

Lundin
Petroleum



Q2

Delårsrapport för

SEXMÅNADERSPERIODEN

som avslutades den 30 juni 2019

Lundin Petroleum AB (publ)

organisationsnummer 556610-8055



Sammanfattning

- Produktionen översteg prognosintervallets medianvärde och uppgick till 77,5 Mboepd för första halvåret och 76,1 Mboepd för andra kvartalet
- Fortsatt starkt finansiellt resultat
- Edvard Grieg överträffar förväntningarna och platåproduktion från anläggningarna har förlängts från tidigare prognos i mitten av 2020 till runt slutet av 2022 när återkopplingsprojekt lagts till
- Driftsättning av Johan Sverdrup fortlöper enligt plan, med beräknad produktionsstart i november 2019 och ytterligare minskade investeringskostnader
- Betydande prospekteringsaktivitet med 11 genomförda borrningar och 4 meddelade fyndigheter
- Förslag om inlösen av 16 procent av utestående aktier samt avyttring av 2,6 procent av Johan Sverdrup meddelades i juli 2019
- Efter transaktionen ligger den kortsiktiga produktionsprognosen kvar på över 150 Mboepd efter produktionsstarten för Johan Sverdrup Fas 1 – platå 2020
- Utdelning om 1,48 USD per aktie för helåret, första kvartalsvisa utdelningen om 0,37 USD per aktie (125 MUSD) utbetalades i april, utdelningspolicyn förblir oförändrad efter transaktionen.

Finansiella resultat

	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Produktion i Mboepd	77,5	76,1	82,1	81,2	81,1
Intäkter och övriga intäkter i MUSD	984,0	499,9	1 383,9	681,5	2 640,7
Operativt kassaflöde i MUSD	778,9	400,2	978,4	510,4	1 864,1
EBITDA i MUSD	811,6	411,9	975,0	512,3	1 932,5
Fritt kassaflöde i MUSD	167,4	71,6	261,0	89,2	663,0
Periodens resultat i MUSD	149,7	96,2	267,2	37,0	225,7
Resultat per aktie i USD	0,44	0,28	0,79	0,11	0,67
Nettoskuld	3 359,3	3 359,3	3 798,5	3 798,5	3 398,2

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

”Första hälften av 2019 har varit en av bolagets mest intensiva perioder för samtliga delar av verksamheten och det gläder mig att kunna rapportera ännu en period av starka finansiella och operativa resultat från vår portfölj av tillgångar i världsklass som fortsätter att överträffa förväntningarna kvartal efter kvartal.

”Den slutliga nedräkningen till Johan Sverdrups produktionsstart i november 2019 har nu börjat. Installationerna slutfördes offshore, i början av väderfönstret, i mars 2019 och anslutning och driftsättning av de installerade anläggningarna fortlöper enligt plan. Projektet är nu till 90 procent slutfört och operatören har minskat prognosen för första fasens bruttoinvesteringskostnader ytterligare, från 86 miljarder NOK till 83 miljarder NOK.

”Våra viktigaste produktionstillgångar på Edvard Grieg och Alvheim fortsätter att leverera, både vad gäller produktionsresultat och effektivitet. Utbyggnadsprojektet Solveig, med återkoppling till Edvard Grieg, påbörjades efter utbyggnadsplanens godkännande i juni 2019. Parallellt genomfördes ett förlängt borrtest på Rolvsnes, som godkändes i juli 2019. När nu beslut har tagits avseende dessa två återkopplingsprojekt samt ett kompletterande borrarprogram har platåproduktionen för Edvard Grieganläggningarna förlängts från mitten av 2020 fram till runt slutet av 2022.

”Vi fortsätter att fokusera på organisk tillväxt och de senaste sex månaderna har varit en mycket aktiv period för bolaget ur ett prospekterings- och utvärderingsperspektiv med hittills tolv genomförda borrningar som resulterat i fyra fyndigheter och en utvärderingsframgång. Sju ytterligare prospekterings- och utvärderingsborrningar kommer att genomföras i år, med målsättning att nå cirka 200 MMboe obekräftade nettoresurser. Detta inkluderar strukturen Goddo, i närheten av Edvard Grieg, där vi i denna för Norge nya geologiska modell har möjlighet att frigöra betydande resurspotential.

”Vad gäller affärsverksamheten har vi meddelat en transaktion efter balansdagens utgång som, när den fullföljts, kommer att innebära att vi löser in 16 procent av våra utestående aktier och säljer 2,6 procent av Johan Sverdrup till Equinor. Denna transaktion rationaliserar vår aktieägarbas och ger samtliga aktieägare en ökad exponering mot de fortsatta starka resultaten från vår portfölj av tillgångar i världsklass, det snart producerande Johan Sverdrupfältet och bolagets organiska tillväxtstrategi. Vi har därmed också uppdaterat våra kort- och långsiktiga prognoser med en lägre investeringsnivå och en produktion som ligger kvar på över 150 Mboepd efter Johan Sverdrups produktionsstart.

”När man blickar framåt mot årets andra hälft, kommer produktionsstarten på Johan Sverdrup som förväntas ske i november att utgöra en av de viktigaste händelserna sedan vi gjorde vår första fyndighetsbörningen där, och det är ett mycket betydelsefullt ögonblick för vårt bolag. Vi kommer också att fortsätta vår mycket aktiva prospektering och jag ser fram emot ytterligare framsteg från de nya projekt som ligger i utbyggnadsfasen. Med vår branschledande låga verksamhetskostnad, produktionstillväxt, koldioxideffektivitet och fina resultat inom hälsa och säkerhet är jag fortsatt fast förvissad om vår verksamhets förmåga att fortsätta överträffa förväntningarna.”

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 31 och 34.

VERKSAMHETEN

Samtliga belopp och uppdateringar som redovisas i denna verksamhetsrapport avser, om inte annat anges, den sexmånadersperiod som avslutades den 30 juni 2019 (rapporteringsperioden).

Förslag om inlösen av aktier, avyttring av en del av Johan Sverdrup och dess påverkan på prognosen

I juli 2019 meddelade bolaget ett förslag om inlösen av 16 procent av de utestående aktier i Lundin Petroleum som innehas av Equinor, samt avyttring av 2,6 procent av bolagets andel i utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup till Equinor. Lundin Petroleums innehav kommer därefter att uppgå till 20 procent. Transaktionens slutförande, som förväntas ske under tredje eller fjärde kvartalet 2019, kommer att innebära att prognosen inklusive andra operativa uppdateringar justeras enligt följande:

2019 helårsprognos	Uppdaterad	Tidigare
Produktion	75 till 95 Mboepd	75 till 95 Mboepd
Verksamhetskostnader	4,25 USD per boe	4,25 USD per boe
Utbyggnadsinvesteringar	785 MUSD ¹	930 MUSD
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	325 MUSD ²	300 MUSD

Långsiktig prognos	Uppdaterad	Tidigare
Produktion Johan Sverdrup Fas 1 – Platå 2020	Mer än 150 Mboepd	Mer än 150 Mboepd
Produktion Johan Sverdrup Fas 2 – Platå 2023	Cirka 170 Mboepd	Mer än 170 Mboepd
Verksamhetskostnader från 2020 och framåt	3,4 till 4,4 USD per boe	3,2 till 4,2 USD per boe

¹ Inkluderar såväl justering av projektkostnader som den minskade licensandelen i Johan Sverdrup med verkan från 1 januari 2019.

² Speglar både ökade aktivitetsnivåer och utökade licensandelar i PL820S och PL896.

Norge

Produktion

Produktionen uppgick till 77,5 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd), vilket var 2 procent högre än intervallets medianvärde för produktionsprognosen för rapporteringsperioden. Detta beror på fortsatt goda resultat från både Edvard Grieg och Alvheimrådet. Produktionsprognosen för helåret förblir mellan 75 och 95 Mboepd, vilket speglar det förväntade tidsspannet kring Johan Sverdrupfältets produktionsstart i november 2019.

Verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredoisade tariffintäkter, var 4,49 USD per fat, vilket är i linje med prognos. Prognosen för verksamhetskostnaderna för helåret förblir 4,25 USD per fat.

