med framgång på fältet.
- Borrprogrammet for utbyggnad på Edvard Grieg slutførd enligt tidsplan og till en kostnad som understigit budget.

Finansiella resultat

	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Produktion i Mboepd	82,1	81,2	86,1	89,5	86,1
Intäkter och øvrige intäkter i MUSD	1 370,0	677,1	886,1	464,6	1 997,0
EBITDA i MUSD	964,2	507,7	689,3	333,5	1 501,5
Operativt kassafløde i MUSD	967,6	505,8	705,9	340,0	1 530,0
Periodens resultat i MUSD	264,8	36,0	204,8	145,6	380,9
Resultat per aktie i USD ¹	0,78	0,10	0,61	0,43	1,13
Resultat per aktie efter full utspødning i USD ¹	0,78	0,11	0,61	0,43	1,13
Nettoskuld	3 798,5	3 798,5	4 080,8	4 080,8	3 883,6

Beløppen i øvanstående tabell for 2017 avser kvarvarande verksamhet.

¹ Baserat på periodens resultat hänførligt till moderbolagets aktieøgere.

Kommentar från Alex Schneider, koncernchef og vd for Lundin Petroleum:

"Det gløder mig att kunna rapportera ønnu ett kvartal med starkt EBITDA og operativt kassafløde for Lundin Petroleum, tack vare en produktion som øvertrøffat prognos, låga verksamhetskostnader og ett høgre oljepris. Dessa goda resultat innebær att vi højer vår produktionsprognos for helåret till mellan 78 og 82 Mboepd og att vi sanker prognosen for verksamhetskostnaderna till under 4 USD per fat.

Under det øndra kvartalet omforhandlade vi øven lånevillkoren for vår reservbaserade kreditfacilitet, hvilket har resulterat i att røntemarginalen øver LIBOR minskat från 3,15 procent till 2,25 procent. Denna omforhandling visar på våra långgivares førtroende for vår førmåga att fortsätta finansiera bolagets tillvøxt.

Vår nyckeltillgång Edvard Grieg fortsätter att prestera utmärkta resultat. Vi meddelade nyligen att utbyggnadsplanens borrprogram slutførts enligt tidsplan og till en kostnad som understigit budget. Med den betydande resurspotential og de återkopplingsmøjligheter som finns i ømrødet har vi møjlighet att førdubbla de totala resurserna som produceras genom Edvard Grieganløgningarna, jämført med fältets nuvarande bästa estimat av slutliga utvinningsbara bruttoreserver. Därigenom kan vi fortsätta utnyttja anløgningarna till full kapacitet under många år framøver. Vi vøntar nu på utvørdningsresultaten från den nærliggande Rolvsnesfyndigheten, som førvøntas bli klara i augusti, og øven denna fyndighet skulle kunna vara en møjlig återkoppling till Edvard Grieg precis som Luno II.

Installationsprogrammet på Johan Sverdrupfältet har utvecklat bra under sommaren. Første fasen av projektet är nu till cirka 75 procent slutførd med drygt ett år kvar till produktionsstart. Førra månaden installerades borrplattformen, vars processdäck är en av de största modulerna som någonsin har installerats i ett lyft. Det tog endast två dagar från øvførd till færdig installation og det snabba genomførandet är en framgång såväl for Johan Sverdrup som for branschen som helhet. De två återstående stålunderstøllen är schemalagda for installation i augusti og vi planerar att lämna in utbyggnadsplanen for den øndra fasen føre september månad.

Vi bibehøller fokus på att vøxa ørganiskt inom våra kärnområden og kan konstatera att 2018 har startat bra med tre framgångsrika borrhøningar på strøkturerna Luno II, Frosk og Lille Prinsen. Jag ser fram ømot det aktiva borrprogram som är planerat for resten av året og som utøkats med två prospekteringsborrhøningar i samma ømrøde som Froskfyndigheten. Produktionstestet på Altafyndigheten i sødra Barents hav har øckså startat og de første resultatene ser lovande ut. Ett positivt resultat från detta tvåmånaderstest skulle innebær att vi tar ett steg nærmare fältutbyggnad i denna region."

Lundin Petroleum är ett av Europas ledande øberoende bolag for prospektering og produktion av ølja og gas. Bolaget fokuserar på verksamhet i Norge og är noterat på NASDAQ Stockholm (ticker "LUPE"). Læs mer om Lundin Petroleums verksamhet på www.lundin-petroleum.com

Definitioner og førkørtninger finns på sidan 30.

VERKSAMHETEN

Samtliga belopp och uppdateringar som redovisas i denna verksamhetsrapport avser, om inte annat anges, den sexmånadersperiod som avslutades den 30 juni 2018 (rapporteringsperioden).

Norge

Produktion

Produktionen uppgick till 82,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 86,1 Mboepd för motsvarande period 2017), vilket var 4 procent högre än medianvärdet i prognosen för rapporteringsperioden. Detta tack vare starka resultat från såväl anläggningar som reservoarer på Edvard Griegfältet och i Alvheimområdet. Lundin Petroleum höjer därmed produktionsprognosen för helåret till mellan 78 och 82 Mboepd, jämfört med den tidigare prognosen om mellan 74 och 82 Mboepd.

Verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 3,30 USD per fat. Detta var 19 procent lägre än prognosen för rapporteringsperioden på grund av ökad produktion och en återföring av upplupna kostnader för Brynhild till följd av nedläggning av produktionen från detta fält. Lundin Petroleum sänker därmed prognosen för verksamhetskostnaderna till under 4 USD per fat för året, jämfört med den tidigare prognosen om 4,15 USD per fat.

Produktion i Mboepd	1 jan 2018-30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018-30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017-30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017-30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017-31 dec 2017 12 månader
Norge					
Olja	72,6	71,6	77,7	80,8	77,6
Gas	9,5	9,6	8,4	8,7	8,5
Summa produktion	82,1	81,2	86,1	89,5	86,1

Produktion i Mboepd		1 jan 2018-30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018-30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017-30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017-30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017-31 dec 2017 12 månader
	l.a. ¹					
Edvard Grieg	65%	63,7	63,4	67,3	71,0	66,7
Ivar Aasen	1,385%	0,9	0,9	0,6	0,6	0,7
Alvheim	15%	9,1	9,2	14,5	14,3	12,4
Volund	35%	7,5	6,8	0,1	–	3,9
Bøyla	15%	0,9	0,7	1,2	1,2	1,1
Brynhild	51% ²	0,0	–	2,2	2,2	1,2
Gaupe	40%	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
		82,1	81,2	86,1	89,5	86,1

¹ Lundin Petroleum's licensandel (l.a.)

² l.a. 90% fram till den 30 november 2017.

Produktionen från Edvard Griegfältet överträffade prognosen till följd av en högre produktionseffektivitet på 97 procent. De tre sista av utbyggnadsplanens produktionsborrningar har genomförts med resultat i linje med eller bättre än förväntat. Utbyggnadsplanens borrprogram har slutförts till en kostnad som understigit budget. Jack-up-riggen Rowan Viking som använts för borrningarna har monterats ned och flyttats. De tio produktionsborrningarna har för närvarande en produktionskapacitet som är mer än dubbelt så hög som den tillgängliga anläggningskapaciteten som avtalats för Edvard Griegfältets produktion. Resultaten från reservoaren fortsätter att överträffa förväntningarna och har hittills inte producerat vatten i någon större utsträckning. Insamling av 4D-seismik kommer att genomföras under tredje kvartalet 2018 i syfte att ge underlag för de kompletterande borrningar som planeras för 2020. Verksamhetskostnaden för Edvard Griegfältet var 3,59 USD per fat och inkluderar nettoredovisade tariffintäkter.

Produktionen från Ivar Aasenfältet var i linje med prognos. Under andra kvartalet 2018 genomfördes två nya vatteninjiceringsborrningar i syfte att öka tryckstödet för den östra delen av fältet.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, överträffade prognos. Detta till följd av goda resultat från reservoarerna och en fortsatt hög produktionseffektivitet för FPSO:n Alvheim på 97 procent. De två kompletterande borrningar som under 2017 genomfördes i Boaområdet inom Alvheimfältet började producera under första kvartalet 2018 och producerar över förväntan. En kompletterande borrning pågår för närvarande i Kameleonområdet inom Alvheimfältet och en planerad sidospårsborrning till en befintlig borrning på Volund har flyttats fram till 2019. Verksamhetskostnaden för Alvheimområdet var 4,77 USD per fat.

