



Q1

Delårsrapport för

TREMÅNADERSPERIODEN

som avslutades den 31 mars 2019

Lundin Petroleum AB (publ)

organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

- Starkt produktionsresultat om 78,8 Mboepd, i övre delen av prognosintervallet för kvartalet
- Stark generering av fritt kassaflöde och EBITDA
- Verksamhetskostnad lägre än förväntad om 4,51 USD per fat för kvartalet, prognosen för helåret ligger kvar på 4,25 USD per fat
- Installationer offshore slutförda för Johan Sverdrups första fas, projektet fortlöper stadigt enligt plan med beräknad produktionsstart i november 2019
- Nya projekt – Utbyggnadsplan för Solveigs första fas, förlängt borrtest på Rolvsnes och produktionstest på Frosk beslutade, samt åtagande gjort avseende kompletterande borrning på Edvard Grieg
- Prospekteringsprogrammet för 2019 utökat från 15 till 17 borrningar
- Utdelning om 500 miljoner USD för räkenskapsåret 2018 godkänd av årsstämman 2019

Finansiella resultat

	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Produktion i Mboepd	78,8	83,1	81,1
Intäkter och övriga intäkter i MUSD	491,6	692,9	2 617,4
Operativt kassaflöde i MUSD	385,0	461,8	1 847,8
EBITDA i MUSD	406,0	456,5	1 916,2
Fritt kassaflöde i MUSD	95,8	171,8	663,0
Periodens resultat i MUSD	54,9	228,8	222,1
Resultat per aktie i USD	0,16	0,68	0,66
Nettoskuld	3 303,7	3 724,4	3 398,2

Kommentar från Alex Schneider, koncernchef och vd för Lundin Petroleum:

”Det glädjer mig att kunna presentera ännu ett kvartal av starka resultat i hela vår verksamhet. Våra fält Edvard Grieg och Alvheim har ännu en gång levererat enastående produktionseffektivitet. Detta har tagit produktionen för kvartalet till den övre delen av förväntningarna, samtidigt som vi fortsätter att hålla branschledande låga verksamhetskostnader och bibehåller våra väl etablerade resultat inom hälsa, säkerhet och miljö. Dessutom har trenden med de lägsta nivåerna av koldioxidintensitet i branschen på Edvard Griegfältet fortsatt och uppgår till mindre än en fjärdedel av genomsnittet i världen.

”På Johan Sverdrup nådde vi en betydande milstolpe i och med slutförandet av installation offshore av alla plattformar och broar i slutet av mars. Arbetet med sammankoppling och driftsättning har nu börjat på allvar, samtidigt som anslutning till de åtta förbörtrade produktionsborrningarna pågår. Eftersom merparten av driftsättningen av dessa anläggningar utförs på land, och kan installeras i ett enda lyft med fartyget Pioneering Spirit, så är jag övertygad om att vi når produktionsstart enligt plan i november 2019 för denna tillgång i världsklass.

”På vår kapitalmarknadsdag i januari presenterade jag de sju potentiella projekt vi har i pipeline och jag kan med glädje konstatera att fyra av dessa nu är på gång. Detta, tillsammans med besluten avseende den första utbyggnadsfasen av Solveig och borrtestet på Rolvsnes samt åtaganden avseende de kompletterande borrningarna på Edvard Grieg, gör att vår plattformproduktionsprofil i det större Edvard Griegområdet kommer att utökas ytterligare. Detta är ett tydligt exempel på hur en organisk tillväxtstrategi kan skapa betydande värde på ett hållbart sätt.

”Under kvartalet utökade vi också vårt borrhprogram för prospektering med ytterligare två borrningar och med dessa totalt 17 borrningar blir 2019 års program vårt mest omfattande någonsin. Året har börjat bra med framgångar vid Froskelårborrningen i närheten av Alvheim. Det återstående programmet har som målsättning att nå obekräftade resurser på över 400 MMboe, netto, vilket säkerställer att det betydande prospekteringsprogrammet för året fortsätter.

”Vi har haft en stark start på året och med färdigställandet av installation av plattformarna på Johan Sverdrup, det pågående prospekteringsprogrammet med hög potential, stark produktion med branschledande låga verksamhetskostnader samt väl etablerade resultat inom hälsa, säkerhet och miljö förblir jag fast förvissad om Lundin Petroleums förmåga att fortsätta skapa finansiell och organisk tillväxt.”

Lundin Petroleum är ett av Europas ledande oberoende bolag för prospektering och produktion av olja och gas. Bolaget fokuserar på verksamhet i Norge och är noterat på Nasdaq Stockholm (ticker "LUPE"). Läs mer om Lundin Petroleums verksamhet på www.lundin-petroleum.com

Definitioner och förkortningar finns på sidorna 29 och 30.

VERKSAMHETEN

Samtliga belopp och uppdateringar som redovisas i denna verksamhetsrapport avser, om inte annat anges, den tremånadersperiod som avslutades den 31 mars 2019 (rapporteringsperioden).

Norge

Produktion

Produktionen uppgick till 78,8 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd), vilket var i den övre delen av prognosintervallet och 3 procent högre än intervallets medianvärde för kvartalet. Det goda utfallet beror på resultaten från såväl anläggningar som reservoarer på Edvard Griegfältet. Produktionsprognosen för helåret förblir mellan 75 och 95 Mboepd, vilket speglar det förväntade tidsspannet kring produktionsstarten av Johan Sverdrupfältet i november 2019.

Verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,51 USD per fat, vilket är 5 procent lägre än prognosen för kvartalet. Prognosen för verksamhetskostnaderna för helåret förblir 4,25 USD per fat.

Produktion i Mboepd		1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Norge				
Olja		70,1	73,6	71,9
Gas		8,7	9,5	9,2
Summa produktion		78,8	83,1	81,1
Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Edvard Grieg	65%	63,3	63,9	63,6
Ivar Aasen	1,385%	0,9	0,9	0,9
Alvheim	15%	10,0	8,9	9,3
Volund	35%	4,2	8,2	6,5
Boyla	15%	0,4	1,0	0,7
Brynhild	51%	—	0,1	—
Gaupe	40%	—	0,1	0,1
		78,8	83,1	81,1

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

Produktionen från Edvard Griegfältet var över förväntan tack vare en stark produktionseffektivitet på 99 procent, vilket överträffade prognos. Resultaten från reservoaren fortsätter att överträffa förväntningarna med en låg vattenproduktion och en total reservoarpotential som med råge överstiger anläggningarnas tillgängliga kapacitet. Ett kompletterande borrhprogram på Edvard Griegfältet planeras för 2020 med målsättning att nå 16 MMboe betingade bruttoresurser genom tre borrhningar. Jack-up-riggen Rowan Viking, som använts för samtliga utbyggnadsborrhningar på Edvard Griegfältet, har kontrakterats för det kompletterande borrhprogrammet och innehåller tre bekräftade borrhningar samt option på ytterligare ett antal borrhningar. Verksamhetskostnaden för Edvard Griegfältet, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,41 USD per fat.

Produktionen från Ivar Aasenfältet var i linje med förväntningarna. Två kompletterande borrhningar påbörjades i april 2019 med förväntad produktionsstart under tredje kvartalet 2019.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Boyla ingår, var i linje med förväntningarna. Produktionseffektiviteten för Alvheim FPSO:n på 97 procent översteg förväntningarna. I april 2019 slutfördes en kompletterande sidospårsborrhning på Volundfältet, med förväntad produktionsstart under andra kvartalet 2019. Borrhtestet på Frosk pågår för närvarande och produktionsstart förväntas under tredje kvartalet 2019. Produktionen från Froskborrhningen kommer att utnyttja Boyla-anläggningarna och planeras som en tvågrenad borrhning och inkludera två pilothål, varav ett kommer att testa prospekteringsstrukturen Froskelår North East. Verksamhetskostnaden för Alvheimområdet var 5,79 USD per fat.