Produktion i Mboepd	1 jan 2019-30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019-30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018-30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018-30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018-31 dec 2018 12 månader
Norge					
Olja	68,7	67,2	72,6	71,6	71,9
Gas	8,8	8,9	9,5	9,6	9,2
Summa produktion	77,5	76,1	82,1	81,2	81,1

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2019-30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019-30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018-30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018-30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018-31 dec 2018 12 månader
Edvard Grieg	65%	62,2	61,0	63,7	63,4	63,6
Ivar Aasen	1,385%	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Alvheim	15%	9,6	9,2	9,1	9,2	9,3
Volund	35%	4,4	4,6	7,5	6,8	6,5
Bøyla	15%	0,5	0,5	0,9	0,7	0,7
Brynhild	51%	–	–	0,0	–	–
Gaupe	40%	–	–	0,1	0,1	0,1
		77,5	76,1	82,1	81,2	81,1

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Produktionen från Edvard Griegfältet var något över förväntan, med en produktionseffektivitet om 96 procent, vilket var i linje med 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 att påbörjas 2020 med målsättning att nå 16 MMboe betingade bruttoresurser genom tre borrhningar. Jack-up-riggen Rowan Viking, som använts för samtliga utbyggnadsborrningar på Edvard Griegfältet, har kontrakterats för det kompletterande borrhprogrammet och innehåller tre bekräftade borrhningar samt option på ytterligare ett antal borrhningar. Baserat på resultaten från Edvard Grieg och återkopplingsprojektet Solveig och Rolvsnes uppskattas platåproduktionen för Edvard Grieg anläggningarna förlängas från mitten av 2020 till runt slutet av 2022. Under andra kvartalet 2019 gjorde en tvågrenad prospekteringsborrning två oljefyndigheter på Jorvik och Tellus East på den östra kanten av Edvard Griegfältet. Båda områdena är potentiella mål för framtida kompletterande borrhningar som kan genomföras från Edvard Griegplattformen. Verksamhetskostnaden för Edvard Griegfältet, inklusive nettoredoisade tariffintäkter, var 4,49 USD per fat.

Produktionen från Ivar Aasenfeltet var något under förväntan. Under andra kvartalet 2019 slutfördes den första av två planerade kompletterande produktionsborrningar och produktionen var i linje med förväntan. Den andra borrningen pågår för närvarande.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, var i linje med förväntningarna. Produktionseffektiviteten för Alvheim FPSO:n på 97 procent överträffade förväntningarna. Under andra kvartalet 2019 slutfördes med framgång en kompletterande sidospårsborrning på Volundfeltet och produktionen var i linje med förväntan. Det tvågrenade borrhullet på Frosk, vars produktion kommer att utnyttja Bøyla-anläggningarna, har slutförts med framgång och produktionsstart förväntas under tredje kvartalet 2019. I Froskborrningen ingick också två pilothål, varav ett testade prospekteringsstrukturen Froskelår North East och gjorde en mindre oljefyndighet. En tvågrenad pilotborrning som kommer att genomföras under tredje kvartalet 2019, har lagts till programmet. Syftet med detta är att minska osäkerheten i bedömningen av möjligheter till kompletterande borrningar i Alvheimområdet för ett eventuellt kompletterade borrhullprogram under 2020. Verksamhetskostnaden för Alvheimområdet var 5,53 USD per fat.

Utbyggnad

Fält	l.a.	Operatör	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad maximal bruttoproduktion
Johan Sverdrup	22.6% ¹	Equinor	2,2 – 3,2 Bn boe	November 2019	660 Mbopd
Solveig Fas 1	65%	Lundin Norway	57 MMboe	Q1 2021	30 Mboepd
Rolvsnæs EWT	80%	Lundin Norway	–	Q2 2021	3 Mboepd

¹ Lundin Petroleum's licensandel kommer att minska till 20,0% när transaktionen med Equinor slutförts.

Johan Sverdrup

Den första fasen av Johan Sverdrupprojektet fortgår enligt plan och mer än 90 procent har nu slutförts. I mars 2019 installerades med framgång processanläggnings- och boendeplattformarna, tillsammans med två sammanlänkande broar. Denna insats avslutade de huvudsakliga installationsaktiviteterna för projektets första fas, som innefattar fyra stålunderställ och processdäck, tre ramar för vatteninjicering, olje- och gasexportledning samt strömförsörjning via kabel från land. Anslutning och driftsättning av de installerade anläggningarna och anslutning till de åtta förbörjade produktionsborrningarna fortlöper enligt plan. Med dessa lyckade anslutningar och driftsättningar i ryggen ligger projektet stadigt i fas för produktionsstart enligt plan i november 2019. Produktionskapaciteten för den första fasen uppskattas till 440 Mbopd, brutto med en upptrappning till plåtproduktion som förväntas pågå fram till sommaren 2020.

Investeringen för projektets första fas har enligt operatörens uppskattningar minskat ytterligare till nominellt 83 miljarder NOK, brutto beroende på förbättringar i projektutförande och leverans, att jämföras med uppskattningen i utbyggnadsplanen 2015 om nominellt 123 miljarder NOK. Detta 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 godkändes i maj 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 borrningar. Produktionsstart för den andra fasen är planerad till fjärde kvartalet 2022, vilket 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. Betydande kontrakt har tilldelats för processdäck, stålunderställ och undervattensanläggning för produktion. Uppförande av den andra processanläggningsplattformen har påbörjats, liksom av de nya moduler som ska installeras på den befintliga stigrörplattformen. Projektets andra fas fortlöper enligt plan och är till cirka 10 procent genomförd.

Återkopplingsprojekt i det större Edvard Griegområdet

Utbyggnadsplanen för Solveigprojektets första fas godkändes av det norska olje- och energidepartementet i juni 2019. Solveig är den första undervattensutbyggnaden med återkoppling till Edvard Grieg och kommer att bidra till att till fullo kunna utnyttja Edvard Griegplattformens kapacitet för en längre 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 fånga ytterligare resurspotential.

Solveigprojektets första fas fortlöper enligt plan. Alla betydande kontrakt har tilldelats och modifieringar av Edvard Griegplattformen påbörjades i maj 2019.

Ansökan om tillstånd för det förlängda borrhullet på Rolvsnes godkändes av det norska olje- och energidepartementet i juli 2019. Det förlängda borrhullet 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.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2019

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL167	Equinor	20%	Lille Prinsen	Maj 2019	Slutförd juli 2019
PL203	AkerBP	15%	Alvheim kompletterande pilotbörning	Tredje kvartalet 2019	

I juli 2019 slutfördes en utvärderingsbörning av oljefyndigheten Lille Prinsen, som upptäcktes 2018 i PL167, i Utsirahöjdsområdet i Nordsjön. Den ursprungliga fyndigheten, Lille Prinsen Main, uppskattas innehålla bruttoresurser om mellan 15 och 35 MMboe. Utvärderingsbörningen utfördes 1 km väster om fyndighetsbörningen i den nedre delen av en sluttande reservoar (s.k. down dip) i Outer Wedge-området. Börningen utgjorde en oljefyndighet och resursestimat kommer att meddelas efter att en full bedömning av borrhresultaten gjorts. Avgränsning av andra segment på Lille Prinsen kommer att utvärderas.

Efter det förlängda borrhtest som genomfördes på Altafyndigheten 2018, pågår nu tekniska studier i syfte att bestämma utvärderingsstrategin framöver för fyndigheterna Alta och närliggande Gohta.

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	Två oljefyndigheter
PL869	AkerBP	20%	Froskelår North East	Mars 2019	Oljefyndighet
PL539	MOL	20%	Vinstra/Otta	April 2019	Torr
PL916	AkerBP	20%	JK	April 2019	Torr
PL859	Equinor	15%	Korpfjell Deep	Juni 2019	Torr
PL758	Capricorn	20%	Lynghaug	Juni 2019	Torr
PL869	AkerBP	20%	Rumpetroll	Juni 2019	Torr
PL815	Lundin Norway	60%	Goddo	Juli 2019	Pågår
PL820S ¹	MOL	30%	Evra/Iving	Tredje kvartalet 2019	
PL896 ¹	Wintershall 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 Petroleums licensandel kommer att öka till 40% i PL820S och till 30% i PL896 när transaktionen med Wintershall DEA slutförts .