Produktionen från Brynhildfältet var begränsad och lägre än prognos. Problemen med driftstid och hantering av producerat vatten på FPSO:n Haewene Brim har inte kunnat åtgärdas och produktion från Brynhildfältet är därmed inte längre ekonomiskt hållbar. Partners i Brynhildfältet har därför beslutat att permanent lägga ned produktionen. Arbetet med en utvecklingsplan har påbörjats, vilken kommer att lämnas in till det norska olje- och energidepartementet för godkännande. Fältets bokförda värde skrevs ned till noll i slutet av 2017.

Inga återstående reserver har redovisats för Gaupefältet men fältet producerar periodvis när de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma.

Utbyggnad

Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad maximal bruttoproduktion
Johan Sverdrup	22,6%	Equinor	augusti 2015	2,1 – 3,1 Bn boe	slutet av 2019	660 Mbopd

Johan Sverdrup

Första fasen av Johan Sverdupprojektet är till cirka 75 procent slutförd och produktion planeras starta i slutet av 2019.

2018 är ett mycket aktivt år vad gäller installationer för projektets första fas. I april 2018 installerades såväl stålunderstället för borrhplattformen som stigrörplattformens processdäck offshore. I juni 2018 installerade tunglyftsartyget Allseas Pioneering Spirit borrhplattformens processdäck, bryggan som sammankopplar de två installerade processdäcken lyftes på plats och strömkabeln från land lades ner. Två tillfälliga boendeenheter har etablerats offshore där cirka 800 personer för närvarande arbetar med att sammankoppla de installerade anläggningarna. Installation av oljeexportledningen pågår också, varefter installation av gasexportledningen kommer att påbörjas. Tillverkning av de återstående två stålunderställen pågår på Kvaerner Verdalvarvet i Norge och på Dragadosvarvet i Spanien och båda är schemalagda för installation i augusti 2018.

Tillverkning av processdäck pågår vid Samsung Heavy Industries i Korea för processanläggningsplattformen och vid Kvaerner Stordvarvet i Norge för boendeplattformen. Installation av de båda processdäcken planeras till våren 2019.

Åtta produktionsborrningar och tio vatteninjiceringsborrningar har hittills genomförts på Johan Sverdupfältet med resultat i linje med eller över förväntan. Förbörningsarbetet har avslutats väl före utsatt tid. För att utnyttja den återstående avtalade riggtiden har två ytterligare vatteninjiceringsborrningar adderats till borrhprogrammet och kommer att genomföras under andra halvåret 2018. Riggen hyrs därefter ut för den resterande tiden. Återkoppling av de åtta produktionsborrningarna till borrhplattformen beräknas starta under det fjärde kvartalet 2018.

När utbyggnadsplanen lämnades in 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för första fasen till nominellt 123 miljarder NOK. Tack vare projektets allt effektivare genomförande har den senaste kostnadsuppskattningen för den första fasen reducerats till nominellt 88 miljarder NOK. Detta motsvarar en besparing på cirka 30 procent och tar då inte i beaktande ytterligare valutakursvinster som en omräkning till USD skulle innebära. Den totala produktionskapaciteten för första fasen uppskattas till 440 Mbopd.

Projektets andra fas kommer att innefatta installation av ytterligare en processanläggningsplattform som kommer att sammanlänkas med fältcentret samt ytterligare undervattensanläggningar för inkoppling av nya borrningar i avsikt att nå fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsøy och Geitungen. För utbyggnaden av den andra fasen planeras 28 nya borrningar att genomföras. Utökningen av anläggningarna kommer att öka fältets bruttoplatåproduktion till 660 Mbopd. Kostnaderna för andra fasen uppskattas till lägre än nominellt 45 miljarder NOK, vilket motsvarar en minskning om cirka 50 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen för den första fasen. Kostnadsminskningen beror på en kombination av marknadsförhållanden och optimering av anläggningarna för den andra fasen. Så kallade FEED-studier (Front-End Engineering Design) har slutförts. Utbyggnadsplanen för den andra fasen kommer att lämnas in före september 2018 och produktionsstart är planerad till 2022. För att säkra synergieffekter med projektets första fas har förhandsåtaganden gjorts för inköp av utrustning med långa leveranstider. Avsiktsförklaringar har dessutom lämnats till Aibel för totalentreprenadskontrakt (EPC) för processdäck till processanläggningsplattformen samt till ett joint venture mellan Aker Solutions och Kvaerner för modifiering av fältcentret så att det kan användas för den andra fasen.

Breakeven för hela fältet förväntas uppnås vid ett oljepris på under 20 USD per fat.

Utvärdering

Borrhprogram för utvärdering 2018

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL359	Lundin Norway	50%	Luno II	februari 2018	slutförd mars 2018
PL338C	Lundin Norway	50%	Rolvsnæs	april 2018	pågår
PL609	Lundin Norway	40%	Alta	april 2018	pågår
PL203	Aker BP	15%	Gekko	fjärde kvartalet 2018	

Utvärderingsborrningen på Luno II slutfördes i mars 2018 och påvisade en total oljekolonn om 22 meter i sandsten från triasperiod av mycket god reservoarkvalitet, vilket var ett betydligt bättre resultat än förväntat. Till följd av det positiva resultatet har de uppskattade bruttoresurserna för Luno II ökat till mellan 40 och 100 MMboe. Utbyggnadsstudier kommer nu att arbetas fram med målsättning att lämna in en utbyggnadsplan i början av 2019. Utbyggnadskonceptet för Luno II innebär en återkoppling längs havsbotten till de närliggande Edvard Grieg-anläggningarna.

I april 2018 påbörjades utvärderingsborrning på oljefyndigheten Rolvsnes i PL338C på Utsirahøyden i Nordsjön. En horisontell borrning genomförs för närvarande i uppsprucken och vittrad berggrundsreservoar i syfte att bekräfta kommersiellt utvinningsbara kolvätenivåer och resultaten förväntas i augusti 2018. Borrningen genomförs med riggen COSL Innovator, vars kontrakt upphör efter avslutat uppdrag. Även Rolvsnes betraktas som en möjlig utbyggnad genom återkoppling till Edvard Grieg.

Första delen av ett förlängt borrhprogram, i form av en horisontell borrning för att nå reservoaren, har slutförts på Altafyndigheten i södra Barents hav och indikerar bättre reservoarkvalitet än förväntat. Syftet med det förlängda borrhprogrammet är att påvisa varaktiga produktionsnivåer och minska osäkerheten kring återvinningsgraden i reservoarerna som är av vittrad och uppsprucken bergart. Borrhprogramets andra del, en två månader lång produktionsborrning, pågår för närvarande från riggen Leiv Eiriksson, för vilken Lundin

Petroleum har ett flexibelt hyreskontrakt med ett flertal möjliga borroptioner. Producerad olja transporteras till tankern Teekay Scott Spirit via en flexibel rörledning. Ett positivt utfall av testet kommer att utgöra ett viktigt underlag för ytterligare utvärderingsborrningar samt utbyggnadsstudier.

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2018

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Resultat
PL340	Aker BP	15%	Frosk	januari 2018	oljefyndighet
PL167	Equinor	20%	Lille Prinsen	april 2018	oljefyndighet
PL659	Aker BP	20%	Svanefjell	maj 2018	mindre gasfyndighet
PL830	Lundin Norway	40%	Silfari	tredje kvartalet 2018	
PL825	Faroe Petroleum	20%	Rungne	tredje kvartalet 2018	
PL860	MOL	40%	Driva/Oppdal	tredje kvartalet 2018	
PL857	Equinor	20%	Gjøkåsen Shallow	fjärde kvartalet 2018	
PL857	Equinor	20%	Gjøkåsen Deep	fjärde kvartalet 2018	
PL869	Aker BP	20%	Froskelår	fjärde kvartalet 2018	
PL869	Aker BP	20%	Rumpetroll	fjärde kvartalet 2018	
PL916	Aker BP	20%	JK	fjärde kvartalet 2018	

2018 års borrprogram för prospektering har ytterligare uppdaterats till följd av ändrad riggtillgänglighet och prioriteringar. Det uppdaterade programmet omfattar 11 borrningar med mål att nå obekräftade nettoresurser om cirka 600 MMboe. Borrning av strukturen Korpjell Deep har flyttats fram till 2019 på grund av att riggen blir tillgänglig senare än planerat. Programmet har utökats med två borrningar i PL869, belägna i samma område som oljefyndigheten Frosk. Utvärderings- och prospekteringsutgifterna för 2018 är oförändrade och uppskattas till 300 MUSD.