Utbyggnad

Fält	l.a.	Operatör	Uppskattade bruttoresurser	Förväntad produktionsstart	Förväntad maximal bruttoproduktion
Johan Sverdrup	22,6%	Equinor	2,2 – 3,2 Bn boe	november 2019	660 Mbopd
Solveig Fas 1	65%	Lundin Norway	57 MMboe	Q1 2021	30 Mboepd
Rolvsnes EWT	50% ¹	Lundin Norway	—	Q2 2021	3 Mboepd

¹ Lundin Petroleum's licensandel kommer att öka till 80% när transaktionen med Lime Petroleum slutförs

Johan Sverdrup

Den första fasen av Johan Sverdrupprojektet fortgår enligt plan och mer än 85 procent har nu slutförts. En avgörande milstolpe nåddes i mars 2019, då plattformarna bestående av processanläggning och boendeplattform installerades med hjälp av fartyget Pioneering Spirit. Två broar installerades också med framgång. Denna insats avslutar de huvudsakliga installationsaktiviteterna för projektets första fas, som innefattar fyra stålunderställ och processdäck, tre ramar för vatteninjicering, olje- och gasexportledningarna samt strömförsörjning via kabel från land. Anslutning och driftsättning av fältcentret kommer nu att genomföras, parallellt med anslutning till de åtta förbörjade produktionsborrningarna. Två boendeenheter finns på plats offshore som tillsammans med de nyligen installerade boendeanläggningarna kommer att möjliggöra för en arbetsstyrka på upp till 1 000 personer att arbeta med anslutning och färdigställande av anläggningarna. När nu de sista återstående anläggningarna framgångsrikt installerats ligger projektet stadigt i fas för produktionsstart enligt plan i november 2019. Produktionskapaciteten för den första fasen uppskattas till 440 Mbopd, brutto och upptrappning till plåtproduktion som förväntas pågå fram till sommaren 2020.

Investeringen för projektets första fas uppgår enligt uppskattningen från augusti 2018 till nominellt 86 miljarder NOK, brutto, att jämföras med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen 2015 om nominellt 123 miljarder NOK, vilket motsvarar en besparing på över 30 procent, exklusive de ytterligare valutakursvinster som en omräkning till USD skulle innebära.

Utbyggnadsplanen för projektets andra fas lämnades in till det norska olje- och energidepartementet i augusti 2018 och godkännande förväntas under andra kvartalet 2019. Den andra fasen innefattar installation av en andra processanläggningsplattform som kommer att sammanlänkas med första fasens fältcenter och anläggningar längs havsbotten för att kunna ansluta fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsoy och Geitungen, samt implementering av en förbättrad utvinningsteknik genom alternering av vatten- och gasinjicering för hela fältet. I samband med utbyggnaden av den andra fasen planeras 28 nya borrningar. Produktionsstart för den andra fasen är planerad till fjärde kvartalet 2022 och kommer att öka fältets plåtproduktionskapacitet till 660 Mbopd, brutto. Break-even för hela fältet förväntas uppnås vid ett oljepris på under 20 USD per fat.

Investeringen för den andra fasen uppskattas till nominellt 41 miljarder NOK, brutto, vilket är oförändrat jämfört med uppskattningen i utbyggnadsplanen för den andra fasen och en besparing på över 50 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen för första fasen. Projektets andra fas fortlöper enligt plan och viktiga kontrakt har tilldelats för processdäck, stålunderställ och undervattensanläggning för produktion. Detaljerat projekteringsarbete fortlöper enligt plan och byggandet av den andra processanläggningsplattformen påbörjades i mars 2019 vid Aibelvarvet i Thailand.

Återkopplingsprojekt i det större Edvard Griegområdet

Utbyggnadsplanen för Solveigprojektets första fas lämnades in till det norska olje- och energidepartementet i mars 2019 och godkännande förväntas under andra kvartalet 2019. Solveig är den första undervattensutbyggnaden som en återkoppling till Edvard Grieg och kommer att bidra till att till fullo utnyttja Edvard Griegplattformens kapacitet under en förlängd tidsperiod. Första fasen kommer att byggas ut med tre oljeproduktionsborrningar samt två vatteninjiceringsborrningar och kommer att nå en plåtproduktion om 30 Mboepd, brutto, med planerad produktionsstart under första kvartalet 2021.

Bevisade och sannolika reserver för Solveigs första fas uppskattas till 57 MMboe, brutto. Investeringen för Solveigutbyggnaden uppskattas till 810 MUSD, brutto med en break-even på under 30 USD per fat. Produktionsresultaten under den första fasen kommer att minska osäkerheten i bedömningen av huruvida bolaget ska gå vidare med ytterligare utbyggnadsfaser för att fänga ytterligare resurspotential.

Solveigprojektets första fas fortlöper enligt plan. Alla betydande kontrakt har tilldelats och modifieringar av Edvard Griegplattformen kommer att påbörjas under andra kvartalet 2019.

Ansökan för genomförande av det förlängda borrtestet på Rolvsnes lämnades in i april 2019. Det förlängda borrtestet på Rolvsnes kommer att utföras genom en 3 km lång återkoppling längs havsbotten från den befintliga horisontella Rolvsnesborrningen till Edvard Griegplattformen. Projektet kommer att genomföras tillsammans med Solveigprojektet för att skapa synergieffekter inom upphandling och implementering, med planerad produktionsstart under andra kvartalet 2021. Borrning av Goddostrukturen, som ligger på samma geologiska förlängning, planeras under andra kvartalet 2019. Det kombinerade prospekteringsområdet för Rolvsnes och Goddo uppskattas innehålla bruttoresurser om mer än 250 MMboe.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2019

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL167	Equinor	20%	Lille Prinsen	Andra kvartalet 2019	

Den planerade utvärderingsborrningen på Alta/Gohta under 2019 har flyttats fram till 2020, i syfte att ge ytterligare tid för att slutföra det tekniska arbete som krävs för att bedöma utvärderingsstrategin framöver. Lundin Petroleum har ett flexibelt kontrakt med riggen Leiv Eiriksson, med ett tillräckligt antal optioner för att kunna täcka bolagets borrprogram som operatör under 2019. Den uppskjutna utvärderingsborrningen på Alta/Gohta innebär att ConocoPhillips kan utnyttja Leiv Eirikssonriggen och redan under 2019 genomföra två prospekteringsborrningar i PL917 där Lundin Petroleum innehar licensandelar.

Prospektering

Borrprogram för 2019

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Resultat
PL857	Equinor	20%	Gjøkåsen Shallow	December 2018	Torr
PL767	Lundin Norway	50%	Pointer/Setter	Januari 2019	Torr
PL869	AkerBP	20%	Froskelår Main	Januari 2019	Olje- och gasfyndighet
PL857	Equinor	20%	Gjøkåsen Deep	Februari 2019	Torr
PL338	Lundin Norway	65%	Jorvik/Tellus East	Mars 2019	Pågår
PL869	AkerBP	20%	Froskelår North East	Mars 2019	Pågår
PL539	MOL	20%	Vinstra/Otta	April 2019	Pågår
PL916	AkerBP	20%	JK	April 2019	Pågår
PL859	Equinor	15%	Korpfjell Deep	Andra kvartalet 2019	
PL815 ¹	Lundin Norway	40%	Goddo	Andra kvartalet 2019	
PL758	Capricorn	20%	Lynghaug	Andra kvartalet 2019	
PL869	AkerBP	20%	Rumpetroll	Tredje kvartalet 2019	
PL820S	MOL	30%	Evra/Iving	Tredje kvartalet 2019	
PL896	DEA	20%	Toutatis	Tredje kvartalet 2019	
PL921	Equinor	15%	Gladshheim	Fjärde kvartalet 2019	
PL917	ConocoPhillips	20%	Enniberg	Fjärde kvartalet 2019	
PL917	ConocoPhillips	20%	Hasselbaink	Fjärde kvartalet 2019	

¹Lundin Petroleum's licensandel kommer att öka till 60% när transaktionen med Lime Petroleum slutförs

2019 års borrprogram tack vare av omprioriteringar kunnat utökas till 17 borrhningar, av vilka fyra har slutförts och resulterat i en oljefyndighet. Det återstående borrprogrammet har som mål att nå över 400 MMboe obekräftade nettoresurser. 2019 års prognos avseende prospekterings- och utvärderingsutgifter ligger kvar på 300 MUSD.