2019 års prospekteringsprogram innefattar 17 börningar, av vilka 11 har slutförts och resulterat i fyra oljefyndigheter. De prospekterings- och utvärderingsbörningar som hittills genomförts med framgång under 2019 har ökat nettoresurserna med mellan 10 och 40 MMboe. Det återstående prospekteringsprogrammet har som mål att nå cirka 200 MMboe obekräftade nettoresurser.

I februari 2019 genomfördes börningar på strukturerna Gjøkåsen Shallow i PL857 och Pointer/Setter i PL767, samtliga belägna i södra Barents hav. Börningarna var torra.

I mars 2019 gjordes en olje- och gasfyndighet på strukturen Froskelår Main i PL869 i Alvheimområdet. Operatören uppskattar att fyndigheten innehåller bruttoresurser om mellan 60 och 130 MMboe och att 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 april 2019 genomfördes börningar på strukturerna Gjøkåsen Deep i PL857 i sydöstra Barents hav, Vinstra/Otta i PL539 i Mandalhöjdsområdet i Nordsjön, samt JK i PL916 norr om Utsirahöjdsområdet i Nordsjön. Samtliga tre börningar var torra.

I juni 2019 genomfördes en börning på strukturen Korpfjell Deep i PL859 i sydöstra Barents hav. Börningen var torr.

I juni 2019, gjordes två oljefyndigheter på prospekteringsstrukturerna Jorvik och Tellus East på den östra kanten av Edvard Griegfältet i PL338 på Utsirahöjden. Börningen på Jorvik påträffade olja i konglomeratreservoarer om 30 meter, från triasperiod under tunn sandsten av hög kvalitet. Denna kombination av reservoartyper i konglomerat och sandsten återfinns också i den södra och östra delen av Edvard Griegfältet. Börningen på Tellus East påträffade en oljekolonn om 60 meter, brutto i porös, förvittrad berggrundreservoar. De sammanlagda bruttoresurserna i Jorvik och Tellus East uppskattas till mellan 4 och 37 MMboe. Båda strukturerna kan byggas ut som börningar från Edvard Griegplattformen och kommer att bedömas tillsammans med andra mål för kompletterande börningar och återkopplingsmöjligheter i området.

Som en del av produktionstestet på Frosk genomfördes i juni 2019 en borrning på strukturen Froskelår North East, vilket resulterade i en oljefyndighet. Operatören uppskattar att fyndigheten innehåller bruttoresurser om mellan 2 och 10 MMboe och är potentiellt kommersiellt utvinningsbar som en del av en utbyggnad av Frosk/Froskelår.

I juli 2019 genomfördes en borrning på strukturen Rumpetroll i PL869 i Alvheimområdet. Borrningen var torr.

I juli 2019 påbörjades borrning på Goddostrukturen i PL815 på Utsirahöjden. Goddo kommer att testa förlängningen av Rolvsnes förvittrade berggrundsreservoar in i den intilliggande licensen. Det kombinerade området uppskattas innehålla potentiella bruttoresurser om mer än 250 MMboe. Rolvsnes/Goddo belägna söder om Edvard Griegfältet, har som målsättning att nå samma porösa, förvittrade berggrundsreservoar som produceras från Tellusområdet på Edvard Griegfältet för närvarande.

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 borrningar.

Produktionen vid Gaupefältet avslutades under fjärde kvartalet 2018 och arbete med att ta fram en återställningsplan pågår även för detta fält.

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 vardera PL338C och PL338E samt 20-procentiga licensandel i PL815, där oljefyndigheten Rolvsnes och Goddostrukturen ligger. Transaktionen ökade Lundin Petroleums licensandelar i PL338C och PL338E till 80 procent samt i PL815 till 60 procent. Transaktionen, som innebar en kontantersättning till Lime Petroleum, skedde med verkan från den 1 januari 2019 och slutfördes i maj 2019.

I juni 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva en 10-procentig licensandel i vardera PL896 och PL820S från Wintershall DEA. Transaktionen kommer att öka Lundin Petroleums licensandel i PL820S, som innehåller strukturerna Evra/Iving i Nordsjön, till 40 procent, samt licensandelen i PL896, som innehåller strukturen Toutatis i Norska havet, till 30 procent. Transaktionen är villkorad sedanliga myndighetsgodkännanden, förväntas slutföras under tredje kvartalet 2019.

Som en del av ett förslag om att lösa in 16 procent av de utestående Lundin Petroleumaktier som innehas av Equinor, ingick bolaget i juli 2019 ett överlåtelseavtal om att avyttra 2,6 procentandelar av utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup till Equinor, med verkan den 1 januari 2019, för en kontant köpeskilling om 962 MUSD, vilket inkluderar en tilläggsköpeskilling om 52 MUSD som är beroende av nivån på framtida reserver. Den delen av transaktionen som avser utbyggnadsprojektet är villkorad sedanliga myndighetsgodkännanden, och förväntas slutföras under tredje eller fjärde kvartalet 2019.

Lundin Petroleum innehar för närvarande 79 licenser i Norge, vilket är en ökning med cirka 60 procent jämfört med i 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 incidenter med förlorad arbetstid som följd. En incident inträffade som krävde sjukvård. Detta resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid som följd om 0,0 per en miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporteringsbara incidenter om 1,2 per en miljon arbetade timmar. Inga allvarliga incidenter med väsentlig inverkan på säkerhet eller miljö inträffade. Den trend av branschledande låga nivåer av koldioxidintensitet som Edvard Griegfältet har uppvisat fortsatte under rapporteringsperioden och uppgick till 5,4 CO₂e kg per boe.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för rapporteringsperioden uppgick till 540,7 MUSD (735,0 MUSD). Minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på högre prospekteringsutgifter som kostnadsförts under rapporteringsperioden i kombination med lägre försäljningsvolym och lägre oljepriser, till viss del kompenserade av lägre avskrivningar.

Resultatet för rapporteringsperioden uppgick till 149,7 MUSD (267,2 MUSD), motsvarande ett resultat per aktie om 0,44 USD (0,79 USD) och inkluderade en högre valutakursvinst om 34,7 MUSD (9,6 MUSD). Exklusive valutakursförändringar uppgick resultatet till 115,0 MUSD (257,6 MUSD). Minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på ett lägre rörelseresultat och en redovisningsmässig vinst efter skatt om 98,1 MUSD under jämförelseperioden som ett resultat av de förmånligare lånevillkor som omförhandlats för bolagets reservbaserade kreditfacilitet.

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) för rapporteringsperioden uppgick till 811,6 MUSD (975,0 MUSD), motsvarande EBITDA per aktie om 2,40 USD (2,88 USD). Minskningen jämfört med samma period föregående år var hänförlig till ett lägre försäljningspris per boe och lägre sålda volymer. Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 778,9 MUSD (978,4 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,30 USD (2,89 USD). Minskningen jämfört med samma period föregående år var hänförlig till en högre aktuell skattekostnad. Fritt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 167,4 MUSD (261,0 MUSD), motsvarande fritt kassaflöde per aktie om 0,49 USD (0,77 USD). Minskningen jämfört med samma period föregående år var hänförlig till ett högre utgående kassaflöde från investeringsaktiviteter som kompensades av ingående kassaflöde från rörelsekapital.

Koncernförändringar

I januari 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva Lime Petroleums 30-procentiga licensandelar i vardera PL338C och PL338E samt 20-procentiga licensandel i PL815, där oljefyndigheten Rolvsnes och Goddostrukturen ligger. Transaktionen ökade Lundin Petroleums licensandelar i PL338C och PL338E till 80 procent samt i PL815 till 60 procent. Transaktionen innebar en kontantersättning till Lime Petroleum om 43,0 MUSD och fullföljdes i maj 2019 med verkan från 1 januari 2019.

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 984,0 MUSD (1 383,9 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, samt övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 967,8 MUSD (1 366,7 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit per fat oljeekvivalenter för den egna produktionen uppgick till 63,09 USD (68,04 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 65,95 USD (70,58 USD) per fat.