I februari 2018 gjordes oljefyndigheten Frosk, belägen nordväst om Bøylafältet i Nordsjön, och uppskattas innehålla bruttoresurser om mellan 30 och 60 MMboe. Detta är betydligt mer än vad som tidigare uppskattats och inverkar positivt på bedömningen av ytterligare prospekteringspotential i området. Två uppföljande borrningar i närliggande PL869 på Froskelår- och Rumpetrollstrukturerna planeras nu till fjärde kvartalet 2018. Dessutom planeras ett produktionstest, som kopplas till undervattensanläggningarna på Bøylafältet, att genomföras på Froskfyndigheten under 2019.

I maj 2018 gjordes en mindre gasfyndighet i Svanefjellstrukturen i PL659 i södra Barents hav, som bedömdes vara icke kommersiell.

I juni 2018 gjordes oljefyndigheten Lille Prinsen i PL167 i Nordsjön, belägen nordost om Ivar Aasenfältet. Fyndigheten uppskattas innehålla bruttoresurser om mellan 15 och 35 MMboe och har betydande ytterligare utvärderingspotential som kan överstiga 100 MMboe. En utbyggnad av Lille Prinsen förväntas vara ekonomiskt hållbar och utvärderingsborrning planeras för 2019.

Licenstilldelningar och transaktioner

I januari 2018 tilldelades Lundin Petroleum 14 licenser i 2017 års norska licensrunda, varav sex som operatör.

I juni 2018 tilldelades Lundin Petroleum tre licenser i den 24:e norska licensrundnan, varav en som operatör.

Lundin Petroleum förvärvade 10-procentiga licensandelar i såväl PL539 som PL860 samt 30-procentiga licensandelar i både PL820S och PL825 från Fortis Petroleum. Lundin Petroleum förvärvade även en 20-procentig licensandel i PL860 från Equinor. Dessa transaktioner ökade Lundin Petroleums totala licensandel i PL860 till 40 procent och i PL539 till 20 procent.

Lundin Petroleum har genomfört ett byte av licensandelar med DNO för att få arealtillgång i Tampen/Horda plattformområdet i norska Nordsjön. Lundin Petroleum kommer att erhålla 10-procentiga licensandelar i PL926 respektive PL929 samt 15-procentiga licensandelar i PL921 respektive PL924 i utbyte mot att DNO får en 10-procentig licensandel i vardera PL825, PL767, PL902 och PL950.

Dessutom har bolaget genomfört ett licensbyte med Edison i södra Barents hav där Lundin Petroleum kommer att erhålla en 10-procentig licensandel i PL850 i utbyte mot att Edison får en 10-procentig licensandel i PL952. Transaktionen är villkorad av godkännande från partner.

Ryssland

Lundin Petroleum har tidigare avfört oljefyndigheten Morskaya från bolagets betingade resurser och skrivit ner tillgångens bokförda värde till noll. Alternativ för tillgången övervägs.

Hälsa, säkerhet och miljö

Under rapporteringsperioden inträffade en incident med förlorad arbetstid som följd och en incident som krävde sjukvård. Detta resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid som följd om 0,9 per miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporteringsbara incidenter om 1,8 per miljon arbetade timmar. Inga allvarliga incidenter med väsentlig inverkan på säkerhet eller miljö inträffade.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet uppgick till 724,2 MUSD (373,8 MUSD) för den kvarvarande verksamheten. Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på högre oljepriser och lägre rörelsekostnader.

Periodens resultat uppgick till 264,8 MUSD (204,8 MUSD) för den kvarvarande verksamheten och inkluderade en valutakursvinst om 9,6 MUSD (139,2 MUSD). Exklusive valutakursvinsten, uppgick periodens resultat till 255,2 MUSD (65,6 MUSD) och ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på högre oljepriser, lägre rörelsekostnader samt en redovisningsmässig vinst om 98,1 MUSD efter skatt som uppkommit till följd av omförhandlingen av lånevillkor för den reservbaserade kreditfaciliteten.

Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till 264,8 MUSD (207,3 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande ett resultat per aktie om 0,78 USD (0,61 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 964,2 MUSD (689,3 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande EBITDA per aktie om 2,85 USD (2,03 USD). Operativt kassaflöde uppgick till 967,6 MUSD (705,9 MUSD) från den kvarvarande verksamheten, motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,86 USD (2,07 USD).

Koncernförändringar

Avknoppningen av bolagets tillgångar i Malaysia, Frankrike och Nederländerna (IPC-tillgångarna) till International Petroleum Corporation (IPC) slutfördes den 24 april 2017 och IPC-aktierna delades ut proportionellt till Lundin Petroleum's aktieägare. Resultaten för IPC-tillgångarna är inkluderade i Lundin Petroleum's finansiella rapporter fram till att avknoppningen slutfördes och redovisas som avyttrad verksamhet för jämförelseperioderna.

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter uppgick till 1 370,0 MUSD (886,1 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition samt övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas uppgick till 1 366,7 MUSD (881,0 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit för den egna produktionen uppgick till 68,04 USD (48,67 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 70,58 USD (51,80 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	13 715,8	6 757,7	14 174,5	7 907,7	28 106,9
– Genomsnittspris per bbl	70,08	74,04	50,29	48,43	53,37
Försäljning gas och NGL					
– Kvantitet i Mboe	1 571,7	788,8	1 808,3	994,7	3 943,1
– Genomsnittspris per bbl	50,28	49,55	35,98	33,01	39,23
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	15 287,5	7 546,5	15 982,8	8 902,4	32 050,0
– Genomsnittspris per bbl	68,04	71,48	48,67	46,70	51,63

Tabellen ovan exkluderar olja från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 326,5 MUSD (103,1 MUSD) och avsåg Grane Blend olja som köpts utanför koncernen och sålts på den externa marknaden av 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. 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 13,9 MUSD (5,1 MUSD), beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktion.

Övriga intäkter uppgick till 17,2 MUSD (10,2 MUSD) och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 15,4 MUSD (9,0 MUSD), hänförliga till tariff som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick till 68,9 MUSD (78,0 MUSD) och beskrivs i not 2.

Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Produktionskostnader					
Utvinningskostnader					
– i MUSD	47,4	20,1	55,3	28,9	117,3
– i USD per fat	3,19	2,72	3,55	3,54	3,73
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	17,2	8,3	17,4	9,7	37,9
– i USD per fat	1,16	1,13	1,12	1,19	1,21
Verksamhetskostnader					
– i MUSD	64,6	28,4	72,7	38,6	155,2
– i USD per fat ¹	4,35	3,85	4,67	4,73	4,94
Förändringar i lager					
– i MUSD	0,6	0,0	-0,5	0,1	-0,4
– i USD per fat	0,04	0,00	-0,03	0,01	-0,02
Övrigt					
– i MUSD	3,7	1,9	5,8	3,2	9,4
– i USD per fat	0,24	0,25	0,37	0,40	0,30
Produktionskostnader					
– i MUSD	68,9	30,3	78,0	41,9	164,2
– i USD per fat	4,63	4,10	5,01	5,14	5,22

Not: USD per fat beräknas som kostnaden dividerat med producerad volym för rapporteringsperioden.

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna om 4,35 USD (4,67 USD) per fat för rapporteringsperioden minskar till 3,30 USD (4,09 USD) per fat när de nettoedovisas. Verksamhetskostnaderna om 3,85 USD (4,73 USD) per fat för andra kvartalet 2018 minskar till 2,78 USD (4,14 USD) per fat när de nettoedovisas.

De totala utvinningskostnaderna uppgick till 47,4 MUSD (55,3 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 43,0 MUSD (51,2 MUSD). Minskningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till en återföring av upplupna kostnader om 5,5 MUSD för Brynhildfältet till följd av nedläggning av produktionen.

Utvinningskostnaderna per fat uppgick till 3,19 USD (3,55 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt och till 2,89 USD (3,29 USD) per fat exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Tariff- och transportkostnader uppgick till 17,2 MUSD (17,4 MUSD) eller 1,16 USD (1,12 USD) per fat.

