

Lundin
Petroleum



Q4

BOKSLUTSRAPPORT 2018

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055



Sammanfattning

- Starkt finansiellt resultat med rekordhøgt fritt kassafløde om 663 MUSD
- Utdelning om 1,48 USD per aktie, motsvarande 500 MUSD, foreslås av styrelsen for 2018
- Produktion for året om 81,1 Mboepd var i den øvre delen av prognosintervallet, till följd av utmärkta resultat från Edvard Grieg
- Verksamhetskostnad for året om 3,66 USD per fat var lägre än uppdaterad prognos
- Johan Sverdrupprosjektet løper enligt plan med första fasen till cirka 85 procent slutförd och förväntad produktionsstart i november 2019
- Ökning av bevisade och sannolika reserver till 745 MMboe med en reserversättningsgrad om 163 procent

Finansiella resultat

	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Produktion i Mboepd	81,1	82,1	86,1	83,1
Intäkter och øvrige intäkter i MUSD	2 617,4	611,0	1 997,0	593,7
Operativt kassafløde i MUSD	1 847,8	419,1	1 530,0	434,5
EBITDA i MUSD	1 916,2	448,5	1 501,5	429,8
Fritt kassafløde i MUSD	663,0	173,3	203,7	160,6
Periodens resultat i MUSD	222,1	-105,3	380,9	-50,9
Resultat per aktie i USD ¹	0,66	-0,31	1,13	-0,15
Nettoskuld	3 398,2	3 398,2	3 883,6	3 883,6

Beløppen i øvanstående tabell for 2017 avser kvarvarande verksamhet.

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

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

"2018 visade sig vara ett enastående år inom verksamhetens alla ømråden, med utmärkta resultat från våra producerande tillgångar, starkt finansiellt resultat och stora borrningsframgångar. For femte året i rad har vi med bred marginal ersatt producerade volumer med nya reserver.

"Høgre råvarupriser, en mycket høg produktionseffektivitet og en verksamhetskostnad som var lägre än prognos har tillsammans bidragit till ett EBITDA på øver 1,9 miljarder USD og ett rekordhøgt fritt kassafløde om 663 miljoner USD for året. Det glædjer mig økså att kunna meddela att styrelsen, mot bakgrund av dessa resultat og bolagets starka finansiella utsikter for det kommande årtiondet, har antagit en uppdaterad og hållbar utdelningspolicy som kommer kunna leverera en årlig kontantutdelning om 500 miljoner USD. Vår målsättning är att kunna øka utdelningen ytterligare i takt med att bolaget fortsätter att växa.

"Nyckeltillgångarna Edvard Grieg og Alvheim fortsätter att prestera øver förväntan. Produktionseffektiviteten for Edvard Grieg for året låg på 98 procent og resultatena från reservoaren fortsätter att øverträffa förväntningarna med betydligt långsammare infløde av producerat vatten än förväntat, vilket gør att fältets plåtproduktion förångs med sex månader till mitten av 2020. Samtidigt har vi lyckats bibehålla vår ledande position i branschen vad gäller låg koldioxidintensitet per producerat fat, vilken motsvarar en fjärdedel av branschgenomsnittet. Edvard Grieg är verkligen en tillgång i världsklass og ett tydligt bevis på vad som är möjligt när utmärkt reservoarhantering kombineras med nya, moderna anläggningar som drivs med innovativ teknik og praktiska metoder.

"Det gigantiska Johan Sverdrupfältet har nu mindre än ett år kvar till produktionsstart og 2018 har varit ett avgörande år for projektets genomförande. Den första fasen är nu till cirka 85 procent slutförd og alla fyra stålunderställen, liksom processdäcken for borrhøplattformen og stigrørsplattformen, har installerats offshore. Jag är mycket nøjd øver hur projektet utvecklas, de viktigaste nyckeltalen har uppdaterats med såväl lägre investeringskostnader som økade reserver. Produktionsstart for första fasen beräknas till november 2019 og utbyggnadsplanen for projektets andra fas har lämnats in.