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

	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Försäljning från egen produktion					
Genomsnittspris per boe i USD					
Försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	12 011,0	6 012,5	13 715,8	6 757,7	26 834,7
– Genomsnittspris per bbl	67,54	70,30	70,08	74,04	69,97
Försäljning gas och NGL					
– Kvantitet i Mboe	1 992,2	823,0	1 571,7	788,8	3 682,0
– Genomsnittspris per boe	36,25	29,68	50,28	49,55	52,74
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	14 003,2	6 835,5	15 287,5	7 546,5	30 516,7
– Genomsnittspris per boe	63,09	65,41	68,04	71,48	67,89

Tabellen ovan exkluderar oljeintäkter från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 84,3 MUSD (326,5 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.

Övriga intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 16,2 MUSD (17,2 MUSD) och avsåg främst tariffintäkter om 13,2 MUSD (15,4 MUSD), hänförliga till tariff som betalats av Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader för rapporteringsperioden, inklusive förändringar i under- och överuttagspositioner och förändringar i lager uppgick till 77,0 MUSD (72,0 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Produktionskostnader					
Utvinningskostnader					
– i MUSD	56,4	28,4	47,4	20,1	102,5
– i USD per boe	4,02	4,09	3,19	2,72	3,46
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	19,8	8,8	17,2	8,3	35,2
– i USD per boe	1,41	1,28	1,16	1,13	1,19
Verksamhetskostnader					
– i MUSD	76,2	37,2	64,6	28,4	137,7
– i USD per boe ¹	5,43	5,37	4,35	3,85	4,65
Förändringar i under- och överuttagsposition					
– i MUSD	-1,6	-0,4	3,1	-0,2	7,0
– i USD per boe	-0,11	-0,06	0,21	-0,03	0,24
Förändringar i lager					
– i MUSD	0,3	0,3	0,6	0,0	0,6
– i USD per boe	0,02	0,04	0,04	0,00	0,02
Övrigt					
– i MUSD	2,1	1,0	3,7	1,9	7,1
– i USD per boe	0,15	0,15	0,24	0,25	0,24
Produktionskostnader					
– i MUSD	77,0	38,1	72,0	30,1	152,4
– i USD per boe	5,49	5,50	4,84	4,07	5,15

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna för rapporteringsperioden om 5,43 USD (4,35 USD) per fat minskar till 4,49 USD (3,30 USD) per fat när tariffintäkterna nettoredovisas. Verksamhetskostnaderna för andra kvartalet om 5,37 USD (3,85 USD) per fat minskar till 4,46 USD (2,78 USD) per fat när tariffintäkterna nettoredovisas.

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 56,4 MUSD (47,4 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 50,2 MUSD (43,0 MUSD). Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år inkluderade en återföring av upplupna kostnader under jämförelseperioden om 5,5 MUSD, till följd av nedläggning av produktionen från Brynhildfältet.

Utvinningskostnaderna per fat för rapporteringsperioden uppgick till 4,02 USD (3,19 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt och till 3,58 USD (2,89 USD) per fat exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 19,8 MUSD (17,2 MUSD) eller 1,41 USD (1,16 USD) per fat. Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år är ett resultat av ökade tariffkostnader för olje- och gasledningar i kombination med ökade transportkostnader vid försäljning av råolja gällande vissa frakter med transportvillkor CFR.

Sålda 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 värderas till produktionskostnad inklusive återställningskostnad och uppgick till en intäkt om 1,6 MUSD (kostnad om 3,1 MUSD), beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen. Sålda och producerade volymer framgår av nedanstående tabell:

	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Förändring i under- och överuttagsposition i Mboepd					
Produktionsvolym	77,5	76,1	82,1	81,2	81,1
Försäljningsvolym från egen produktion	-77,4	-75,1	84,5	82,9	83,6
Förändring under- och överuttagsposition	0,1	1,0	-2,4	-1,7	-2,5

Övriga kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 2,1 MUSD (3,7 MUSD) och är hänförliga till driftstoppförsäkringen.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader för rapporteringsperioden uppgick till 196,6 MUSD (232,7 MUSD), vilket motsvarade en genomsnittlig kostnad om 14,02 USD (15,65 USD) per fat som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna för rapporteringsperioden jämfört med samma period föregående år beror på lägre produktionsvolymer 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 70,9 MUSD (5,9 MUSD) och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsbörningar 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 84,3 MUSD (324,8 MUSD) och avsåg inköp av Grane Blend olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 14,5 MUSD (13,5 MUSD) och inkluderade en kostnad om 2,3 MUSD (2,4 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar på sidan 14. Avskrivningar av anläggningstillgångar för rapporteringsperioden uppgick till 3,4 MUSD (1,4 MUSD) och ökningen är hänförlig till avskrivning av tillgångar med nyttjanderätt som redovisats under rapporteringsperioden till följd av införandet av standarden IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 51,5 MUSD (197,4 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinster för rapporteringsperioden uppgick till 34,7 MUSD (9,6 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 valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar för rapporteringsperioden uppgick till 8,9 MUSD (vinst om 7,6 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.

Under jämförelseperioden omförhandlades villkoren för bolagets reservbaserade kreditfacilitet, 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 vinst för jämförelseperioden om 183,7 MUSD i enlighet med IFRS 9.

Förfallna räntesäkringsavtal resulterade i en vinst om 16,0 MUSD (förlust om 1,7 MUSD).

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 78,4 MUSD (96,1 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 31,9 MUSD (49,1 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 51,3 MUSD (43,1 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 8,4 MUSD (9,2 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg kostnaden för upprättandet av kreditfaciliteten. Dessa avgifter kostnadsförs över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Engagemangavgifter för lånefaciliteter för rapporteringsperioden uppgick till 7,0 MUSD (6,8 MUSD) och den lägre marginal för engagemangavgifter som omförhandlats för den reservbaserade kreditfaciliteten komprimerades 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 21,1 MUSD (3,7 MUSD) för rapporteringsperioden och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Som ett resultat av de framgångsrikt omförhandlade lånevillkoren redovisades under jämförelseperioden avgifter för omförhandling av lån till ett belopp om 17,3 MUSD. Den redovisningsmässiga nettovinsten för jämförelseperioden uppgick till 166,4 MUSD när den rapporterade vinsten komprimerades av avgifterna för omförhandlingen av lån. Därtill relaterade uppskjutna skatter uppgick till 68,3 MUSD, vilket resulterade i en redovisningsmässig vinst efter skatt om 98,1 MUSD under jämförelseperioden som efter nuvärdesjustering kostnadsförs i resultaträkningen över facilitetens resterande nyttjandetid.

Andel i resultat från intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till -1,0 MUSD (-0,0 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd.

Skatt

Den totala skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 363,1 MUSD (569,1 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 43,8 MUSD (8,7 MUSD), varav 43,8 MUSD (8,2 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 15,8 MUSD, vilket har resulterat i en ökning av den aktuella skatteskulden jämfört med samma period föregående år.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 319,3 MUSD (560,4 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 21,4 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 gastillgångar uppgick till 5 859,3 MUSD (5 341,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utgifter för utbyggnad, prospektering och utvärdering under rapporteringsperioden beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Norge	357,2	195,5	376,3	205,3	701,9
Utbyggnadsutgifter	357,2	195,5	376,3	205,3	701,9

Under rapporteringsperioden har 357,2 MUSD (376,3 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till Johan Sverdrupfältet. Dessutom aktiverades ränteutgifter till ett belopp om 51,3 MUSD (43,1 MUSD).

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Norge	183,3	96,0	172,7	118,6	310,6
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	183,3	96,0	172,7	118,6	310,6

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 183,3 MUSD (172,7 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg främst de prospekterings- och utvärderingsborrningar som sammanfattas på sidorna 5 och 6.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 48,4 MUSD (13,6 MUSD) och beskrivs i not 8. Till följd av införandet av IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019, har bolaget redovisat tillgångar med nyttjanderätt uppgående till 35,2 MUSD (– MUSD).