Övriga kostnader uppgick till 3,7 MUSD (5,8 MUSD) och avsåg tecknandet av en driftstoppsförsäkring. Övriga kostnader som redovisades i jämförelseperioden avsåg ett kostnadsdelningsavtal för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierade med oljepriset fram till slutet av maj 2017. Avtalet värderades till verkligt värde till terminskursen på olja.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 232,7 MUSD (275,3 MUSD), vilket motsvarar en genomsnittlig kostnad om 15,65 USD (17,67 USD) per fat som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna jämfört med motsvarande period 2017 beror på en lägre avskrivningsgrad per fat från Edvard Griegfältet till följd av reservökningen som gjordes vid årets slut 2017.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnader som redovisats i resultaträkningen uppgick till 5,9 MUSD (25,9 MUSD) 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.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar

Nedskrivningar som redovisats i resultaträkningen uppgick till –MUSD (13,2 MUSD) och beskrivs i not 3. Nedskrivningen i jämförelseperioden avser försäljningen av en 39-procentig andel i Brynhildfältet i PL148.

Inköp av olja från tredje part

Inköp av olja från tredje part uppgick till 324,8 MUSD (103,2 MUSD) och avser Lundin Petroleum Marketing SA:s inköp av Grane Blend olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar uppgick till 13,5 MUSD (16,7 MUSD), och innehöll en kostnad om 2,4 MUSD (1,8 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 1,4 MUSD (1,3 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter uppgick till 197,4 MUSD (139,6 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten uppgick till 9,6 MUSD (139,2 MUSD). Valutakursförändringar uppstår vid betalningstransaktioner i utländsk valuta samt vid omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än koncernbolagens funktionella valutor. Lundin Petroleum har säkrat vissa finansieringskostnader som uppkommer i utländsk valuta mot US-dollar och den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakurssåkringar uppgick till 7,6 MUSD (6,2 MUSD förlust).

US-dollar förstärktes gentemot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursförlust för det externa lån i US-dollar som tagits av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom stärktes den norska kronan mot Euron, vilket resulterade i en valutakursvinst på en koncernintern lånebalans i norska kronor.

Under rapporteringsperioden omförhandlades lånevillkoren för den reservbaserade kreditfaciliteten, vilket resulterade i att räntemarginalen över LIBOR minskade från 3,15 procent till 2,25 procent. Dessa nya villkor trädde i kraft den 1 juni 2018. Den ändrade räntemarginalen har resulterat i en redovisningsmässig vinst om 183,7 MUSD (– MUSD) i enlighet med IFRS 9. När en finansiell skuld som redovisas till upplupet anskaffningsvärde modifieras utan att detta resulterar i att skulden återförs, redovisas en vinst eller förlust i resultaträkningen i enlighet med IFRS 9. Vinsten eller förlusten beräknas som skillnaden mellan det kassaflöde det ursprungliga avtalet innebar och det modifierade kassaflödet som nuvärdesberäknas till den ursprungliga effektiva räntan.

Övriga finansiella intäkter uppgick till 3,3 MUSD (0,2 MUSD) och inkluderade förändringen av ShaMaranaktiernas verkliga värde, i enlighet med IFRS 9, vilket beskrivs på sidan 11. ShaMaranaktierna såldes under rapporteringsperioden till rådande marknadsvärde.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader uppgick till 96,1 MUSD (89,8 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader uppgick till 49,1 MUSD (58,1 MUSD) och avsåg den del av ränteutgifterna som redovisats över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under rapporteringsperioden till ett belopp om 43,1 MUSD (26,6 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden, främst till följd av högre räntor. Räntesäkringsavtalen resulterade i en förlust om 1,7 MUSD (11,0 MUSD).

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 9,2 MUSD (8,5 MUSD) och avser kostnaden för upprättandet av kreditfaciliteten. Dessa avgifter kostnadsförs över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangavgifter för lånefaciliteter uppgick till 6,8 MUSD (5,4 MUSD) och ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror på att ett lägre lånebelopp utnyttjats. Ökningen har delvis kompenseras av att en lägre engagemangavgift omförhandlats för den reservbaserade kreditfaciliteten, vars nya villkor trädde i kraft den 1 juni 2018.

De förmånligare lånevillkoren som omförhandlats för bolagets reservbaserade kreditfacilitet resulterade i en redovisningsmässig vinst som efter nuvärdesjustering uppgick till 3,7 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Avgifterna för omförhandlingen av faciliteten uppgick till 17,3 MUSD (–MUSD) och avsåg de avgifter som erlagts för att uppnå de förmånligare lånevillkor som resulterat i att räntemarginalen över LIBOR minskat från 3,15 procent till 2,25 procent. De nya lånevillkoren trädde i kraft den 1 juni 2018. Den redovisningsmässiga nettovinsten uppgick till 166,4 MUSD när dessa avgifter nettoredovisas mot vinsten som omförhandlingen av faciliteten resulterade i. Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 68,3 MUSD, vilket resulterade i en redovisningsmässig nettovinst om 98,1 MUSD efter skatt.

Andel i resultat från intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till -0,0 MUSD (– MUSD) och avsåg andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 560,7 MUSD (218,8 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden uppgick till 8,7 MUSD (-1,1 MUSD), varav 8,2 MUSD (-1,4 MUSD) avser bolagsskatt i Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge avser endast bolagsskatt och inte den särskilda petroleumskatten eftersom bolaget fortfarande kan dra fördel av skattemässiga underskott inom detta skatteslag.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 552,0 MUSD (219,9 MUSD) och är hänförlig till Norge. 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 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

Resultatet hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till – MUSD (-2,5 MUSD). Resultatet för jämförelseperioden avser innehav utan bestämmande inflytande i Mintley Caspian Ltd., holdingbolaget för Lundin Petroleums investering i Ryssland, som var till fullo konsoliderat fram till slutet av det tredje kvartalet 2017. Investeringen i Mintley Caspian Ltd. exkluderades ur koncernredovisningen i slutet av det tredje kvartalet 2017 och resultatet redovisas därefter som andel i resultat från intresseföretag.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 5 379,5 MUSD (4 937,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utgifter för utbyggnad, prospektering och utvärdering beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge	376,3	205,3	512,7	255,7	950,0
Utbyggnadsutgifter	376,3	205,3	512,7	255,7	950,0

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 376,3 MUSD (512,7 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Dessutom aktiverades räntekostnader till ett belopp om 43,1 MUSD (26,6 MUSD).

Prospekterings- och utvärderingsutgifter belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge	172,7	118,6	103,0	48,9	227,1
Ryssland	–	–	0,8	0,4	1,1
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	172,7	118,6	103,8	49,3	228,2

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 172,7 MUSD (103,0 MUSD) och avser utvärderingsborrningarna på Luno II i PL359, Rolvsnes i PL338C och Alta i PL609, prospekteringsborrningarna på Frosk i PL340, Svane fjell i PL659, Lille Prinsen i PL167 samt andra fasen av Johan Sverdrupprojektet.

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

Finansiella tillgångar uppgick till 0,4 MUSD (6,7 MUSD). Jämförelseperioden inkluderade aktier i ShaMaran, vilka avyttrades till närtstående part under rapporteringsperioden, se även avsnittet om transaktioner med närtstående.