I februari 2019 genomfördes borrhningen på strukturen Gjøkåsen Shallow i PL857 i sydöstra Barents hav. Borrhningen var torr.

I februari 2019 genomfördes borrhningen på strukturerna Pointer/Setter i PL767 i södra Barents hav. Borrhningen var torr.

I mars 2019 upptäcktes en olje- och gasfyndighet på strukturen Froskelår Main i PL869, i Alvheimområdet. Fyndigheten uppskattas innehålla bruttoresurser om mellan 60 och 130 MMboe och det finns en möjlighet att delar av fyndigheten fortsätter in i brittiskt territorium. Froskelår Main kommer att bedömas som en del i en möjlig gemensam utbyggnad tillsammans med Froskfyndigheten.

I mars 2019 påbörjades en tvågrenad borrhning med strukturerna Jorvik och Tellus East i den östra delen av Edvard Griegfältet i PL338 som mål. Borrhningen syftar till att hitta förlängningar av de reservoarer som upptäckts på Edvard Grieg: konglomerat/grovkornig sandsten på Jorvikstrukturen, samt uppsprucken och vittrad berggrund som potentiellt är omsluten av sandsten på Tellus East-strukturen. Tillsammans uppskattas de två strukturerna innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 23 MMboe, brutto. Skulle borrhningen bli framgångsrik kan strukturerna byggas ut genom borrhningar som genomförs från Edvard Griegplattformen.

I april 2019 genomfördes borrhningen på strukturen Gjøkåsen Deep i PL857 i sydöstra Barents hav. Borrhningen var torr.

I april 2019 påbörjades en borrhning med två mål på strukturerna Vinstra/Otta i PL539 i Mandalhöjdsområdet i Nordsjön. Målet för Vinstra är sandsten från permperiod i rotligendesformation och målet för Otta är sandsten från juraperiod, med sammanlagda obekräftade prospekteringsresurser om 555 MMboe, brutto.

I april 2019 påbörjades borrhning på JK strukturen i PL916 norr om Utsirahöjdsområdet i Nordsjön. Målet för borrhningen är sandsten i statfjordsformation från juraperiod med obekräftade prospekteringsresurser om 243 MMboe, brutto.

Återställning

Arbete med att ta fram en återställningsplan för Brynhildfältet pågår för närvarande och återställningsaktiviteterna planeras till 2020/2021. Jack-up-riggen Rowan Viking har kontrakterats för att plugga igen och återställa Brynhilds fyra utbyggnadsborrhningar.

Produktionen vid Gaupefältet avslutades under fjärde kvartalet 2018 och arbete med en återställningsplan pågår.

Licenstilldelningar och transaktioner

I januari 2019 tilldelades Lundin Petroleum 15 licenser i 2018 års norska licensrunda för tilldelning i fördefinierade områden (APA), varav nio som operatör.

I januari 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva Lime Petroleums 30-procentiga licensandelar i PL338C och PL338E samt 20-procentiga licensandel i PL815, där oljefyndigheten Rolvsnes och Goddostrukturen ligger. Transaktionen kommer att öka Lundin Petroleums licensandelar i PL338C och PL338E till 80 procent samt i PL815 till 60 procent. Transaktionen innebär en kontantersättning till Lime Petroleum och är villkorad av godkännande från den norska staten. Transaktionen sker med verkan från den 1 januari 2019 och förväntas slutföras i mitten av 2019.

Lundin Petroleum har i den åttonde danska licensrundan ansökt om att utöka bolagets prospekteringsareal på Mandalhöjden in i danskt territorium och licenstilldelning förväntas bekräftas under andra kvartalet 2019.

Bolaget innehar för närvarande 80 licenser i Norge, vilket är en ökning med cirka 65 procent jämfört med början av 2018.

Ryssland

Lundin Petroleum har tidigare avfört oljefyndigheten Morskaya från bolagets betingade resurser och skrivit ner tillgångens bokförda värde till noll, då det bedömdes osannolikt att fyndigheten skulle kunna byggas ut kommersiellt inom överskådlig tid. Efter en genomgång av potentiella alternativ har partnerskapet slagit fast att det ej är möjligt att skapa värde från tillgången och Morskayalicensen har därför återlämnats.

Hälsa, säkerhet och miljö

Under rapporteringsperioden inträffade inga rapporterbara säkerhetsincidenter eller incidenter med väsentlig inverkan på miljön. Den branschledande trend med låga nivåer av koldioxidintensitet som Edvard Griegfältet har uppvisat, har fortsatt under det första kvartalet och uppgick till 4,5 CO₂e kg per boe.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för rapporteringsperioden uppgick till 267,2 MUSD (337,6 MUSD). Minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på prospekteringsutgifter som kostnadsförts under rapporteringsperioden i kombination med något lägre produktionsvolymen och oljepriser, till viss del kompenserade av lägre avskrivningar.

Resultatet för rapporteringsperioden uppgick till 54,9 MUSD (228,8 MUSD), motsvarande ett resultat per aktie om 0,16 USD (0,68 USD) och inkluderade en lägre valutakursvinst om 0,8 MUSD (162,1 MUSD). Exklusive valutakursförändringar uppgick resultatet till 54,1 MUSD (66,7 MUSD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) för rapporteringsperioden uppgick till 406,0 MUSD (456,5 MUSD), motsvarande EBITDA per aktie om 1,20 USD (1,35 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 385,0 MUSD (461,8 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,14 USD (1,36 USD). Fritt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 95,8 MUSD (171,8 MUSD), motsvarande fritt kassaflöde per aktie om 0,28 USD (0,51 USD).

Koncernförändringar

I januari 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva Lime Petroleums 30-procentiga licensandelar i PL338C och PL338E samt 20-procentiga licensandel i PL815, där oljefyndigheten Rolvsnes och Goddostrukturen ligger. Transaktionen kommer att öka Lundin Petroleums licensandelar i PL338C och PL338E till 80 procent samt i PL815 till 60 procent. Transaktionen innebär en kontantersättning till Lime Petroleum om 43 MUSD samt en villkorad betalning om ytterligare 2 MUSD som potentiellt förfaller till betalning 12 månader efter transaktionens slutdatum. Transaktionen är föremål för sedvanligt godkännande från norska staten.