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

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 38,8 MUSD (36,5 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 201,6 MUSD (216,6 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar uppgick till 146,4 MUSD (153,7 MUSD), de inkluderade fakturerade leveranser och är ej förfallna. Underuttag uppgick till 9,5 MUSD (1,9 MUSD) och avsåg underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst från Edvard Griegfältet. Fordringar på joint operations uppgick till 12,9 MUSD (17,0 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 31,7 MUSD (26,9 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 1,1 MUSD (17,1 MUSD). Minskningen beror främst på återbetalningen, under rapporteringsperioden, av den kortfristiga fordran på IPC som avsåg rörelsekapital och uppkom i samband med avknoppningen.

Derivatinstrument uppgick till 6,9 MUSD (34,0 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringsavtal med likviddag inom tolv månader.

Likvida medel uppgick till 100,7 MUSD (66,8 MUSD), varav 10,8 MUSD (16,7 MUSD) är bundna. Likvida medel innehas främst för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 313,5 MUSD (3 262,0 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 3 460 MUSD (3 465,0 MUSD) och avsåg det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter avseende uppläggningskostnader för kreditfaciliteten uppgick till 46,8 MUSD (54,1 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. En redovisningsmässig vinst om 129,9 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 30,2 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 511,0 MUSD (489,1 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 506,7 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 2 468,7 MUSD (2 103,8 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 102,7 MUSD (64,9 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga finansiella skulder uppgick till 17,1 MUSD (– MUSD) och beskrivs i not 10. Kortfristiga finansiella skulder var hänförliga till den kortfristiga delen av bolagets leasingåtaganden samt till bolagets åtagande enligt 2016 års långsiktiga incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner, se även avsnittet om Ersättningar på sidan 14.

Utdelningar uppgick till 375,6 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den kontantutdelning som godkändes av årsstämman som hölls den 29 mars 2019 i Stockholm och kommer att betalas ut kvartalsvis.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 237,3 MUSD (200,9 MUSD) och beskrivs i not 12. Överuttag uppgick till 7,8 MUSD (1,7 MUSD) och avsåg en överuttagsposition gällande Alvheimområdet. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 174,8 MUSD (147,4 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 21,7 MUSD (17,6 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 14,0 MUSD (7,6 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 22,3 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 100,0 MUSD (70,4 MUSD) och avsåg huvudsakligen bolagsskatt i Norge.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 37,7 MUSD (12,5 MUSD) och beskrivs i not 11. Den kortfristiga delen av avsättningen för framtida återställningsåtaganden uppgick till 34,0 MUSD (6,6 MUSD) och var främst hänförlig till Brynhildfältet samt den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program som uppgick till 3,7 MUSD (5,9 MUSD).

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Moderbolagets resultat för rapporteringsperioden uppgick till 4 560,8 MSEK (1 662,2 MSEK) och inkluderade finansiella intäkter om 4 638,1 MSEK (1 714,6 MSEK) till följd av utdelningar som erhållits från ett dotterbolag. Exklusive dessa erhållna utdelningar uppgick resultatet för moderbolaget till -77,3 MSEK (-52,4 MSEK).

I resultatet för rapporteringsperioden ingick administrationskostnader om 86,6 MSEK (66,8 MSEK) och utöver de erhållna utdelningar som nämns ovan uppgick de finansiella intäkterna till 0,8 MSEK (6,1 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 reservbaserade 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 de transaktioner som beskrivs nedan.

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

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 50,6 MUSD (650,2 MUSD).

Vid datumet för IPC-avknoppningen hade koncernen en återstående fordran på IPC avseende rörelsekapital som uppgick till 27,4 MUSD. Fordran återbetalades i sin helhet under rapporteringsperioden.

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 överenskommit 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 tionde 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

Lundin Petroleum meddelade den 7 juli 2019 en föreslagen transaktion med Equinor om att lösa in 16 procent av de utestående aktierna i Lundin Petroleum samt att avyttra 2,6 procent av utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup. De centrala delarna av den föreslagna transaktionen är:

- Inlösen av 54,5 miljoner Lundin Petroleumaktier som för närvarande innehas av Equinor, motsvarande 16 procent av det totala antalet utestående aktier, till ett pris om 266,4 SEK per aktie. Den totala ersättningen uppgår till 14,5 miljarder SEK, vilket motsvarar cirka 1,56 miljarder USD baserat på växelkursen USD/SEK vid rapporteringsperiodens slut. Ersättningen beräknas utifrån stängningskursen den 4 juli 2019 om 289,6 SEK per aktie med en rabatt om 8 procent. Efter transaktionen kommer Equinors aktieinnehav i Lundin Petroleum att uppgå till 4,9 procent. En fondemission kommer att genomföras i syfte att återställa Lundin Petroleums aktiekapital till samma belopp som omedelbart före inlösen av aktierna. Inga nya aktier kommer att ges ut.
- Avyttring av 2,6 procent i utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup till Equinor, varefter Lundin Petroleum kommer att ha en licensandel i Johan Sverdrup om 20 procent. Licensandelen om 2,6 procent kommer att avyttras för en ersättning om 962 miljoner USD, med verkan från den 1 januari 2019, vilket inkluderar en tilläggsköpeskilling om 52 miljoner USD baserad på framtida omklassificeringar av reserver. Den redovisningsmässiga vinsten uppskattas till cirka 750 miljoner USD och kommer att redovisas vid avyttringens fullföljande.

Lundin Petroleum kommer finansiera transaktionen genom att delvis utnyttja tillgängliga medel enligt bolagets befintliga reservbaserade kreditfacilitet om 5 miljarder USD och delvis genom en kortfristig bryggfinansiering om högst 500 miljoner USD. Detta kommer att bidra till ytterligare likviditet fram till att avyttringen av 2,6 procent i utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup har fullföljts.

En extra bolagsstämma kommer att hållas den 31 juli 2019 i Stockholm med anledning av den föreslagna transaktionen.

Transaktionen är villkorad av godkännande från långivarna i den reservbaserade kreditfaciliteten och bolagets ingående av ett bryggfinansieringsavtal. Båda dessa villkor möttes under juli 2019. Avyttringen av 2,6 procent i Johan Sverdrup är villkorad av sedvanliga myndighetsbeslut i Norge. Transaktionen förväntas fullföljas under tredje eller fjärde kvartalet 2019.

I juli 2019 ingick Lundin Petroleum valutasäkringskontrakt för att möta det framtida kapitalbehovet i SEK avseende ersättningen för inlösen av aktierna, vilket sammanfattas i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likviddatum
14 510,3 MSEK	1 549,5 MUSD	9,36 SEK:1 USD	31 jul 2019

Under juli 2019 tecknade Lundin Petroleum ytterligare räntesäkringsavtal enligt nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Genomsnittlig ränta per år	Likvidperiod
1 300	1,67%	jan 2020 – dec 2020
1 100	1,58%	jan 2021 – dec 2021
900	1,68%	jan 2022 – dec 2022
2 000	1,75%	jan 2023 – dec 2023
1 500	1,91%	jan 2024 – dec 2024

I juli 2019 genomfördes en borrning på strukturen Rumpetroll i PL869 i Alvheimområdet. Borrningen var torr och kommer att kostnadsföras under tredje kvartalet.

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 Petroleums 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 gjordes den 8 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 2017, 2018 och 2019 års unit bonus program per den 30 juni 2019 var 188 064 respektive 226 389 och 190 161.

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 30 juni 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 30 juni 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 30 juni 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 kostnadsförsöpande.

Lundin Petroleum har bedömt vilken påverkan IFRS 16 har på koncernens finansiella rapporter och 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.