Derivatinstrument uppgick till 42,7 MUSD (26,5 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 34,6 MUSD (33,7 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja och gas.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 354,3 MUSD (304,4 MUSD) och beskrivs i not 8. Samtliga kundfordringar är kortfristiga och uppgick till 263,7 MUSD (202,7 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Underuttag uppgick till 17,0 MUSD (29,4 MUSD) och förklaras av underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst från Edvard Grieg. Fordringar på samarbetspartners inom joint operations uppgick till 15,2 MUSD (15,6 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 31,8 MUSD (29,3 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 26,6 MUSD (27,4 MUSD) och inkluderade en kortfristig fordran på IPC avseende rörelsekapital till följd av avknoppningen, momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 31,7 MUSD (7,7 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Likvida medel uppgick till 96,5 MUSD (71,4 MUSD), varav 16,7 MUSD (–MUSD) är bundet. Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 648,5 MUSD (3 880,0 MUSD) och beskrivs i not 9. Banklån uppgick till 3 895,0 MUSD (3 955,0 MUSD) och avsåg det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, avseende uppläggningskostnader för koncernens kreditfacilitet, uppgick till 66,5 MUSD (75,0 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. En redovisningsmässig vinst om 180,0 MUSD (–MUSD) hänförlig till omförhandlingen av lånevillkoren för den reservbaserade kreditfaciliteten har aktiverats i redovisningen och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 495,4 MUSD (420,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 490,6 MUSD (414,6 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Den ökade avsättningen avser främst Edvard Grieg och utbyggnaden av Johan Sverdrup.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 1 847,3 MUSD (1 302,2 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 9,6 MUSD (3,1 MUSD) och var hänförlig till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Kortfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 17,9 MUSD (–MUSD) som beskrivs i not 9 avser bolagets åtagande avseende 2015 års långsiktiga incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner inom Lundin Petroleum, se även avsnittet om ersättning.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 264,5 MUSD (259,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Överuttag uppgick till 13,8 MUSD (12,8 MUSD) och avsåg en överuttagsposition vid de producerande fälten, främst Alvheimområdet och Brynhild. Uppskjutna intäkter uppgick till 9,0 MUSD (–MUSD) och avsåg Edvard Grieg och Ivar Aasen. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 189,0 MUSD (188,9 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 18,9 MUSD (19,5 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 8,0 MUSD (7,7 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 3,0 MUSD (6,4 MUSD) och var hänförlig till till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 4,9 MUSD (7,7 MUSD) och avsåg den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 1 662,2 MSEK (46 500,9 MSEK) och inkluderade finansiella intäkter om 1 714,6 MSEK till följd av utdelningar som erhållits från ett dotterbolag. För motsvarande period föregående år redovisades finansiella intäkter om 46 543,2 MSEK avseende den interna omorganisationen som gjordes i samband med IPC-avknoppningen under 2017. Exklusive dessa finansiella intäkter uppgick resultatet för moderbolaget till -52,4 MSEK (-42,3 MSEK).

I resultatet ingick administrationskostnader om 66,8 MSEK (47,6 MSEK) och utöver den finansiella intäkt som nämns ovan uppgick de finansiella intäkterna till 6,1 MSEK (0,8 MSEK).

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

Transaktioner med närstående

Under rapporteringsperioden har koncernen genomfört vissa transaktioner med närstående till marknadsmässiga villkor, inklusive transaktionerna som beskrivs nedan.

Koncernen har köpt olja från Equinorkkoncernen (tidigare Statoil) till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 203,1 MUSD (–MUSD).

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Equinorkkoncernen till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 650,2 MUSD (174,3 MUSD).

Vid datumet för IPC-avknoppningen innehade koncernen en fordran på IPC avseende rörelsekapital som uppgick till 27,4 MUSD. Denna fordran har därefter minskat till 23,6 MUSD och förfaller till betalning i mitten av 2019.

Koncernen har avyttrat samtliga aktier i ShaMaran till Zebra Holdings and Investment (Guernsey) Ltd. till ett värde om 9,3 MUSD, vilket motsvarade börsvärdet.

Likviditet

I februari 2016 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD, vars lånevillkor omförhandlades under det andra kvartalet 2018 och resulterade i att räntemarginalen över LIBOR minskade från 3,15 procent till 2,25 procent. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat under faciliteten omräknas en gång per år och är baserat på det beräknade kassaflödet som genereras av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och med ekonomiska antaganden som överenskommit med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa aktier i dotterbolag och bolagets andelar i vissa licensområden med produktion samt genom några av de pantsatta bolagens bankkonton.

Händelser efter balansdagens utgång

Inga händelser har inträffat efter balansdagens utgång.

Aktiedata

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

Under 2017 återköpte Lundin Petroleum 1 233 310 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 186,14 SEK, i enlighet med bemyndigandet från årsstämman 2017. Under rapporteringsperioden gjorde Lundin Petroleum ett återköp av ytterligare 640 000 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 186,77 SEK, i enlighet med bemyndigandet från årsstämman 2017. Bolagets innehav av egna aktier uppgick på balansdagen till 1 873 310.

Styrelsen föreslog till årsstämman som hölls den 3 maj 2018 i Stockholm att besluta om en första kontantutdelning om 4,00 SEK per aktie för 2017. Styrelsen beslutade att godkänna detta förslag och en utdelning om 4,00 SEK per aktie utbetalades den 11 maj 2018. Baserat på antalet utestående aktier, exklusive bolagets egna aktier, uppgick utdelningen till ett sammanlagt belopp om 1 354,1 MSEK.

motsvarande 153,1 MUSD baserat på valutakursen på datumet för årsstämman. Baserat på rådande marknadsförutsättningar förutses en årlig utdelning om minst 350,0 MUSD från och med nästa år.

Ersättningar

Lundin Petroleum's ersättningsprinciper och information om de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2017 samt i information som utgått till aktieägarna inför årsstämman 2018. Detta material finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com

Unit Bonus Program

Antalet utställda units som ingår i 2016, 2017 och 2018 års unit bonus program per den 30 juni 2018 var 108 200 respektive 188 064 och 226 389.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2017 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2017 och kostnaden redovisas från och med det andra halvåret 2017. Det totala antalet utestående rättigheter per den 30 juni 2018 uppgick till 355 954 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2017, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 100,10 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2016 gäller från och med den 1 juli 2016 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 30 juni 2018 uppgick till 406 902 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2016, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Antalet utestående rättigheter ökade jämfört med det ursprungliga antalet till följd av utdelningen efter IPC-avknoppningen, i enlighet med reglerna för programmet. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 89,30 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Rättigheter för medarbetare som nu är anställda av IPC har räknats om proportionellt fram till den 24 april 2017.

Programmet för 2015 gäller från och med 1 juli 2015 och antalet utestående rättigheter per den 30 juni 2018 uppgick till 646 503 och redovisas över en period om tre år från och med 1 juli 2015, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Antalet utestående rättigheter ökade jämfört med det ursprungliga antalet till följd av utdelningen efter IPC-avknoppningen, i enlighet med reglerna för programmet. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 91,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Rättigheter för medarbetare som nu är anställda av IPC har räknats om proportionellt fram till den 24 april 2017.

Redovisningsprinciper

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

IFRS 9, Finansiella instrument, är en ny redovisningsstandard för finansiella instrument som trädde i kraft den 1 januari 2018. Den omfattar klassificering, värdering och redovisning av finansiella tillgångar och skulder. Genom IFRS 9 införs nya regler för säkringsredovisning och en ny modell för redovisning av nedskrivning av finansiella tillgångar. Baserat på denna standard redovisas investeringen i ShaMaran Petroleum Corp. (ShaMaran) till aktiernas verkliga värde, vilket medför att förändringar i aktiernas verkliga värde redovisas direkt i koncernens resultaträkning. Koncernen tillämpar de nya reglerna retroaktivt från den 1 januari 2018 vilket innebär att jämförelsetalen inte räknas om.

I enlighet med IFRS 9 har en redovisningsmässig nettovinst om 166,4 MUSD redovisats under rapporteringsperioden. Vinsten är hänförlig till omförhandlingen av den reservbaserade kreditfaciliteten till förmånligare villkor, vilka trädde i kraft den 1 juni 2018. Se även avsnittet om finansiella intäkter.

IFRS 15, Intäkter från avtal med kunder, är en ny redovisningsstandard som trädde i kraft den 1 januari 2018. IFRS 15 behandlar redovisning av intäkter och anger principer för rapportering av relevant information till användare av finansiella rapporter. Baserat på denna standard redovisas inte längre vissa transaktioner som intäkter utan som övriga intäkter. Koncernen tillämpar de nya reglerna med full retroaktivitet från och med den 1 januari 2018, vilket innebär att jämförelsetalen har räknats om.

Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2017.

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

Risker och riskhantering

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

En detaljerad analys av Lundin Petroleums strategiska, finansiella och operativa risker samt bolagets åtgärder för att hantera dessa risker beskrivs i Lundin Petroleums årsredovisning 2017.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har ingått valutasäkringskontrakt för att möta delar av bolagets framtida kapitalbehov i NOK för utbyggnaden av Johan Sverdrup. Per den 30 juni 2018 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
1 744,1 MNOK	211,2 MUSD	8,26 NOK: 1 USD	jul 2018 – dec 2018
2 622,4 MNOK	320,2 MUSD	8,19 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019
1 835,0 MNOK	237,0 MUSD	7,74 NOK: 1 USD	jan 2020 – dec 2020
1 450,0 MNOK	189,4 MUSD	7,66 NOK: 1 USD	jan 2021 – dec 2021
1 200,0 MNOK	158,2 MUSD	7,59 NOK: 1 USD	jan 2022 – dec 2022

Lundin Petroleum har per den 30 juni 2018 utestående räntesäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

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

I enlighet med IFRS 9 kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet redovisas i övrigt totalresultat.