"2018 års prospekterings- og utvärderingsprogram var ett av de mest omfattande vi någonsin genomfört og vi hade betydande framgångar med nya fyndigheter nära våra kärnområden på Utsirahøjden og i Alvheimområdet. Vi har økså tagit våra utvärderingsprojekt närmare utbyggnad og har nu identifierat sju potentiella projekt. Produktionstester på Rolvsnes og Alta har minskat osäkerheten vad gäller den kommersiella potentialen for dessa unika fyndigheter. Vi har kompletterat vår framgångsrika organiska tillväxtstrategi genom att addera viktiga tillskott till vår position på Utsirahøjden. I syfte att skapa kommersiella og operativa synergier med partnerskapet for Edvard Grieg økade vi vår licensandel i Luno II till 65 procent og nyligen meddelade vi vårt strategiska förvärv av Lime Petroleum's andelar i de licenser där øljefyndigheten Rolvsnes og Goddostrukturen ingår. Detta økar vår position i området som har en sammanlagd resurspotential på øver 250 MMboe.

"Med blicken framåt kan jag konstatera att 2019 kommer att bli ett av de viktigaste åren i Lundin Petroleum's historia. Året har startat med en rekordtilldelning i 2018 års APA-licensrunda som økat vårt licensinnehav med omkring 70 procent sedan slutet av 2017. Det gigantiska Johan Sverdrupfältet förväntas starta produktion i november og vi kommer att genomföra vårt hittills största prospekterings- og utvärderingsprogram med målsättning att nå øver 750 MMboe ytterligare nettoresurser. Jag vill tacka bolagets alla intressenter for deras stød under året som gått og ser fram emot ännu en period med fortsatt tillväxt og starka resultat."

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

Definitioner og förkortningar finns på sidorna 30 og 32.

VERKSAMHETEN

Samtliga belopp och uppdateringar som redovisas i denna verksamhetsrapport avser, om inte annat anges, räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2018.

Norge

Reserver och resurser

Lundin Petroleum har per den 31 december 2018 bevisade och sannolika nettoreserver om 745,4 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) samt bevisade, sannolika och möjliga nettoreserver om 900,9 MMboe, vilka certifierats av oberoende tredje part. Lundin Petroleum har också olje- och gasresurser som klassificerats som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade nettoresurser enligt bästa estimat uppgick per den 31 december 2018 till 225 MMboe. Reserversättningsgraden för bevisade och sannolika reserver uppgick till 163 procent för 2018.

Produktion

Produktionen för året uppgick till 81,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 86,1 Mboepd för 2017), vilket var i den övre delen av det uppdaterade prognosintervallet för helåret om 78 till 82 Mboepd och 4 procent högre än medianvärdet i det ursprungliga prognosintervallet om 74 till 82 Mboepd. Det goda utfallet beror på starka resultat från såväl anläggningar som reservoarer både på Edvard Griegfältet och i Alvheimområdet.

Verksamhetskostnaderna för året, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 3,66 USD per fat, vilket var lägre än den reviderade prognosen för helåret om under 3,80 USD per fat och 12 procent lägre än den ursprungliga prognosen om 4,15 USD per fat. Det goda utfallet är ett resultat av en kombination av lägre kostnader, ökade produktionsvolymerna samt att produktionen från Brynhildfältet upphört under året.

Produktion i Mboepd	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Norge				
Olja	71,9	73,5	77,6	74,6
Gas	9,2	8,6	8,5	8,5
Summa produktion	81,1	82,1	86,1	83,1

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Edvard Grieg	65%	63,6	65,6	66,7	62,7
Ivar Aasen	1,385%	0,9	0,8	0,7	0,9
Alvheim	15%	9,3	10,1	12,4	9,8
Volund	35%	6,5	5,2	3,9	8,7
Bøyla	15%	0,7	0,4	1,1	0,9
Brynhild	51% ²	0,0	–	1,2	–
Gaupe	40%	0,1	–	0,2	0,2
		81,1	82,1	86,1	83,1