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 491,6 MUSD (692,9 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 för rapporteringsperioden uppgick till 476,5 MUSD (694,2 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit per fat oljeekvivalenter för den egna produktionen uppgick till 60,88 USD (64,53 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 63,13 USD (66,82 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Försäljning olja			
– Kvantitet i Mboe	5 998,5	6 958,1	26 834,7
– Genomsnittspris per bbl	64,78	66,23	69,97
Försäljning gas och NGL			
– Kvantitet i Mboe	1 169,2	782,9	3 682,0
– Genomsnittspris per boe	40,87	51,01	52,74
Summa försäljning			
– Kvantitet i Mboe	7 167,7	7 741,0	30 516,7
– Genomsnittspris per boe	60,88	64,53	67,89

Tabellen ovan exkluderar oljeintäkter från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 40,1 MUSD (193,4 MUSD) för rapporteringsperioden 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 för rapporteringsperioden uppgick till en intäkt om 7,5 MUSD (kostnad om 9,5 MUSD), beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 7,6 MUSD (8,2 MUSD) och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 7,0 MUSD (7,6 MUSD), hänförliga till tariff som betalats av Ivar Aasen till Edvard Grieg

Produktionskostnader

Produktionskostnader för rapporteringsperioden, inklusive förändringar i lager, uppgick till 40,1 MUSD (38,6 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

Produktionskostnader	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Utvinningskostnader			
– i MUSD	28,0	27,3	102,5
– i USD per boe	3,95	3,65	3,46
Tariff- och transportkostnader			
– i MUSD	11,0	8,9	35,2
– i USD per boe	1,55	1,18	1,19
Verksamhetskostnader			
– i MUSD	39,0	36,2	137,7
– i USD per boe ¹	5,50	4,83	4,65
Förändringar i lager			
– i MUSD	0,0	0,6	0,6
– i USD per boe	0,00	0,08	0,02
Övrigt			
– i MUSD	1,1	1,8	7,1
– i USD per boe	0,15	0,24	0,24
Produktionskostnader			
– i MUSD	40,1	38,6	145,4
– i USD per boe	5,65	5,15	4,91

Not: USD per boe beräknas som kostnaden dividerat med producerad volym för perioden.

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna om 5,50 USD (4,83 USD) per fat för rapporteringsperioden minskar till 4,51 USD (3,82 USD) per fat när tariffintäkter netto redovisas.

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 28,0 MUSD (27,3 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 25,1 MUSD (24,9 MUSD).

Utvinningskostnaderna per fat för rapporteringsperioden uppgick till 3,95 USD (3,65 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt och till 3,54 USD (3,33 USD) per fat exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 11,0 MUSD (8,9 MUSD) eller 1,55 USD (1,18 USD) per fat. Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror på lägre produktionsvolym i kombination med en lägre avskrivningsgrad per fat i USD, eftersom avskrivningsgraden per fat beräknas i norska kronor och den norska kronan försvagats gentemot US-dollar.

Övriga kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 1,1 MUSD (1,8 MUSD) och avsåg tecknandet av en driftstoppsförsäkring.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader för rapporteringsperioden uppgick till 99,8 MUSD (118,5 MUSD), vilket motsvarade en genomsnittlig kostnad om 14,08 USD (15,84 USD) per fat som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna för rapporteringsperioden jämfört med samma period föregående år beror på lägre produktionsvolym i kombination med en lägre avskrivningsgrad per fat i USD, eftersom avskrivningsgraden per fat beräknas i norska kronor och den norska kronan försvagats gentemot US-dollar.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnader som redovisats i resultaträkningen för rapporteringsperioden uppgick till 37,3 MUSD (-0,3 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.

Inköp av olja från tredje part

Inköp av olja från tredje part för rapporteringsperioden uppgick till 40,1 MUSD (192,2 MUSD) och avsåg inköp av Grane Blend olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 7,1 MUSD (6,3 MUSD) och innehöll en kostnad om 1,4 MUSD (1,0 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 1,7 MUSD (0,7 MUSD) för rapporteringsperioden och ökningen är hänförlig till avskrivning av tillgångar med nyttjanderätt som redovisats till följd av införandet av standarden IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 9,1 MUSD (162,4 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 0,8 MUSD (162,1 MUSD). Valutakursförändringar uppstår vid betalnings-transaktioner 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 valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar för rapporteringsperioden uppgick till 3,8 MUSD (vinst om 5,4 MUSD).

US-dollar stärktes gentemot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursförlust på 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.

Förfallna räntesäkringsavtal resulterade i en vinst om 7,9 MUSD (förlust om 2,0 MUSD).

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 39,9 MUSD (39,0 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 16,8 MUSD (24,5 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 24,2 MUSD (21,6 MUSD). De sammanlagda räntekostnaderna är lägre än under jämförelseperioden, främst till följd av att ett lägre lånebelopp utnyttjats på den reservbaserade lånefaciliteten.

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 4,2 MUSD (4,6 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg kostnaden för upprättandet av kreditfaciliteten. Dessa avgifter kostnadsförs över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Engagemangsbavgifter för lånefaciliteter för rapporteringsperioden uppgick till 3,4 MUSD (3,5 MUSD) och minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror på att en lägre marginal för engagemangsbavgifterna har omförhandlats inom ramen för den reservbaserade kreditfaciliteten, vilket kompenseras av att ett lägre lånebelopp utnyttjats. De nya villkoren 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 10,6 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. Under 2018 omförhandlades villkoren för den reservbaserade kreditfaciliteten, vilket resulterade i att räntemarginalen över LIBOR sänktes från 3,15 procent till 2,25 procent. De nya lånevillkoren trädde i kraft den 1 juni 2018. Justeringen av räntemarginalen resulterade i en redovisningsmässig nettovinst för 2018 om 183,7 MUSD i enlighet med IFRS 9.

Andel i resultat från intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till -0,2 MUSD (MUSD -0,0) för rapporteringsperioden och avsåg andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd.

Skatt

Den totala skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 181,3 MUSD (232,2 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 26,4 MUSD (0,3 MUSD), varav 26,3 MUSD (– MUSD) avsåg Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge avsåg endast bolagsskatt och inte den särskilda petroleumskatten eftersom bolaget fortfarande kan dra fördel av skattemässiga underskott inom detta skatteslag. Den skatt som betalats under rapporteringsperioden uppgick till 6,4 MUSD, vilket har resulterat i en ökning av den aktuella skatteskulden jämfört med samma period föregående år.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 154,9 MUSD (231,9 MUSD) och var 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.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gästtillgångar uppgick till 5 569,5 MUSD (5,341,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utgifter för utbyggnad, prospektering och utvärdering beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Norge	161,7	171,0	701,9
Utbyggnadsutgifter	161,7	171,0	701,9

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 161,7 MUSD (171,0 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till Johan Sverdrupfältet. Dessutom aktiverades ränteutgifter till ett belopp om 24,2 MUSD (21,6 MUSD).

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Norge	87,3	54,1	310,6
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	87,3	54,1	310,6

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 87,3 MUSD (54,1 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg främst prospekteringsborrningarna Gjøkåsen Shallow och Gjøkåsen Deep i PL857, Pointer/Setter i PL767, Froskelår i PL869 och Jorvik/Tellus East i PL338.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 49,0 MUSD (13,6 MUSD) och beskrivs i not 8. Till följd av införandet av IFRS 16, som trädde ikraft den 1 januari 2019, har bolaget redovisat tillgångar med nyttjanderätt uppgående till 35,9 MUSD (– MUSD).

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

Derivatinstrument uppgick till 0,5 MUSD (2,7 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likvidad efter tolv månader.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 39,4 MUSD (36,5 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 272,4 MUSD (219,3 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar uppgick till 203,2 MUSD (153,7 MUSD), de inkluderade fakturerade leveranser och är ej förfallna. Underuttag uppgick till 10,9 MUSD (4,6 MUSD) och avsåg underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst från Alvheimområdet. Fordringar på joint operations uppgick till 12,3 MUSD (17,0 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 30,0 MUSD (26,9 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 16,0 MUSD (17,1 MUSD) och inkluderade en kortfristig fordran om 14,1 MUSD på IPC avseende rörelsekapital till följd av avknoppningen samt andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 23,5 MUSD (34,0 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likvidad inom tolv månader.

Likvida medel uppgick till 91,3 MUSD (66,8 MUSD), varav 10,8 MUSD (– MUSD) är bundna. Likvida medel innehas främst för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 236,0 MUSD (3 262,0 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 3 395,0 MUSD (3 465,0 MUSD) och avsåg det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter avseende uppläggningskostnader för koncernens kreditfacilitet uppgick till 50,5 MUSD (54,1 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. En redovisningsmässig vinst om 139,3 MUSD (148,9 MUSD) hänförlig till omförhandlingen av lånevillkoren för den reservbaserade kreditfaciliteten under 2018 har aktiverats i redovisningen och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. Leasingåtaganden uppgick till 30,8 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den långfristiga delen av leasingåtagandena efter införandet av IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019. Den kortfristiga delen av leasingåtagandena redovisas som kortfristiga skulder.