Valutakurser

Vid upprättandet av de finansiella rapporterna har följande valutakurser använts:

	30 jun 2018		30 jun 2017		31 dec 2017	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	7,9264	8,1588	8,4784	8,3870	8,2712	8,2050
1 USD motsvarar Euro	0,8259	0,8578	0,9238	0,8763	0,8855	0,8338
1 USD motsvarar SEK	8,3902	8,9664	8,8660	8,4471	8,5481	8,2080

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	1					
Intäkter		1 366,7	672,5	881,0	499,8	1 958,3
Övriga intäkter		3,3	4,6	5,1	-35,2	38,7
		1 370,0	677,1	886,1	464,6	1 997,0
Rörelsekostnader						
Produktionskostnader	2	-68,9	-30,3	-78,0	-41,9	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader		-232,7	-114,2	-275,3	-144,2	-567,3
Prospekteringskostnader		-5,9	-6,2	-25,9	-21,7	-73,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	-13,2	-13,2	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar		–	–	–	–	-14,4
Inköp av olja från tredje part		-324,8	-132,6	-103,2	-83,9	-303,3
Bruttoresultat	3	737,7	393,8	390,5	159,7	844,1
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-13,5	-7,2	-16,7	-5,7	-31,7
Rörelseresultat		724,2	386,6	373,8	154,0	812,4
Finansiella poster						
Finansiella intäkter	4	197,4	35,0	139,6	119,0	256,7
Finansiella kostnader	5	-96,1	-57,1	-89,8	-44,5	-186,6
		101,3	-22,1	49,8	74,5	70,1
Andel i resultat från intresseföretag		-0,0	-0,0	–	–	-0,4
Resultat före skatt		825,5	364,5	423,6	228,5	882,1
Inkomstskatt	6	-560,7	-328,5	-218,8	-82,9	-501,2
Periodens resultat från kvarvarande Verksamhet		264,8	36,0	204,8	145,6	380,9
Avyttrad verksamhet						
Periodens resultat – IPC		–	–	47,9	43,9	46,5
Periodens resultat		264,8	36,0	252,7	189,5	427,4
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		264,8	36,0	255,2	190,7	431,2
Innehav utan bestämmande inflytande		–	–	-2,5	-1,2	-3,8
		264,8	36,0	252,7	189,5	427,4
Resultat per aktie – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,78	0,10	0,61	0,43	1,13
Från avyttrad verksamhet		–	–	0,14	0,13	0,14
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,78	0,11	0,61	0,43	1,13
Från avyttrad verksamhet		–	–	0,14	0,13	0,14

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Periodens resultat	264,8	36,0	252,7	189,5	427,4
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	12,3	21,2	-58,5	-60,4	-96,2
Kassaflödessäkring	39,2	-26,2	40,7	22,0	76,4
Finansiell tillgång som kan säljas	–	–	0,2	1,0	4,9
Övrigt totalresultat efter skatt	51,5	-5,0	-17,6	-37,4	-14,9
Totalresultat	316,3	31,0	235,1	152,1	412,5
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	316,3	31,0	237,6	153,4	416,3
Innehav utan bestämmande inflytande	–	–	-2,5	-1,3	-3,8
	316,3	31,0	235,1	152,1	412,5

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 juni 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 379,5	4 937,1
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,8	13,2
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar		0,4	6,7
Derivatinstrument	12	42,7	26,5
Summa anläggningstillgångar		5 564,5	5 111,6
Omsättningstillgångar			
Lager		34,6	33,7
Kundfordringar och andra fordringar	8	354,3	304,4
Derivatinstrument	12	31,7	7,7
Likvida medel		96,5	71,4
Summa omsättningstillgångar		517,1	417,2
SUMMA TILLGÅNGAR		6 081,6	5 528,8
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-217,9	-350,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	9	3 648,5	3 880,0
Avsättningar	10	495,4	420,6
Uppskjutna skatteskulder		1 847,3	1 302,2
Derivatinstrument	12	9,6	3,1
Summa långfristiga skulder		6 000,8	5 605,9
Kortfristiga skulder			
Finansiella skulder	9	17,9	—
Leverantörsskulder och andra skulder	11	264,5	259,0
Derivatinstrument	12	3,0	6,4
Kortfristiga skatteskulder		8,4	0,6
Avsättningar	10	4,9	7,7
Summa kortfristiga skulder		298,7	273,7
Summa skulder		6 299,5	5 879,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		6 081,6	5 528,8

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	264,8	36,0	204,8	145,6	380,9
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	5,9	6,2	25,9	21,7	73,1
Avskrivningar och nedskrivningar	234,1	114,9	276,5	144,8	570,9
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	13,2	13,2	30,6
Aktuell skatt	8,7	8,4	-1,1	-1,4	-0,5
Uppskjuten skatt	552,0	320,1	219,9	84,3	501,7
Nedskrivningar av övriga aktier	–	–	–	–	11,2
Långsiktiga incitamentsprogram	9,9	6,2	6,1	2,8	12,7
Valutakursvinst	-9,7	147,0	-146,4	-123,6	-258,0
Räntekostnader	49,1	24,6	58,1	29,5	115,0
Vinst från omförhandling av lånevillkor	-183,7	-183,7	–	–	–
Avgifter för omförhandling av lån	17,3	17,3	–	–	–
Nuvärdesjustering av vinst från omförhandling av lånevillkor	3,7	3,7	–	–	–
Aktiverade finansieringsavgifter	9,2	4,6	8,5	4,2	17,5
Övriga	3,6	–	5,6	2,9	26,4
Erhållen ränta	0,6	0,4	0,2	0,1	1,0
Betald ränta	-91,9	-45,9	-84,0	-43,4	-177,3
Erhållen/betald skatt	-0,7	-0,4	-0,2	-0,2	82,2
Förändringar i rörelsekapital	-65,5	-54,6	14,3	-19,8	-88,1
Summa kassaflöde från verksamheten	807,4	404,8	601,4	260,7	1 299,3
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-553,7	-323,8	-616,5	-305,0	-1 178,2
Investering i övriga anläggningstillgångar	-2,0	-1,1	-0,8	-0,2	-1,6
Investering i övriga aktier och andelar ¹	9,3	9,3	-1,3	–	-1,3
Betalda återställningskostnader	–	–	-0,1	-0,3	-0,4
Avyttring av anläggningstillgångar ²	–	–	–	–	93,7
Övriga betalningar	–	–	-7,2	-7,2	-7,8
Summa kassaflöde från investeringar	-546,4	-315,6	-625,9	-312,7	-1 095,6
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	-60,0	70,0	10,9	70,4	-188,7
Betalda finansieringsavgifter	-16,9	-16,9	–	–	–
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	–	–	31,7	–	31,7
Betald utdelning	-153,1	-153,1	–	–	–
Köp av egna aktier	-14,3	–	–	–	-28,0
Summa kassaflöde från finansiering	-244,3	-100,0	42,6	70,4	-185,0
Förändring av likvida medel	16,7	-10,8	18,1	18,4	18,7
Likvida medel vid periodens början	71,4	100,6	56,1	56,3	56,1
Valutakursdifferenser i likvida medel	8,4	6,7	0,0	-0,5	-3,2
Likvida medel från verksamhet som exkluderats ur koncernredovisningen	–	–	–	–	-0,2
Likvida medel vid periodens slut	96,5	96,5	74,2	74,2	71,4

¹ Kontant ersättning erhållen för försäljningen av aktier i ShaMaran.

² Kontant ersättning erhållen för försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet, inklusive betalning av rörelsekapital.