¹Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

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

Produktionen från Edvard Griegfältet överträffade prognosen tack vare en fortsatt stark produktionseffektivitet på 98 procent. Under fjärde kvartalet 2018 kunde Edvard Grieg utnyttja ytterligare produktionskapacitet som blev tillgänglig till följd av begränsad produktion från Ivar Aasen under tiden som underhållsarbete utfördes på en av Edvard Griegs turbingeneratorer. Utbyggnadsplanens borrhprogram slutfördes i mitten på året med resultat från samtliga utbyggnadsborrningar i linje med eller över förväntan samt till en kostnad som understeg budget. Resultaten från reservoaren fortsätter att överträffa förväntningarna och inflödet av producerat vatten sker betydligt långsammare än förväntat, vilket gör att fältets platåproduktion förlängs med ytterligare cirka sex månader till mitten av 2020. Den 4D-seismik som samlats in över fältet indikerar att vatteninjiceringsborrningens vattengräns ligger längre bort från de huvudsakliga produktionsborrningarna än vad som antagits i de nuvarande reservoarmodellerna. Denna information utvärderas fortfarande och har inte inkluderats i reservuppdateringen vid årets slut 2018. Ett kompletterande borrhprogram på Edvard Griegfältet planeras för 2020 och beslut avseende projektet förväntas under 2019. Verksamhetskostnaden för Edvard Griegfältet, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 3,95 USD per fat.

Produktionen från Ivar Aasenfältet var något under prognos, till följd av underhållsarbete som genomfördes på Edvard Griegs strömförsörjningssystem under fjärde kvartalet 2018. Under andra kvartalet 2018 genomfördes med framgång två nya vatteninjiceringsborrningar i syfte att öka tryckstödet för den östra delen av fältet.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, var något över prognos tack vare starka resultat från reservoarerna och en fortsatt hög produktionseffektivitet för Alvheim FPSO:n på 97 procent. Resultaten från en kompletterande borrning på Kameleonområdet på Alvheimfältet var i linje med förväntningarna och borrningen började producera före tidtabell redan under det fjärde kvartalet 2018. Detta i kombination med de två kompletterande borrningarna i Boaområdet, vilka började producera i början av året, kompenserar för den naturliga produktionsminskningen i området. Verksamhetskostnaden för Alvheimområdet var 4,96 USD per fat.

Beslut har tagits om att permanent upphöra med produktion från Brynhildfältet. Arbete pågår med att ta fram en avvecklingsplan som kommer att lämnas in till myndigheterna för godkännande. Fältets bokförda värde skrevs vid slutet av 2017 ned till noll.

Inga återstående reserver har redovisats för Gaupefältet men fältet har periodvis producerat när de ekonomiska förutsättningarna varit gynnsamma. Eftersom det inte längre är ekonomiskt fördelaktigt att producera från Gaupefältet beslutades det i oktober 2018 att produktion från fältet kommer att upphöra.

Utbyggnad

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

Johan Sverdrup

Den första fasen av Johan Sverdrupprojektet fortskrider enligt tidsplan och har slutförts till cirka 85 procent. Dessa goda framsteg innebär att produktion förväntas starta i november 2019.

2018 var ett viktigt år vad gäller installationer för projektets första fas och arbetsprogrammet slutfördes enligt plan. Samtliga fyra stålunderställ har nu installerats offshore, liksom processdäcken för borrhplattformen och stigrörsplattformen. Strömkabeln från land har installerats och strömförsörjningen till offshoreanläggningarna togs i drift under oktober 2018. Installation av olje- och gasexportledningarna har slutförts. Två boeandanläggningar finns på plats offshore och som mest har cirka 800 personer arbetat med att koppla samman offshoreanläggningarna, ett arbete som fortskrider enligt tidtabell.

Av de två processdäck som återstår att installeras, lämnade processdäcket för processanläggningsplattformen Samsung Heavy Industries varv i Sydkorea i december 2018 och förväntas i februari 2019 anlända till Kværner Stordvarvet i Norge, där tillverkning av processdäcket för boendeplattformen nu avslutats. Installation av båda processdäcken är planerad till våren 2019.

Förbörningsarbetet har slutförts tidigare än planerat, med totalt åtta produktionsborrningar och tolv vatteninjiceringsborrningar. Arbetet med att ansluta de åtta förbörade produktionsborrningarna till borrhplattformen påbörjades i december 2018.

Bruttoinvesteringen för projektets första fas är enligt den senaste uppskattningen nominellt 86 miljarder NOK, att jämföras med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen 2015 om nominellt 123 miljarder NOK, vilket innebär en besparing på över 30 procent exklusive ytterligare valutakursvinster som en omräkning till USD skulle innebära. Den sammanlagda produktionskapaciteten för första fasen uppskattas till 440 Mbopd.