Lundin Petroleum har ändrat bolagets redovisningsprincip avseende under- och överuttag. Koncernen redovisade tidigare intäkter baserat på producerade volymer (entitlement method) för rapporteringsperioden. Lundin Petroleum har beslutat att ändra redovisningsprincip för sådana under- och överuttag och från och med den 1 april 2019 kommer intäkterna att motsvara sålda volymer (sales method). Detta innebär att förändringar i under- och överuttag inte längre redovisas som övriga intäkter, värderade till marknadsvärde utan istället redovisas som en justering av kostnader, värderad till produktionskostnad inklusive avskrivningar. Jämförelsetal har räknats om i enlighet med IAS 8, som framgår av tabellen nedan:

Omräknat resultat föregående kvartal MUSD	Q1 2019	Q4 2018	Q3 2018	Q2 2018	Q1 2018
Rapporterat resultat föregående kvartal	54,9	-105,3	62,6	36,0	228,8
Förändringar till följd av ändring i redovisningsprincip					
Justering av övriga intäkter	-7,5	41,2	-31,8	4,4	9,5
Justering av produktionskostnader	1,2	-9,0	5,1	0,2	-3,3
Justering av uppskjuten skatt	4,9	-25,1	20,8	-3,6	-4,8
Förändringar till följd av ändring i redovisningsprincip	-1,4	7,1	-5,9	1,0	1,4
Omräknat resultat föregående kvartal	53,5	-98,2	56,7	37,0	230,2

Utöver ovan nämnda förändringar är redovisningsprinciperna som tillämpats i alla andra avseenden 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 Petroleum's strategiska, finansiella och operativa risker samt bolagets åtgärder för att hantera dessa risker beskrivs i Lundin Petroleum's 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 30 juni 2019 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
2 196,4 MNOK	266,6 MUSD	8,24 NOK:1 USD	jul 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 30 juni 2019 utestående räntesäkringsavtal enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Genomsnittlig ränta per år	Likvidperiod
3 000	1,42%	jul 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:

	30 jun 2019		30 jun 2018		31 dec 2018	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,6118	8,5183	7,9264	8,1588	8,1329	8,6885
1 USD motsvarar Euro	0,8851	0,8787	0,8259	0,8578	0,8464	0,8734
1 USD motsvarar SEK	9,3118	9,2823	8,3902	8,9664	8,6921	8,9562

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	1					
Intäkter		967,8	491,3	1 366,7	672,5	2 607,9
Övriga intäkter		16,2	8,6	17,2	9,0	32,8
		984,0	499,9	1,383,9	681,5	2 640,7
Rörelsekostnader						
Produktionskostnader	2	-77,0	-38,1	-72,0	-30,1	-152,4
Avskrivningar och återställningskostnader		-196,6	-96,8	-232,7	-114,2	-458,0
Prospekteringskostnader		-70,9	-33,6	-5,9	-6,2	-53,2
Inköp av olja från tredje part		-84,3	-44,2	-324,8	-132,6	-533,8
Bruttoresultat	3	555,2	287,2	748,5	398,4	1 443,3
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-14,5	-7,4	-13,5	-7,2	-24,6
Rörelseresultat		540,7	279,8	735,0	391,2	1 418,7
Finansiella poster						
Finansiella intäkter	4	51,5	42,4	197,4	35,0	192,2
Finansiella kostnader	5	-78,4	-38,5	-96,1	-57,1	-345,4
		-26,9	3,9	101,3	-22,1	-153,2
Andel i resultat från intresseföretag		-1,0	-0,8	-0,0	-0,0	-1,3
Resultat före skatt		512,8	282,9	836,3	369,1	1 264,2
Inkomstskatt	6	-363,1	-186,7	-569,1	-332,1	-1 038,5
Periodens resultat		149,7	96,2	267,2	37,0	225,7
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		149,7	96,2	267,2	37,0	225,7
Innehav utan bestämmande inflytande		–	–	–	–	–
		149,7	96,2	267,2	37,0	225,7
Resultat per aktie – USD		0,44	0,28	0,79	0,11	0,67
Resultat per aktie efter full utspädning – USD		0,44	0,28	0,79	0,11	0,66

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Periodens resultat	149,7	96,2	267,2	37,0	225,7
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	12,6	-14,0	12,3	21,2	1,5
Kassaflödessäkring	-69,6	-41,7	39,2	-26,2	-74,1
Övrigt totalresultat efter skatt	-57,0	-55,7	51,5	-5,0	-72,6
Totalresultat	92,7	40,5	318,7	32,0	153,1
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	92,7	40,5	318,7	32,0	153,1
Innehav utan bestämmande inflytande	–	–	–	–	–
	92,7	40,5	318,7	32,0	153,1

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 juni 2019	31 december 2018
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 859,3	5 341,1
Övriga materiella anläggningstillgångar	8	48,4	13,6
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar		0,4	0,4
Derivatinstrument	13	—	2,7
Summa anläggningstillgångar		6 036,2	5 485,9
Omsättningstillgångar			
Lager		38,8	36,5
Kundfordringar och andra fordringar	9	201,6	216,6
Derivatinstrument	13	6,9	34,0
Likvida medel		100,7	66,8
Summa omsättningstillgångar		348,0	353,9
SUMMA TILLGÅNGAR		6 384,2	5 839,8
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-801,7	-383,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	3 313,5	3 262,0
Avsättningar	11	511,0	489,1
Uppskjutna skatteskulder		2 468,7	2 103,8
Derivatinstrument	13	102,7	64,9
Summa långfristiga skulder		6 395,9	5 919,8
Kortfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	17,1	—
Utdelningar		375,6	—
Leverantörsskulder och andra skulder	12	237,3	200,9
Derivatinstrument	13	22,3	20,0
Kortfristiga skatteskulder		100,0	70,4
Avsättningar	11	37,7	12,5
Summa kortfristiga skulder		790,0	303,8
Summa skulder		7 185,9	6 223,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		6 384,2	5 839,8

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	149,7	96,2	267,2	37,0	225,7
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	70,9	33,6	5,9	6,2	53,2
Avskrivningar och nedskrivningar	200,0	98,5	234,1	114,9	460,6
Aktuell skatt	43,8	17,4	8,7	8,4	90,4
Uppskjuten skatt	319,3	169,3	560,4	323,7	948,1
Långsiktiga incitamentsprogram	6,7	—	9,9	6,2	14,6
Valutakursvinst/förlust	-43,6	-39,0	-9,7	147,0	162,5
Räntekostnader	31,9	15,1	49,1	24,6	88,7
Vinst från omförhandling av lånevillkor	—	—	-183,7	-183,7	-183,7
Avgifter för omförhandling av lån	—	—	17,3	17,3	17,3
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	21,1	10,5	3,7	3,7	26,1
Aktiverade finansieringsavgifter	8,4	4,2	9,2	4,6	17,8
Övriga	9,2	5,0	3,6	—	12,8
Erhållen ränta	0,8	0,5	0,6	0,4	1,1
Betald ränta	-83,2	-42,3	-91,9	-45,9	-176,0
Erhållen/betald skatt	-15,8	-9,4	-0,7	-0,4	-15,8
Förändringar i rörelsekapital	35,3	49,1	-76,3	-59,2	-25,1
Summa kassaflöde från verksamheten	754,5	408,7	807,4	404,8	1 718,3
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-584,3	-335,3	-553,7	-323,8	-1 060,1
Investering i övriga anläggningstillgångar	-0,9	-0,8	-2,0	-1,1	-3,2
Investering i övriga aktier och andelar ¹	—	—	9,3	9,3	9,3
Betalda återställningskostnader	-1,9	-1,0	—	—	-1,3
Summa kassaflöde från investeringar	-587,1	-337,1	-546,4	-315,6	-1 055,3
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga banklån	-5,0	65,0	-60,0	70,0	-490,0
Förändring av leasingåtaganden ²	-1,8	-0,9	—	—	—
Betalda finansieringsavgifter	—	—	-16,9	-16,9	-17,3
Betalda utdelningar	-125,2	-125,2	-153,1	-153,1	-153,1
Köp av egna aktier	—	—	-14,3	—	-14,3
Summa kassaflöde från finansiering	-132,0	-61,1	-244,3	-100,0	-674,7
Förändring av likvida medel	35,4	10,5	16,7	-10,8	-11,7
Likvida medel vid periodens början	66,8	91,3	71,4	100,6	71,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	-1,5	-1,1	8,4	6,7	7,1
Likvida medel vid periodens slut	100,7	100,7	96,5	96,5	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	Aktiekapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa eget kapital
1 januari 2018	0,5	82,2	-433,5	–	-350,8
Förändring av redovisningsprincip ¹	–	–	-3,4	–	-3,4
Omräknat eget kapital per den 1 januari 2018	0,5	82,2	-436,9	–	-354,2
Totalresultat					
Periodens resultat	–	–	267,2	–	267,2
Övrigt totalresultat	–	51,5	–	–	51,5
Summa totalresultat	–	51,5	267,2	–	318,7
Transaktioner med ägare					
Utdelningar	–	–	–	-153,1	-153,1
Köp av egna aktier	–	-14,3	–	–	-14,3
Aktierelaterade ersättningar	–	-17,9	–	–	-17,9
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,9	–	1,9
Summa transaktioner med ägare	–	-32,2	1,9	-153,1	-183,4
30 juni 2018	0,5	101,5	-167,8	-153,1	-218,9
Totalresultat					
Periodens resultat	–	–	-41,5	–	-41,5
Övrigt totalresultat	–	-124,1	–	–	-124,1
Summa totalresultat	–	-124,1	-41,5	–	-165,6
Transaktioner med ägare					
Utdelningar	–	-2,9	–	–	-2,9
Värde av tjänster från anställda	–	–	3,6	–	3,6
Summa transaktioner med ägare	–	-2,9	3,6	–	0,7
31 december 2018	0,5	-25,5	-205,7	-153,1	-383,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	-153,1	–	153,1	–
Totalresultat					
Periodens resultat	–	–	149,7	–	149,7
Övrigt totalresultat	–	-57,0	–	–	-57,0
Summa totalresultat	–	-57,0	149,7	–	92,7
Transaktioner med ägare					
Utdelningar	–	–	–	-501,0	-501,0
Aktierelaterade ersättningar	–	-11,8	–	–	-11,8
Värde av tjänster från anställda	–	–	2,2	–	2,2
Summa transaktioner med ägare	–	-11,8	2,2	-501,0	-510,6
30 juni 2019	0,5	-247,4	-53,8	-501,0	-801,7