Avsättningar uppgick till 532,3 MUSD (489,1 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 525,0 MUSD (483,9 MUSD) och avsåg den långfristiga delen av framtida återställningsåtaganden. Ökningen avsåg främst utbyggnaden av Johan Sverdrup med installation av två plattformar under rapporteringsperioden. Den kortfristiga delen av framtida återställningsåtaganden redovisades som kortfristiga skulder.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 2 279,9 MUSD (2 103,0 MUSD). Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gästtillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 78,9 MUSD (64,9 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likvidad efter tolv månader.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga finansiella skulder uppgick till 5,3 MUSD (— MUSD) och beskrivs i not 10.

Utdelningar uppgick till 501,2 MUSD (— MUSD) och var hänförliga till den kontantutdelning som godkänts av årsstämman som hölls den 29 mars 2019 i Stockholm och kommer att betalas ut kvartalsvis.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 243,4 MUSD (204,6 MUSD) och beskrivs i not 12. Överuttag uppgick till 4,2 MUSD (5,4 MUSD) och avsåg en överuttagsposition gällande Edvard Griegfältet. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 177,7 MUSD (147,4 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 16,8 MUSD (17,6 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 6,9 MUSD (7,6 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 20,0 MUSD (20,0 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga skatteskulder uppgick till 91,1 MUSD (70,4 MUSD) och avsåg huvudsakligen bolagsskatt i Norge.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 16,3 MUSD (12,5 MUSD) och beskrivs i not 11. Den kortfristiga delen av avsättningen för framtida återställningsåtaganden uppgick till 6,6 MUSD (6,6 MUSD) och den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program uppgick till 9,7 MUSD (5,9 MUSD).

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Moderbolagets resultat för rapporteringsperioden uppgick till 4 603,8 MSEK (-15,4 MSEK) och inkluderade finansiella intäkter om 4 638,1 MSEK (— MSEK) till följd av utdelningar som erhöles från ett dotterbolag. Exklusive dessa finansiella intäkter uppgick resultatet för moderbolaget till -34,3 MSEK (-15,4 MSEK).

I resultatet för rapporteringsperioden ingick administrationskostnader om 42,3 MSEK (27,2 MSEK) och utöver de erhållna utdelningar som nämns ovan uppgick de finansiella intäkterna till 0,6 MSEK (4,5 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 Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om — MUSD (112,2 MUSD).

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 50,6 MUSD (340,2 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 14,1 MUSD och förfaller till betalning i mitten av 2019.

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 ekonomiska antaganden som överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa aktier i dotterbolag och bolagets andelar i vissa produktionslicenser samt genom några av de pantsatta bolagens bankkonton.

Eventualförpliktelser

Åklagarmyndigheten har delgivit Lundin Petroleum ett yrkande om en företagsbot samt förverkande av ekonomiska fördelar avseende tidigare verksamhet i Sudan från 1997 till 2003. Enligt informationen i delgivningen kan åklagaren yrka på en företagsbot om 3 MSEK och förverkande av ekonomiska fördelar från påstått brott om 3 282 MSEK, baserat på vinsten från försäljningen av Block 5A-tillgången under 2003 om 720 MSEK. Eventuellt förverkande av ekonomiska fördelar eller företagsbot kan endast påföras i samband med att en dom i en eventuell rättegång meddelas. Förundersökningen är inne på sitt nionde år och Lundin Petroleum är fortsatt övertygat om att det helt saknas grund för alla anklagelser om felaktigt agerande av någon företrädare för bolaget och bolaget kommer kraftfullt att bestrida en eventuell företagsbot eller förverkande av ekonomiska fördelar. Bolaget betraktar detta som en eventualförpliktelse och därför har ingen avsättning gjorts i redovisningen.

Händelser efter balansdagens utgång

Inga väsentliga 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 2018 gjorde Lundin Petroleum återköp av ytterligare 640 000 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 186,77 SEK, i enlighet med bemyndigandet från årsstämman 2017, med resultatet att bolagets innehav av egna aktier uppgick till 1 873 310.

Lundin Petroleum's årsstämma som hölls den 29 mars 2019 i Stockholm beslutade att godkänna en kontantutdelning för 2018 om 1,48 USD per aktie, att utbetalas i fyra kvartalsvisa delbetalningar om 0,37 USD per aktie. Före varje utbetalningstillfälle kommer den kvartalsvisa utdelningen om 0,37 USD per aktie att omvandlas till ett belopp i SEK, baserat på Riksbankens valutakurs för USD till SEK fyra arbetsdagar före varje avstämningsdag (avrundat till närmaste hela 0,01 SEK per aktie). Det slutgiltiga motsvarande beloppet i USD som aktieägarna erhåller kan därför skilja något beroende på valutakursen USD/SEK på utbetalningsdagen. Baserat på antalet utestående aktier, exklusive bolagets egna aktier, uppgick den godkända utdelningen till ett belopp om 4 638,7 MSEK, motsvarande 501,0 MUSD baserat på valutakursen vid datumet för årsstämman.

Den första delbetalningen av utdelningen gjordes den 5 april 2019, Den andra delbetalningen förväntas ske runt den 8 juli 2019, med förväntad avstämningsdag den 3 juli 2019 och förväntad första handelsdag utan rätt till utdelning den 2 juli 2019. Den tredje delbetalningen förväntas ske runt den 7 oktober 2019, med förväntad avstämningsdag den 2 oktober 2019 och förväntad första handelsdag utan rätt till utdelning den 1 oktober 2019. Den fjärde delbetalningen förväntas ske runt den 9 januari 2020, med förväntad avstämningsdag den 3 januari 2020 och förväntad första handelsdag utan rätt till utdelning den 2 januari 2020.

I enlighet med svensk bolagslagstiftning ska ett maximalt utdelningsbelopp i SEK beslutas i förväg för att säkerställa att utbetalda utdelningar inte överstiger bolagets disponibla vinstmedel. Maxbeloppet för 2018 års utdelning har satts till 7 665 MSEK (d.v.s. 1 916 MSEK per kvartal). Om den totala utdelningen skulle överstiga maxbeloppet om 7 665 MSEK, kommer utdelningen automatiskt att justeras ned så att den totala utdelningen motsvarar maxbeloppet 7 665 MSEK.

Ersättningar

Lundin Petroleum's ersättningsprinciper och information om de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2018 samt i information som utgått till aktieägarna inför årsstämman 2019. 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 31 mars 2019 var 107 794 respektive 188 064 och 226 389.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2018 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2018 och kostnaden redovisas från och med det andra halvåret 2018. Det totala antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2019 uppgick till 278 917 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2018, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 167,10 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2017 gäller från och med den 1 juli 2017 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2019 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 31 mars 2019 uppgick till 409 343 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.

Redovisningsprinciper

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

IFRS 16 Leasing trädde i kraft den 1 januari 2019. Enligt IFRS 16 ska alla avtal som uppfyller definitionen för leasing, med några undantag, redovisas i balansräkningen som rätten att använda en tillgång och leasingskuld. Leasingavgifter ska redovisas som räntekostnad och reducera leasingskulden. Koncernen har gjort följande val vad gäller övergångsregler: (a) tillämpning med modifierad retroaktivitet, (b) rätten att använda en tillgång kommer att beräknas med ett belopp som motsvarar leasingskulden och (c) leasingavtal med mindre än 12 månaders återstående löptid vid årets slut 2018 kommer ej att redovisas som leasingavtal. Koncernen har valt att tillämpa följande principer: kortsiktiga leasingavtal (kortare än 12 månader) och leasingavtal avseende tillgångar till mindre värde kommer inte att redovisas i balansräkningen utan kommer att kostnadsföras löpande.