Förändringar i koncernens egna kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare						Summa eget kapital
	Aktiekapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
1 januari 2017	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
30 juni 2017	0,5	518,3	-530,6	-410,0	-421,8	-115,8	-537,6
Totalresultat							
Periodens resultat	-	-	176,0	-	176,0	-1,3	174,7
Övrigt totalresultat	-	2,7	-	-	2,7	-	2,7
Summa totalresultat	-	2,7	176,0	-	178,7	-1,3	177,4
Transaktioner med ägare							
Förändring i konsolidering	-	-	-82,0	-	-82,0	117,1	35,1
Köp av egna aktier	-	-28,0	-	-	-28,0	-	-28,0
Aktierelaterade ersättningar	-	-0,8	-	-	-0,8	-	-0,8
Värde av tjänster från anställda	-	-	3,1	-	3,1	-	3,1
Summa transaktioner med Ägare	-	-28,8	-78,9	-	-107,7	117,1	9,4
31 december 2017	0,5	492,2	-433,5	-410,0	-350,8	-	-350,8
Överföring av utdelningar från föregående år							
	-	-410,0	-	410,0	-	-	-
Totalresultat							
Periodens resultat	-	-	264,8	-	264,8	-	264,8
Övrigt totalresultat	-	51,5	-	-	51,5	-	51,5
Summa totalresultat	-	51,5	264,8	-	316,3	-	316,3
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	-	-	-	-153,1	-153,1	-	-153,1
Köp av egna aktier	-	-14,3	-	-	-14,3	-	-14,3
Aktierelaterade ersättningar	-	-17,9	-	-	-17,9	-	-17,9
Värde av tjänster från anställda	-	-	1,9	-	1,9	-	1,9
Summa transaktioner med Ägare	-	-32,2	1,9	-153,1	-183,4	-	-183,4
30 juni 2018	0,5	101,5	-166,8	-153,1	-217,9	-	-217,9

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Olja från egen produktion	961,2	500,4	712,8	382,9	1 500,2
Olja från tredje part	326,5	133,1	103,1	84,0	303,5
Kondensat	9,0	5,2	16,1	9,7	43,0
Gas	70,0	33,8	49,0	23,2	111,6
Försäljning av olja och gas	1 366,7	672,5	881,0	499,8	1 958,3
Övriga intäkter					
Förändring i under- och överuttagsposition	-13,9	-4,4	-5,1	-40,7	13,8
Övriga	17,2	9,0	10,2	5,5	24,9
Övriga intäkter	3,3	4,6	5,1	-35,2	38,7
Intäkter och övriga intäkter	1 370,0	677,1	886,1	464,6	1 997,0

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Utvinningskostnader	47,4	20,1	55,3	28,9	117,3
Tariff- och transportkostnader	17,2	8,3	17,4	9,7	37,9
Förändring i lager	0,6	–	-0,5	0,1	-0,4
Övriga	3,7	1,9	5,8	3,2	9,4
Produktionskostnader	68,9	30,3	78,0	41,9	164,2

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge					
Olja från egen produktion	961,2	500,4	712,8	328,9	1 500,2
Kondensat	9,0	5,2	16,1	9,7	43,0
Gas	70,0	33,8	49,0	23,2	111,6
Intäkter	1 040,2	539,4	777,9	415,8	1 654,8
Förändring i under- och överuttagsposition	-13,9	-4,4	-5,1	-40,7	13,8
Övriga intäkter	17,2	9,0	9,3	5,0	24,4
Intäkter och övriga intäkter	1 043,5	544,0	782,1	380,1	1 693,0
Produktionskostnader	-68,9	-30,3	-78,0	-41,9	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-232,7	-114,2	-275,3	-144,2	-567,3
Prospekteringskostnader	-5,9	-6,2	-25,1	-21,3	-72,0
Nedskrivningar av olje- och gästillsångar	–	–	-13,2	-13,2	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar	–	–	–	–	-14,4
Bruttoresultat	736,0	393,3	390,5	159,5	844,5

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Övriga					
Olja från tredje part	326,5	133,1	103,1	84,0	303,5
Intäkter	326,5	133,1	103,1	84,0	303,5
Övriga intäkter	–	–	0,9	0,5	0,5
Intäkter och övriga intäkter	326,5	133,1	104,0	84,5	304,0
Prospekteringskostnader	–	–	-0,8	-0,4	-1,1
Inköp av olja från tredje part	-324,8	-132,6	-103,2	-83,9	-303,3
Bruttoresultat	1,7	0,5	0,0	0,2	-0,4
Summa					
Olja från egen produktion	961,2	500,4	712,8	382,9	1 500,2
Olja från tredje part	326,5	133,1	103,1	84,0	303,5
Kondensat	9,0	5,2	16,1	9,7	43,0
Gas	70,0	33,8	49,0	23,2	111,6
Intäkter	1 366,7	672,5	881,0	499,8	1 958,3
Förändring i under- och överruttagsposition	-13,9	-4,4	-5,1	-40,7	13,8
Övriga intäkter	17,2	9,0	10,2	5,5	24,9
Intäkter och övriga intäkter	1 370,0	677,1	886,1	464,6	1 997,0
Produktionskostnader	-68,9	-30,3	-78,0	-41,9	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-232,7	-114,2	-275,3	-144,2	-567,3
Prospekteringskostnader	-5,9	-6,2	-25,9	-21,7	-73,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-13,2	-13,2	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar	–	–	–	–	-14,4
Inköp av olja från tredje part	-324,8	-132,6	-103,2	-83,9	-303,3
Bruttoresultat	737,7	393,8	390,5	159,7	844,1

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 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Valutakursvinst	9,6	-152,5	139,2	118,8	255,3
Vinst från omförhandling av lånevillkor	183,7	183,7	–	–	–
Ränteintäkter	0,8	0,6	0,2	0,1	1,0
Övriga	3,3	3,2	0,2	0,1	0,4
Finansiella intäkter	197,4	35,0	139,6	119,0	256,7

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Räntekostnader	49,1	24,6	58,1	29,5	115,0
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	1,7	-0,3	11,0	5,0	17,4
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	7,7	3,8	5,8	3,0	13,7
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	9,2	4,6	8,5	4,2	17,5
Engagemangavgifter för lånefacilitet	6,8	3,3	5,4	2,6	11,1
Avgifter för omförhandling av lån	17,3	17,3	–	–	–
Nuvärdesjustering av vinst från omförhandling av lånevillkor	3,7	3,7	–	–	–
Nedskrivningar av övriga aktier	–	–	–	–	11,2
Övriga	0,6	0,1	1,0	0,2	0,7
Finansiella kostnader	96,1	57,1	89,8	44,5	186,6

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Aktuell skatt	8,7	8,4	-1,1	-1,4	-0,5
Uppskjuten skatt	552,0	320,1	219,9	84,3	501,7
Inkomstskatter	560,7	328,5	218,8	82,9	501,2

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 jun 2018	31 dec 2017
Norge		
Producerande tillgångar	2 099,6	2,169,7
Tillgångar under utbyggnad	2 570,7	2,162,4
Aktiverade prospekterings- och utvärderingskostnader	709,2	605,0
	5 379,5	4 937,1

Not 8 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 jun 2018	31 dec 2017
Kundfordringar	263,7	202,7
Underutttag	17,0	29,4
Fordringar på joint operations	15,2	15,6
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	31,8	29,3
Övriga	26,6	27,4
	354,3	304,4

Not 9 – Finansiella skulder MUSD	30 jun 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Banklån	3 895,0	3 955,0
Aktiverade finansieringskostnader	-66,5	-75,0
Aktiverad vinst från omförhandling av lånevillkor	-180,0	–
	3 648,5	3 880,0
Kortfristiga		
Övriga	17,9	–
	17,9	–
	3 666,4	3 880,0

Not 10 – Avsättningar MUSD	30 jun 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Återställningskostnader	490,6	414,6
Långsiktiga incitamentsprogram	1,4	2,8
Övriga	3,4	3,2
	495,4	420,6
Kortfristiga		
Långsiktiga incitamentsprogram	4,9	7,7
	4,9	7,7
	500,3	428,3

Not 11 – Leverantörsskulder och övriga skulder

MUSD	30 jun 2018	31 dec 2017
Leverantörsskulder	25,8	30,1
Överuttag	13,8	12,8
Uppskjutna intäkter	9,0	–
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	189,0	188,9
Övriga upplupna kostnader	18,9	19,5
Övriga	8,0	7,7
	264,5	259,0