¹Avser förändring av redovisningsprincip för intäktsredovisning relaterad till över- och underuttagspositioner, som beskrivs på sidan 14.

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter					
Olja från egen produktion	811,3	422,7	961,2	500,4	1 877,6
Olja från tredje part	84,3	44,2	326,5	133,1	536,1
Kondensat	23,4	6,1	9,0	5,2	41,8
Gas	48,8	18,3	70,0	33,8	152,4
Försäljning av olja och gas	967,8	491,3	1 366,7	672,5	2 607,9
Övriga intäkter	16,2	8,6	17,2	9,0	32,8
Intäkter och övriga intäkter	984,0	499,9	1 383,9	681,5	2 640,7

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Utvinningskostnader	56,4	28,4	47,4	20,1	102,5
Tariff- och transportkostnader	19,8	8,8	17,2	8,3	35,2
Förändring i under- och överuttagsposition	-1,6	-0,4	3,1	-0,2	7,0
Förändring i lager	0,3	0,3	0,6	–	0,6
Övriga	2,1	1,0	3,7	1,9	7,1
Produktionskostnader	77,0	38,1	72,0	30,1	152,4

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Norge					
Olja från egen produktion	811,3	422,7	961,2	500,4	1 877,6
Kondensat	23,4	6,1	9,0	5,2	41,8
Gas	48,8	18,3	70,0	33,8	152,4
Intäkter	883,5	447,1	1 040,2	539,4	2 071,8
Övriga intäkter	16,2	8,6	17,2	9,0	32,8
Intäkter och övriga intäkter	899,7	455,7	1 057,4	548,4	2 104,6
Produktionskostnader	-77,0	-38,1	-72,0	-30,1	-152,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-196,6	-96,8	-232,7	-114,2	-458,0
Prospekteringskostnader	-70,9	-33,6	-5,9	-6,2	-53,2
Bruttoresultat	555,2	287,2	746,8	397,9	1 441,0
Övriga					
Olja från tredje part	84,3	44,2	326,5	133,1	536,1
Intäkter	84,3	44,2	326,5	133,1	536,1
Inköp av olja från tredje part	-84,3	-44,2	-324,8	-132,6	-533,8
Bruttoresultat	0,0	0,0	1,7	0,5	2,3

Not 3 – Segmentinformation forts. MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Summa					
Olja från egen produktion	811,3	422,7	961,2	500,4	1 877,6
Olja från tredje part	84,3	44,2	326,5	133,1	536,1
Kondensat	23,4	6,1	9,0	5,2	41,8
Gas	48,8	18,3	70,0	33,8	152,4
Intäkter	967,8	491,3	1 366,7	672,5	2 607,9
Övriga	16,2	8,6	17,2	9,0	32,8
Intäkter och övriga intäkter	984,0	499,9	1 383,9	681,5	2 640,7
Produktionskostnader	-77,0	-38,1	-72,0	-30,1	-152,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-196,6	-96,8	-232,7	-114,2	-458,0
Prospekteringskostnader	-70,9	-33,6	-5,9	-6,2	-53,2
Inköp av olja från tredje part	-84,3	-44,2	-324,8	-132,6	-533,8
Bruttoresultat	555,2	287,2	748,5	398,4	1 443,3

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- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Valutakursvinst	34,7	33,9	9,6	-152,5	–
Vinst från omförhandling av lånevillkor	–	–	183,7	183,7	183,7
Ränteintäkter	0,8	0,4	0,8	0,6	1,7
Vinst från reglering av räntesäkringsavtal	16,0	8,1	–	–	3,5
Övriga	–	–	3,3	3,2	3,3
Finansiella intäkter	51,5	42,4	197,4	35,0	192,2

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Valutakursförlust	–	–	–	–	164,9
Räntekostnader	31,9	15,1	49,1	24,6	88,7
Förlust från reglering av räntesäkringsavtal	–	–	1,7	-0,3	–
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	9,0	4,6	7,7	3,8	16,4
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	8,4	4,2	9,2	4,6	17,8
Engagemangavgifter för lånefacilitet	7,0	3,6	6,8	3,3	13,0
Avgifter för omförhandling av lån	–	–	17,3	17,3	17,3
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	21,1	10,5	3,7	3,7	26,1
Övriga	1,0	0,5	0,6	0,1	1,2
Finansiella kostnader	78,4	38,5	96,1	57,1	345,4

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Aktuell skatt	43,8	17,4	8,7	8,4	90,4
Uppskjuten skatt	319,3	169,3	560,4	323,7	948,1
Inkomstskatter	363,1	186,7	569,1	332,1	1 038,5

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 jun 2019	31 dec 2018
Norge		
Producerande tillgångar	1 595,3	1 759,3
Tillgångar under utbyggnad	3 405,2	2 750,1
Aktiverade prospekterings- och utvärderingsutgifter	858,8	831,7
	5 859,3	5 341,1
Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar MUSD	30 jun 2019	31 dec 2018
Tillgångar med nyttjanderätt	35,2	–
Övriga	13,2	13,6
	48,4	13,6
Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 jun 2019	31 dec 2018
Kundfordringar	146,4	153,7
Underuttag	9,5	1,9
Fordringar på joint operations	12,9	17,0
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	31,7	26,9
Övriga	1,1	17,1
	201,6	216,6
Not 10 – Finansiella skulder MUSD	30 jun 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Banklån	3 460,0	3 465,0
Aktiverade finansieringskostnader	-46,8	-54,1
Aktiverad vinst från omförhandling av lånevillkor	-129,9	-148,9
Leasingåtaganden	30,2	–
	3 313,5	3 262,0
Kortfristiga		
Leasingåtaganden	5,3	–
Övriga	11,8	–
	17,1	–
	3 330,6	3 262,0
Not 11 – Avsättningar MUSD	30 jun 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Återställningskostnader	506,7	483,9
Långsiktiga incitamentsprogram	1,1	2,4
Övriga	3,2	2,8
	511,0	489,1
Kortfristiga		
Återställningskostnader	34,0	6,6
Långsiktiga incitamentsprogram	3,7	5,9
	37,7	12,5
	548,7	501,6

Not 12 – Leverantörsskulder och andra skulder

MUSD	30 jun 2019	31 dec 2018
Leverantörsskulder	19,0	26,6
Överuttag	7,8	1,7
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	174,8	147,4
Övriga upplupna kostnader	21,7	17,6
Övriga	14,0	7,6
	237,3	200,9

Not 13 – Finansiella instrument

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

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

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

30 juni 2019

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Derivatinstrument – långfristiga	–	–	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	6,9	–
	–	6,9	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	102,7	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	22,3	–
	–	125,0	–

31 december 2018

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Derivatinstrument – långfristiga	–	2,7	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	34,0	–
	–	36,7	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	64,9	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	20,0	–
	–	84,9	–

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 derivatinstrument beräknas genom att använda kurvan för terminsräntan och terminskursen för räntesäkrings- respektive valutasäkringsavtalen. Samtliga motparter i säkringskontrakten är banker som ingår i kreditfaciliteten.