Lundin Petroleum har bedömt vilken påverkan IFRS 16 har på koncernens finansiella rapporter och har endast identifierat ett relevant leasingavtal, vilket inte har någon väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter. Bolaget redovisade tillgångar med nyttjanderätt och leasingåtaganden uppgående till 36,6 MUSD från och med den 1 januari 2019.

Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2018.

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 2018.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har ingått valutasäkringskontrakt för att möta delar av det framtida kapitalbehovet i NOK relaterade till de utbyggnadsprojekt bolaget åtagit sig, liksom för att möta delar av bolagets framtida skatteåtaganden i NOK. Per den 31 mars 2019 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
2 994,0 MNOK	363,6 MUSD	8,23 NOK:1 USD	apr 2019 – dec 2019
2 405,0 MNOK	306,0 MUSD	7,86 NOK:1 USD	jan 2020 – dec 2020
2 130,0 MNOK	272,7 MUSD	7,81 NOK:1 USD	jan 2021 – dec 2021
1 200,0 MNOK	158,2 MUSD	7,59 NOK:1 USD	jan 2022 – dec 2022
410,0 MNOK	51,0 MUSD	8,04 NOK:1 USD	jan 2023 – dec 2023

Lundin Petroleum har per den 31 mars 2019 utestående räntesäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Genomsnittlig ränta per år	Likvidperiod
3 000	1,42%	apr 2019 – dec 2019
2 000	2,15%	jan 2020 – dec 2020
2 000	2,67%	jan 2021 – dec 2021
2 000	2,74%	jan 2022 – dec 2022

I enlighet med IFRS 9 har dessa säkringar effektivitetstestats och behandlas därmed som effektiva, och förändringar i det verkliga värdet redovisas i övrigt totalresultat.

Valutakurser

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

	31 mar 2019		31 mar 2018		31 dec 2018	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,5784	8,5972	7,8358	7,7773	8,1329	8,6885
1 USD motsvarar Euro	0,8806	0,8901	0,8134	0,8116	0,8464	0,8734
1 USD motsvarar SEK	9,1781	9,2550	8,1117	8,3470	8,6921	8,9562

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	1			
Intäkter		476,5	694,2	2 607,9
Övriga intäkter		15,1	-1,3	9,5
		491,6	692,9	2 617,4
Rörelsekostnader				
Produktionskostnader	2	-40,1	-38,6	-145,4
Avskrivningar och återställningskostnader		-99,8	-118,5	-458,0
Prospekteringskostnader		-37,3	0,3	-53,2
Inköp av olja från tredje part		-40,1	-192,2	-533,8
Bruttoresultat	3	274,3	343,9	1 427,0
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-7,1	-6,3	-24,6
Rörelseresultat		267,2	337,6	1 402,4
Finansiella poster				
Finansiella intäkter	4	9,1	162,4	192,2
Finansiella kostnader	5	-39,9	-39,0	-345,4
		-30,8	123,4	-153,2
Andel i resultat från intresseföretag		-0,2	-0,0	-1,3
Resultat före skatt		236,2	461,0	1 247,9
Inkomstskatt	6	-181,3	-232,2	-1 025,8
Periodens resultat		54,9	228,8	222,1
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare		54,9	228,8	222,1
Innehav utan bestämmande inflytande		—	—	—
		54,9	228,8	222,1
Resultat per aktie – USD		0,16	0,68	0,66
Resultat per aktie efter full utspädning – USD		0,16	0,67	0,65

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Periodens resultat	54,9	228,8	222,1
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:			
Valutaomräkningsdifferens	26,6	-8,9	1,5
Kassaflödessäkring	-27,9	65,4	-74,1
Övrigt totalresultat efter skatt	-1,3	56,5	-72,6
Totalresultat	53,6	285,3	149,5
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	53,6	285,3	149,5
Innehav utan bestämmande inflytande	—	—	—
	53,6	285,3	149,5

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 mars 2019	31 december 2018
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 569,5	5 341,1
Övriga materiella anläggningstillgångar	8	49,0	13,6
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar		0,4	0,4
Derivatinstrument	13	0,5	2,7
Summa anläggningstillgångar		5 747,5	5 485,9
Omsättningstillgångar			
Lager		39,4	36,5
Kundfordringar och andra fordringar	9	272,4	219,3
Derivatinstrument	13	23,5	34,0
Likvida medel		91,3	66,8
Summa omsättningstillgångar		426,6	356,6
SUMMA TILLGÅNGAR		6 174,1	5 842,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-830,3	-384,0
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	3 236,0	3 262,0
Avsättningar	11	532,3	489,1
Uppskjutna skatteskulder		2 279,9	2 103,0
Derivatinstrument	13	78,9	64,9
Summa långfristiga skulder		6 127,1	5 919,0
Kortfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	5,3	—
Utdelningar		501,2	—
Leverantörsskulder och andra skulder	12	243,4	204,6
Derivatinstrument	13	20,0	20,0
Kortfristiga skatteskulder		91,1	70,4
Avsättningar	11	16,3	12,5
Summa kortfristiga skulder		877,3	307,5
Summa skulder		7 004,4	6 226,5
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		6 174,1	5 842,5

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten			
Periodens resultat	54,9	228,8	222,1
Justeringar för:			
Prospekteringskostnader	37,3	-0,3	53,2
Avskrivningar och nedskrivningar	101,5	119,2	460,6
Aktuell skatt	26,4	0,3	90,4
Uppskjuten skatt	154,9	231,9	935,4
Långsiktiga incitamentsprogram	6,7	3,7	14,6
Valutakursvinst/förlust	-4,6	-156,7	162,5
Räntekostnader	16,8	24,5	88,7
Vinst från omförhandling av lånevillkor	—	—	-183,7
Avgifter för omförhandling av lån	—	—	17,3
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	10,6	—	26,1
Aktiverade finansieringsavgifter	4,2	4,6	17,8
Övriga	4,2	3,6	12,8
Erhållen ränta	0,3	0,2	1,1
Betald ränta	-40,9	-46,0	-176,0
Erhållen/betald skatt	-6,4	-0,3	-15,8
Förändringar i rörelsekapital	-20,1	-10,9	-8,8
Summa kassaflöde från verksamheten	345,8	402,6	1 718,3
Kassaflöde från investeringar			
Investering i olje- och gastillgångar	-249,0	-229,9	-1 060,1
Investering i övriga anläggningstillgångar	-0,1	-0,9	-3,2
Investering i övriga aktier och andelar ¹	—	—	9,3
Betalda återställningskostnader	-0,9	—	-1,3
Summa kassaflöde från investeringar	-250,0	-230,8	-1 055,3
Kassaflöde från finansiering			
Förändring av långfristiga banklån	-70,0	-130,0	-490,0
Förändring av leasingåtaganden ²	-0,9	—	—
Betalda finansieringsavgifter	—	—	-17,3
Betalda utdelningar	—	—	-153,1
Köp av egna aktier	—	-14,3	-14,3
Summa kassaflöde från finansiering	-70,9	-144,3	-674,7
Förändring av likvida medel	24,9	27,5	-11,7
Likvida medel vid periodens början	66,8	71,4	71,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,4	1,7	7,1
Likvida medel vid periodens slut	91,3	100,6	66,8

¹ Kontant ersättning erhållen för försäljningen av aktier i ShaMaran.