Not 12 – 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 2018 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	–	–	–
Derivatinstrument – långfristiga	–	42,7	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	31,7	–
	–	74,4	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	9,6	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	3,0	–
	–	12,6	–
31 december 2017			
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	6,3	–	–
Derivatinstrument – långfristiga	–	26,5	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	7,7	–
	6,3	34,2	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	3,1	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	6,4	–
	–	9,5	–

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 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter	8,3	1,0	4,5	3,5	9,4
Administrationskostnader	-66,8	-39,6	-47,6	-17,0	-146,7
Rörelseresultat	-58,5	-38,6	-43,1	-13,5	-137,3
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	1 720,9	1 716,2	46 544,5	46 544,2	46 786,4
Finansiella kostnader	-0,2	–	-0,5	–	-0,5
	1 720,7	1 716,2	46 544,0	46 544,2	46 785,9
Resultat före skatt	1 662,2	1 677,6	46 500,9	46 530,7	46 648,6
Inkomstskatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	1 662,2	1 677,6	46 500,9	46 530,7	46 648,6

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Periodens resultat	1 662,2	1 677,6	46 500,9	46 530,7	46 648,6
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	1 662,2	1 677,6	46 500,9	46 530,7	46 648,6
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	1 662,2	1 677,6	46 500,9	46 530,7	46 648,6
	1 662,2	1 677,6	46 500,9	46 530,7	46 648,6

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 juni 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	55 118,9
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,1	–
Summa anläggningstillgångar	55 119,0	55 118,9
Omsättningstillgångar		
Fordringar	6,4	7,5
Likvida medel	33,4	4,8
Summa omsättningstillgångar	39,8	12,3
SUMMA TILLGÅNGAR	55 158,8	55 131,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	55 125,2	54 936,6
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,5	0,6
Summa långfristiga skulder	0,5	0,6
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	33,1	194,0
Summa kortfristiga skulder	33,1	194,0
Summa skulder	33,6	194,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	55 158,8	55 131,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	1 662,2	1 677,6	46 500,9	46 530,7	46 648,6
Ej kassaflödespåverkande poster	-5,6	-1,3	-46 605,8	-46 608,7	-46 608,2
Förändringar i rörelsekapital	-160,6	-326,3	108,6	110,0	189,2
Summa kassaflöde från verksamheten	1 496,0	1 350,0	3,7	32,0	229,6
Kassaflöde från investeringar					
Investeringar i övriga materiella tillgångar	-0,1	-0,1	–	–	–
Summa kassaflöde från investeringar	-0,1	-0,1	–	–	–
Kassaflöde från finansiering					
Förändring i långfristiga skulder	–	–	–	-41,9	–
Utbetalning av utdelningar	-1 354,1	-1 354,1	–	–	–
Köp av egna aktier	-119,5	–	–	–	-229,6
Summa kassaflöde från finansiering	-1 473,6	-1 354,1	–	-41,9	-229,6
Förändringar i likvida medel	22,3	-4,2	3,7	-9,9	–
Likvida medel vid periodens början	4,8	31,3	3,2	16,6	3,2
Valutakursdifferenser i likvida medel	6,3	6,3	-0,7	-0,5	1,6
Likvida medel vid periodens slut	33,4	33,4	6,2	6,2	4,8

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	
1 januari 2017	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
30 juni 2017	3,5	861,3	6 828,8	51 020,2	-3 695,3	54 153,7	55 018,5
Totalresultat	–	–	–	147,7	–	147,7	147,7
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	–	-229,6	–	–	-229,6	-229,6
Summa transaktioner med ägare	–	–	-229,6	–	–	-229,6	-229,6
31 december 2017	3,5	861,3	6 599,2	51 167,9	-3 695,3	54 071,8	54 936,6
Överföring av utdelningar från föregående år	–	–	–	-3 695,3	3 695,3	–	–
Totalresultat	–	–	–	1 662,2	–	1 662,2	1 662,2
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-1 354,1	-1 354,1	-1 354,1
Köp av egna aktier	–	–	-119,5	–	–	-119,5	-119,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	-119,5	–	-1,354,1	-1 473,6	-1 473,6
30 juni 2018	3,5	861,3	6 479,7	49 134,8	-1 354,1	54 260,4	55 125,2

Finansiella nyckeltal

Lundin Petroleum tillämpar alternativa nyckeltal i de finansiella rapporterna i enlighet med ESMA:s riktlinjer (European Securities and Markets Authority). Lundin Petroleum bedömer att de alternativa nyckeltalen, bidrar med ytterligare användbar information till fördel för bolagsledningen, investerare, analytiker och övriga intressenter. De har till uppgift att bidra till förståelsen för finansiella utvecklingen av Lundin Petroleum verksamhet och dessutom tydliggöra jämförelsen mellan perioder. Definitioner av nyckeltal beskrivs nedan:

Finansiell data från kvarvarande verksamhet MUSD	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 jun 2017 6 månader	1 apr 2017- 30 jun 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	1 370,0	677,1	886,1	464,6	1 997,0
EBITDA ¹	964,2	507,7	689,3	333,5	1 501,5
Periodens resultat	264,8	36,0	204,8	145,6	380,9
Operativt kassaflöde ¹	967,6	505,8	705,9	340,0	1 530,0
Fritt kassaflöde	261,0	89,2	-24,5	-52,0	203,7
Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet USD					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-0,64	-0,64	-1,24	-1,24	-1,03
Operativt kassaflöde per aktie	2,86	1,49	2,07	1,00	4,50
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,38	1,20	1,77	0,77	3,82
Resultat per aktie	0,78	0,10	0,61	0,43	1,13
Resultat per aktie efter full utspädning	0,78	0,11	0,61	0,43	1,13
EBITDA per aktie	2,85	1,50	2,03	0,98	4,41
EBITDA per aktie efter full utspädning	2,84	1,50	2,02	0,98	4,40
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	338,513,135	338,513,135	340,386,445	340,386,445	339,153,135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens Slut	338,672,675	338,513,135	340,386,445	340,386,445	340,237,772
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	339,709,098	339,549,557	341,682,882	341,628,882	341,380,316
Börskurs SEK					
Börskurs vid periodens slut i SEK	285,70	285,70	162,10	162,10	187,80
Börskurs vid periodens slut i USD ²	31,86	31,86	19,19	19,19	22,88
Nyckeltal från kvarvarande verksamhet					
Räntabilitet på eget kapital (%) ³	—	—	—	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	25	16	10	4	22
Netto skuldsättningsgrad (%) ³	—	—	—	—	—
Soliditet (%)	-4	-4	-11	-11	-6
Andel riskbärande kapital (%)	27	27	6	6	17
Räntetäckningsgrad	17	22	5	4	6
Operativt kassaflöde/räntekostnader	19	21	10	10	12
Direktavkastning	1	1	6	6	5

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

² Börskursen vid periodens slut i USD är baserad på börskursen i SEK och växelkursen mellan SEK och USD vid periodens slut.

³ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 30 juni 2018, 31 december 2017 samt 30 juni 2017.

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.

Fritt kassaflöde: Kassaflöde från verksamheten enligt koncernens kassaflödesanalys minus kassaflöde från investeringar enligt koncernens kassaflödesanalys.

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 tagits i beaktan.

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

EBITDA per aktie efter full utspädning: EBITDA dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier för perioden efter att utspädningseffekten tagits i beaktan.

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 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).

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef tillika verkställande direktören försäkrar att den finansiella rapporten för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2018 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 31 juli 2018

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Peggy Bruzelius

C. Ashley Heppenstall

Lukas H. Lundin

Torstein Sanness

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 2018 till 30 juni 2018. 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 31 juli 2018

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2018) kommer att publiceras den 7 november 2018.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2018) kommer att publiceras den 31 januari 2019.
- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2019) kommer att publiceras den 2 maj 2019.

Årsstämman kommer att hållas den 29 mars 2019 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

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

Sofia Antunes
Investor Relations Officer
Tel: +41 795 23 60 75
sofia.antunes@lundin.ch

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

Definitioner och förkortningar

En utförlig förteckning av definitioner finns på www.lundin-petroleum.com under rubriken "Definitioner".

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

Oljerelaterade förkortningar

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

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldig att offentliggöra enligt EU:s marknadsmissbruksförordning och lagen om värdepappersmarknaden, Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 31 juli 2018 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 uttalande. 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", "anticipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, 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
W lundin-petroleum.com