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter	8,5	1,1	8,3	1,0	21,0
Administrationskostnader	-86,6	-44,3	-66,8	-39,6	-180,9
Rörelseresultat	-78,1	-43,2	-58,5	-38,6	-159,9
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	4 639,0	0,2	1 720,9	1 716,2	1 818,1
Finansiella kostnader	-0,1	–	-0,2	–	-0,4
	4 638,9	0,2	1 720,7	1 716,2	1 817,7
Resultat före skatt	4 560,8	-43,0	1 662,2	1 677,6	1 657,8
Inkomstskatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	4 560,8	-43,0	1 662,2	1 677,6	1 657,8

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Periodens resultat	4 560,8	-43,0	1 662,2	1 677,6	1 657,8
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	4 560,8	-43,0	1 662,2	1 677,6	1 657,8
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	4 560,8	-43,0	1 662,2	1 677,6	1 657,8
	4 560,8	-43,0	1 662,2	1 677,6	1 657,8

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 juni 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	3 399,2	5,4
Likvida medel	30,6	29,5
Summa omsättningstillgångar	3 429,8	34,9
SUMMA TILLGÅNGAR	58 549,1	55 154,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	55 042,9	55 120,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,5	0,7
Summa långfristiga skulder	0,5	0,7
Kortfristiga skulder		
Utdelningar	3 486,3	–
Övriga skulder	19,4	32,7
Summa kortfristiga skulder	3 505,7	32,7
Summa skulder	3 506,2	33,4
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	58 549,1	55 154,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	4 560,8	-43,0	1 662,2	1 677,6	1 657,8
Ej kassaflödespåverkande poster	-3 478,8	1 159,5	-5,6	-1,3	-4,8
Förändringar i rörelsekapital	79,4	40,3	-160,6	-326,3	-159,9
Summa kassaflöde från verksamheten	1 161,4	1 156,8	1 496,0	1 350,0	1 493,1
Kassaflöde från investeringar					
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	–	–	-0,1	-0,1	-0,4
Summa kassaflöde från investeringar	–	–	-0,1	-0,1	-0,4
Kassaflöde från finansiering					
Betald utdelning	-1 161,1	-1 161,1	-1 354,1	-1 354,1	-1 354,1
Köp av egna aktier	–	–	-119,5	–	-119,5
Summa kassaflöde från finansiering	-1 161,1	-1 161,1	-1 473,6	-1 354,1	-1 473,6
Förändringar i likvida medel	0,3	-4,3	22,3	-4,2	19,1
Likvida medel vid periodens början	29,5	34,9	4,8	31,3	4,8
Valutakursdifferenser i likvida medel	0,8	–	6,3	6,3	5,6
Likvida medel vid periodens slut	30,6	30,6	33,4	33,4	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	–	–	–	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
Totalresultat	–	–	–	-4,4	–	-4,4	-4,4
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	–	–	–
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–	4 560,8	–	4 560,8	4 560,8
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
30 juni 2019	3,5	861,3	6 479,7	52 337,1	-4 638,7	54 178,1	55 042,9

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- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	984,0	499,9	1 383,9	681,5	2 640,7
Operativt kassaflöde	778,9	400,2	978,4	510,4	1 864,1
EBITDA	811,6	411,9	975,0	512,3	1 932,5
Fritt kassaflöde	167,4	71,6	261,0	89,2	663,0
Periodens resultat	149,7	96,2	267,2	37,0	225,7
Nettoskuld	3 359,3	3 359,3	3 798,5	3 798,5	3 398,2
Nyckeltal, per aktie USD					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-2,37	-2,37	-0,65	-0,65	-1,13
Operativt kassaflöde per aktie	2,30	1,18	2,89	1,51	5,51
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,23	1,21	2,38	1,20	5,07
Fritt kassaflöde per aktie	0,49	0,21	0,77	0,26	1,96
Resultat per aktie	0,44	0,28	0,79	0,11	0,67
Resultat per aktie efter full utspädning	0,44	0,28	0,79	0,11	0,66
EBITDA per aktie	2,40	1,22	2,88	1,51	5,71
EBITDA per aktie efter full utspädning	2,39	1,21	2,87	1,51	5,69
Utdelning per aktie ¹	0,37	0,37	0,45	0,45	0,45
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	338 513 135	338 513 135	338 513 135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	338 513 135	338 513 135	338 672 675	338 513 135	338 592 250
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	339 252 753	339 252 753	339 709 098	339 549 557	339 513 634
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut i SEK	287,90	287,90	285,70	285,70	221,40
Börskurs vid periodens slut i USD ²	31,02	31,02	31,86	31,86	24,72
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%) ³	–	–	–	–	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	19	10	25	16	47
Nettoskulsättningsgrad (%) ³	–	–	–	–	–
Nettoskuld/EBITDA	1,9	1,9	2,1	2,1	1,8
Soliditet (%)	-13	-13	-4	-4	-7
Andel riskbärande kapital (%)	26	26	27	27	29
Räntetäckningsgrad	16	17	17	23	17
Operativt kassaflöde/räntekostnader	24	26	19	21	21
Direktavkastning	1	1	1	1	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 30 juni 2019, 31 december 2018 och 30 juni 2018.

Avstämning av alternativa nyckeltal

EBITDA MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Rörelseresultat	540,7	279,8	735,0	391,2	1 418,7
Plus: avskrivningar av olje- och gastillgångar	196,6	96,8	232,7	114,2	458,0
Plus: prospekteringskostnader	70,9	33,6	5,9	6,2	53,2
Plus: avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	3,4	1,7	1,4	0,7	2,6
EBITDA	811,6	411,9	975,0	512,3	1 932,5

Operativt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	984,0	499,9	1 383,9	681,5	2 640,7
Minus: produktionskostnader	-77,0	-38,1	-72,0	-30,1	-152,4
Minus: inköp av olja från tredje part	-84,3	-44,2	-324,8	-132,6	-533,8
Minus: aktuella skatter	-43,8	-17,4	-8,7	-8,4	-90,4
Operativt kassaflöde	778,9	400,2	978,4	510,4	1 864,1

Fritt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten	754,5	408,7	807,4	404,8	1 718,3
Minus: kassaflöde från investeringar	-587,1	-337,1	-546,4	-315,6	-1 055,3
Fritt kassaflöde	167,4	71,6	261,0	89,2	663,0

Nettoskuld MUSD	1 jan 2019- 30 jun 2019 6 månader	1 apr 2019- 30 jun 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 jun 2018 6 månader	1 apr 2018- 30 jun 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Banklån	3 460,0	3 460,0	3 895,0	3 895,0	3 465,0
Minus: likvida medel	-100,7	-100,7	-96,5	-96,5	-66,8
Nettoskuld	3 359,3	3 359,3	3 798,5	3 798,5	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 övriga materiella anläggnings-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.

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef tillika verkställande direktören försäkrar att den finansiella rapporten för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2019 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 2019

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 2019 till 30 juni 2019. 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 International Standard on Review Engagements (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 2019

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2019) kommer att publiceras den 31 oktober 2019.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2019) kommer att publiceras den 31 januari 2020.
- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2020) kommer att publiceras den 30 april 2020.

Årsstämman kommer att hållas den 31 mars 2020 i Stockholm.

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 skyldigt att offentliggöra enligt lag (2007:528) om värdepappersmarknaden. Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 31 juli 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 Lundin Petroleums 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 borrningar samt andra prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter. Slutlig utvinning av reserver och resurser baseras på prognoser om framtida resultat, uppskattningar av kvantiteter som ännu inte kan fastställas samt antaganden av företagsledningen.

Samtliga uttalanden, förutom uttalanden avseende historiska fakta, kan vara framåtriktade uttalanden. Uttalanden om bevisade och sannolika reserver och resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och Lundin Petroleum 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 Lundin Petroleums 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