² Förändring av leasingåtaganden till följd av initial redovisning av leasingåtaganden i enlighet med IFRS16

Förändringar i koncernens egna kapital

Belopp i MUSD	Aktie- kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa eget kapital
1 januari 2018	0,5	82,2	-433,5	—	-350,8
Totalresultat					
Periodens resultat	—	—	228,8	—	228,8
Övrigt totalresultat	—	56,5	—	—	56,5
Summa totalresultat	—	56,5	228,8	—	285,3
Transaktioner med ägare					
Köp av egna aktier	—	-14,3	—	—	-14,3
Värde av tjänster från anställda	—	—	0,9	—	0,9
Summa transaktioner med ägare	—	-14,3	0,9	—	-13,4
31 mars 2018	0,5	124,4	-203,8	—	-78,9
Totalresultat					
Periodens resultat	—	—	-6,7	—	-6,7
Övrigt totalresultat	—	-129,1	—	—	-129,1
Summa totalresultat	—	-129,1	-6,7	—	-135,8
Transaktioner med ägare					
Utdelningar	—	—	—	-153,1	-153,1
Aktierelaterade ersättningar	—	-20,8	—	—	-20,8
Värde av tjänster från anställda	—	—	4,6	—	4,6
Summa transaktioner med ägare	—	-20,8	4,6	-153,1	-169,3
31 december 2018	0,5	-25,5	-205,9	-153,1	-384,0
Överföring av utdelningar från föregående år	—	-153,1	—	153,1	—
Totalresultat					
Periodens resultat	—	—	54,9	—	54,9
Övrigt totalresultat	—	-1,3	—	—	-1,3
Summa totalresultat	—	-1,3	54,9	—	53,6
Transaktioner med ägare					
Utdelningar	—	—	—	-501,0	-501,0
Värde av tjänster från anställda	—	—	1,1	—	1,1
Summa transaktioner med ägare	—	—	1,1	-501,0	-499,9
31 mars 2019	0,5	-179,9	-149,9	-501,0	-830,3

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Olja från egen produktion	388,6	460,8	1 877,6
Olja från tredje part	40,1	193,4	536,1
Kondensat	17,3	3,8	41,8
Gas	30,5	36,2	152,4
Försäljning av olja och gas	476,5	694,2	2 607,9
Övriga intäkter			
Förändring i under- och överruttagsposition	7,5	-9,5	-23,3
Övriga	7,6	8,2	32,8
Övriga intäkter	15,1	-1,3	9,5
Intäkter och övriga intäkter	491,6	692,9	2 617,4

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Utvinningskostnader	28,0	27,3	102,5
Tariff- och transportkostnader	11,0	8,9	35,2
Förändring i lager	—	0,6	0,6
Övriga	1,1	1,8	7,1
Produktionskostnader	40,1	38,6	145,4

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Norge			
Olja från egen produktion	388,6	460,8	1 877,6
Kondensat	17,3	3,8	41,8
Gas	30,5	36,2	152,4
Intäkter	436,4	500,8	2 071,8
Förändring i under- och överruttagsposition	7,5	-9,5	-23,3
Övriga	7,6	8,2	32,8
Intäkter och övriga intäkter	451,5	499,5	2 081,3
Produktionskostnader	-40,1	-38,6	-145,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-99,8	-118,5	-458,0
Prospekteringskostnader	-37,3	0,3	-53,2
Bruttoresultat	274,3	342,7	1 424,7
Övriga			
Olja från tredje part	40,1	193,4	536,1
Intäkter	40,1	193,4	536,1
Inköp av olja från tredje part	-40,1	-192,2	-533,8
Bruttoresultat	0,0	1,2	2,3

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Summa			
Olja från egen produktion	388,6	460,8	1 877,6
Olja från tredje part	40,1	193,4	536,1
Kondensat	17,3	3,8	41,8
Gas	30,5	36,2	152,4
Intäkter	476,5	694,2	2 607,9
Förändring i under- och överuttagsposition	7,5	-9,5	-23,3
Övriga	7,6	8,2	32,8
Intäkter och övriga intäkter	491,6	692,9	2 617,4
Produktionskostnader	-40,1	-38,6	-145,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-99,8	-118,5	-458,0
Prospekteringskostnader	-37,3	0,3	-53,2
Inköp av olja från tredje part	-40,1	-192,2	-533,8
Bruttoresultat	274,3	343,9	1 427,0

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 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Valutakursvinst	0,8	162,1	–
Vinst från omförhandling av lånevillkor	–	–	183,7
Ränteintäkter	0,4	0,2	1,7
Vinst från reglering av räntesäkringsavtal	7,9	–	3,5
Övriga	–	0,1	3,3
Finansiella intäkter	9,1	162,4	192,2

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Valutakursförlust	–	–	164,9
Räntekostnader	16,8	24,5	88,7
Förlust från reglering av räntesäkringskontrakt	–	2,0	–
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	4,4	3,9	16,4
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	4,2	4,6	17,8
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	3,4	3,5	13,0
Avgifter för omförhandling av lån	–	–	17,3
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	10,6	–	26,1
Övriga	0,5	0,5	1,2
Finansiella kostnader	39,9	39,0	345,4

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Aktuell skatt	26,4	0,3	90,4
Uppskjuten skatt	154,9	231,9	935,4
Inkomstskatter	181,3	232,2	1 025,8

Not 7 – Olje- och gastillgångar		
MUSD	31 mar 2019	31 dec 2018
Norge		
Producerande tillgångar	1 652,7	1 769,3
Tillgångar under utbyggnad	3 174,2	2 750,1
Aktiverade prospekterings- och utvärderingsutgifter	742,6	831,7
	5 569,5	5 341,1
Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar		
MUSD	31 mar 2019	31 dec 2018
Tillgångar med nyttjanderätt	35,9	–
Övriga	13,1	13,6
	49,0	13,6
Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar		
MUSD	31 mar 2019	31 dec 2018
Kundfordringar	203,2	153,7
Underuttag	10,9	4,6
Fordringar på joint operations	12,3	17,0
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	30,0	26,9
Övriga	16,0	17,1
	272,4	219,3
Not 10 – Finansiella skulder		
MUSD	31 mar 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Banklån	3 395,0	3 465,0
Aktiverade finansieringskostnader	-50,5	-54,1
Aktiverad vinst från omförhandling av lånevillkor	-139,3	-148,9
Leasingåtaganden	30,8	–
	3 236,0	3 262,0
Kortfristiga		
Leasingåtaganden	5,3	–
	3 241,3	3 262,0
Not 11 – Avsättningar		
MUSD	31 mar 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Återställningskostnader	525,0	483,9
Långsiktiga incitamentsprogram	4,3	2,4
Övriga	3,0	2,8
	532,3	489,1
Kortfristiga		
Återställningskostnader	6,6	6,6
Långsiktiga incitamentsprogram	9,7	5,9
	16,3	12,5
	548,6	501,6

Not 12 – Leverantörsskulder och andra skulder		
MUSD	31 mar 2019	31 dec 2018
Leverantörsskulder	37,8	26,6
Överuttag	4,2	5,4
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	177,7	147,4
Övriga upplupna kostnader	16,8	17,6
Övriga	6,9	7,6
	243,4	204,6

Not 13 – Finansiella instrument

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

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

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

31 mars 2019				
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3	
Tillgångar				
Underuttag	10,9	—	—	
Derivatinstrument – långfristiga	—	0,5	—	
Derivatinstrument – kortfristiga	—	23,5	—	
	10,9	24,0	—	
Skulder				
Överuttag	4,3	—	—	
Derivatinstrument – långfristiga	—	78,9	—	
Derivatinstrument – kortfristiga	—	20,0	—	
	4,3	98,9	—	
31 december 2018				
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3	
Tillgångar				
Underuttag	4,6	—	—	
Derivatinstrument – långfristiga	—	2,7	—	
Derivatinstrument – kortfristiga	—	34,0	—	
	4,6	36,7	—	
Skulder				
Överuttag	5,4	—	—	
Derivatinstrument – långfristiga	—	64,9	—	
Derivatinstrument – kortfristiga	—	20,0	—	
	5,4	84,9	—	

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden.

Verkligt värde av de finansiella tillgångarna bedöms överensstämja med bokfört värde. Det verkliga värdet av derivatinstrument 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 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Intäkter	7,4	7,3	21,0
Administrationskostnader	-42,3	-27,2	-180,9
Rörelseresultat	-34,9	-19,9	-159,9
Finansiella poster			
Finansiella intäkter	4 638,8	4,7	1 818,1
Finansiella kostnader	-0,1	-0,2	-0,4
	4 638,7	4,5	1 817,7
Resultat före skatt	4 603,8	-15,4	1 657,8
Inkomstskatt	—	—	—
Periodens resultat	4 603,8	-15,4	1 657,8

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Periodens resultat	4 603,8	-15,4	1 657,8
Övrigt totalresultat	—	—	—
Totalresultat	4 603,8	-15,4	1 657,8
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	4 603,8	-15,4	1 657,8
	4 603,8	-15,4	1 657,8

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 mars 2019	31 december 2018
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	55 118,9
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,4	0,4
Summa anläggningstillgångar	55 119,3	55 119,3
Omsättningstillgångar		
Fordringar	4 591,5	5,4
Likvida medel	34,9	29,5
Summa omsättningstillgångar	4 626,4	34,9
SUMMA TILLGÅNGAR	59 745,7	55 154,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	55 085,9	55 120,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	1,2	0,7
Summa långfristiga skulder	1,2	0,7
Kortfristiga skulder		
Utdelningar	4 638,7	—
Övriga skulder	19,9	32,7
Summa kortfristiga skulder	4 658,6	32,7
Summa skulder	4 659,8	33,4
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	59 745,7	55 154,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten			
Periodens resultat	4 603,8	-15,4	1 657,8
Ej kassaflödespåverkande poster	-4 638,3	-4,3	-4,8
Förändringar i rörelsekapital	39,1	165,7	-159,9
Summa kassaflöde från verksamheten	4,6	146,0	1 493,1
Kassaflöde från investeringar			
Investeringar i övriga materiella tillgångar	—	—	-0,4
Summa kassaflöde från investeringar	—	—	-0,4
Kassaflöde från finansiering			
Betald utdelning	—	—	-1 354,1
Köp av egna aktier	—	-119,5	-119,5
Summa kassaflöde från finansiering	—	-119,5	-1 473,6
Förändringar i likvida medel	4,6	26,5	19,1
Likvida medel vid periodens början	29,5	4,8	4,8
Valutakursdifferenser i likvida medel	0,8	—	5,6
Likvida medel vid periodens slut	34,9	31,3	29,5

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 2018	3,5	861,3	6 599,2	47 472,6	–	54 071,8	54 936,6
Totalresultat	–	–	–	-15,4	–	-15,4	-15,4
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	–	-119,5	–	–	-119,5	-119,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	-119,5	–	–	-119,5	-119,5
31 mars 2018	3,5	861,3	6 479,7	47 457,2	–	53 936,9	54 801,7
Totalresultat	–	–	–	1 673,2	–	1 673,2	1 673,2
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-1 354,1	-1 354,1	-1 354,1
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	-1 354,1	-1 354,1	-1 354,1
31 december 2018	3,5	861,3	6 479,7	49 130,4	-1 354,1	54 256,0	55 120,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	–	–	-1 354,1	1 354,1	–	–
Totalresultat	–	–	–	4 603,8	–	4 603,8	4 603,8
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-4 638,7	-4 638,7	-4 638,7
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	-4 638,7	-4 638,7	-4 638,7
31 mars 2019	3,5	861,3	6 479,7	52 380,1	-4 638,7	54 221,1	55 085,9

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 den finansiella utvecklingen av Lundin Petroleums verksamhet och dessutom tydliggöra jämförelsen mellan perioder. En avstämning av relevanta, alternativa nyckeltal ges på följande sida. Definitioner av nyckeltal beskrivs nedan:

Finansiell data MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	491,6	692,9	2 617,4
Operativt kassaflöde	385,0	461,8	1 847,8
EBITDA	406,0	456,5	1 916,2
Fritt kassaflöde	95,8	171,8	663,0
Periodens resultat	54,9	228,8	222,1
Nettoskuld	3 303,7	3 724,4	3 398,2
Nyckeltal, per aktie USD			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-2,45	-0,23	-1,13
Operativt kassaflöde per aktie	1,14	1,36	5,46
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,02	1,19	5,07
Fritt kassaflöde per aktie	0,28	0,51	1,96
Resultat per aktie	0,16	0,68	0,66
Resultat per aktie efter full utspädning	0,16	0,67	0,65
EBITDA per aktie	1,20	1,35	5,65
EBITDA per aktie efter full utspädning	1,20	1,34	5,64
Utdelning per aktie ¹	—	—	0,45
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	340 386 445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	338 513 135	338 513 135	338 513 135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	338 513 135	338 833 988	338 592 250
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	339 165 735	339 752 964	339 513 634
Börskurs			
Börskurs vid periodens slut i SEK	314,80	209,60	221,40
Börskurs vid periodens slut i USD ²	34,01	25,11	24,72
Nyckeltal			
Räntabilitet på eget kapital (%) ³	—	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	10	9	47
Nettoskuldsättningsgrad (%) ³	—	—	—
Nettoskuld/EBITDA	1,8	2,3	1,8
Soliditet (%)	-13	-1	-7
Andel riskbärande kapital (%)	23	25	29
Räntetäckningsgrad	15	12	17
Operativt kassaflöde/räntekostnader	23	17	21
Direktavkastning	—	—	2

¹ Utdelning per aktie motsvarar den utdelning som utbetalats

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 det egna kapitalet är negativt per den 31 mars 2019, 31 december 2018 och 31 mars 2018.

Avstämning av alternativa nyckeltal

EBITDA MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Rörelseresultat	267,2	337,6	1 402,4
Plus: avskrivningar av olje- och gastillgångar	99,8	118,5	458,0
Plus: prospekteringskostnader	37,3	-0,3	53,2
Plus: avskrivningar av andra tillgångar	1,7	0,7	2,6
EBITDA	406,0	456,5	1 916,2

Operativt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	491,6	692,9	2 617,4
Minus: produktionskostnader	-40,1	-38,6	-145,4
Minus: inköp av olja från tredje part	-40,1	-192,2	-533,8
Minus: aktuella skatter	-26,4	-0,3	-90,4
Operativt kassaflöde	385,0	461,8	1 847,8

Fritt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten	345,8	402,6	1 718,3
Minus: kassaflöde från investeringar	-250,0	-230,8	-1 055,3
Fritt kassaflöde	95,8	171,8	663,0

Nettoskuld MUSD	1 jan 2019- 31 mar 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2018 31 dec 2018 12 månader
Banklån	3 395,0	3 825,0	3 465,0
Minus: likvida medel	-91,3	-100,6	-66,8
Nettoskuld	3 303,7	3 724,4	3 398,2

Definitioner av nyckeltal

Operativt kassaflöde: Intäkter och övriga intäkter minus produktionskostnader, inköp av olja från tredje part samt aktuella skatter.

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.

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

Nettoskuld: Banklån minus likvida medel.

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.

Fritt kassaflöde per aktie: Fritt 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.

Utdelning per aktie: Utdelning per aktie som utbetalats under perioden.

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

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

Nettoskuld/EBITDA: Banklån minus likvida medel dividerat med EBITDA för de fyra senaste kvartalen.

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Finansiell information

Den finansiella informationen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2019 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm, 2 maj 2019

Alex Schneider
Koncernchef och vd

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2019) kommer att publiceras den 31 juli 2019.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2019) kommer att publiceras den 31 oktober 2019.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2019) kommer att publiceras den 31 januari 2020.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Edward Westropp
VP Investor Relations
Tel: +41 22 595 10 14
edward.westropp@lundin.ch

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

Robert Eriksson
Head of 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
CHF	Schweiziska francs
EUR	Euro
NOK	Norska kronor
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 2 maj 2019 kl 07.30 CET.

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", "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, 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
W lundin-petroleum.com