Utbyggnadsplanen för projektets andra fas lämnades in till det norska olje- och energidepartementet i augusti 2018 och produktion från denna fas beräknas starta under det fjärde kvartalet 2022. Den andra fasen innebär installation av ytterligare en processanläggningsplattform som sammanlänkas med fältcentret samt ytterligare anläggningar längs havsbotten för att kunna ansluta fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsoy och Geitungen. Under den andra fasen kommer också en förbättrad utvinningsteknik med alternering av vatten- och gasinjicering (water alternating gas injection, WAG) att implementeras för hela fältet. För utbyggnaden av den andra fasen planeras 28 nya borrningar. Dessa ytterligare anläggningar kommer att öka den sammanlagda produktionskapaciteten till 660 Mbopd. Till följd av implementeringen av WAG har de uppskattade bruttoresurserna ökat ytterligare till mellan 2,2 och 3,2 miljarder boe.

Bruttoinvesteringen för den andra fasen uppskattas till nominellt 41 miljarder NOK, vilket motsvarar en besparing på över 50 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen för första fasen, tack vare en kombination av goda marknadsförhållanden och optimering av den andra fasens anläggningar. Kontrakt har tilldelats för såväl processdäck som stålunderställ och detaljerat projekteringsarbete fortlöper enligt plan. Breakeven för hela fältet förväntas uppnås vid ett oljepris på under 20 USD per fat.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2018

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL359	Lundin Norway	65%	Luno II	februari 2018	slutförd mars 2018
PL338C	Lundin Norway	50%	Rolvsnæs	april 2018	slutförd augusti 2018
PL609	Lundin Norway	40%	Alta	april 2018	slutförd september 2018
PL203	Aker BP	15%	Gekko	september 2018	slutförd oktober 2018

Samtliga fyra borrningar i 2018 års utvärderings- och testprogram har varit framgångsrika. Tillsammans med två nya prospekteringsfyndigheter som gjordes under 2018 innebär det att Lundin Petroleum har sex potentiella projekt på väg framåt genom utvärderingsfasen. Dessa positiva resultat bidrog till att öka de betingade resurserna vid årets slut 2018.

Utvärderingsborrningen på Luno II i PL359 på Utsirahøyden slutfördes med framgång i mars 2018 och påvisade en oljekolonn om totalt 22 meter i sandsten från triasperiod av mycket god reservoarkvalitet, vilket var betydligt bättre än förväntat. Till följd av det positiva resultatet har bruttoresurserna för Luno II ökat till mellan 40 och 100 MMboe. Utbyggnadskonceptet för Luno II innebär en återkoppling längs havsbotten till den närliggande Edvard Grieganläggningen. Godkännande och inlämning av en utbyggnadsplan för den första fasen av utbyggnaden av Luno II förväntas under första kvartalet 2019. Lundin Petroleum har förvärvat Equinors 15-procentiga andel i Luno II, i syfte att skapa kommersiella och operativa synergier mellan partnerskapen för Edvard Grieg och Luno II, vilket har ökat bolagets andel i Luno II till 65 procent.

Utvärderingsborrning och produktionstestning på oljefyndigheten Rolvsnes i PL338C på Utsirahøyden i Nordsjön slutfördes i augusti 2018. Den horisontella borrningen bekräftade god produktionskapacitet i uppsprucken och vittrad berggrundsreservoar och uppnådde en begränsad produktion på 7 000 bopd. Dessa positiva resultat har lett till väsentligt ökade bruttoresurser för Rolvsnes på mellan 14 till 78 MMboe från tidigare intervall om 3 till 16 MMboe. De långsiktiga produktionsegenskaperna för denna reservoar behöver analyseras ytterligare och nästa steg är att utföra ett förlängt borrtest via en sammankoppling av utvärderingsborrningen till Edvard Griegplattformen. Beslut avseende det förlängda borrtestet förväntas tas i början av 2019 och implementeras parallellt med utbyggnaden av Luno II. Det positiva borresultatet på Rolvsnes minskar prospekteringsrisken i angränsande PL815 där en prospekteringsborrning ska genomföras på Goddostrukturen under 2019. Prospekteringsområdet där Rolvsnes- och Goddostrukturerna ligger uppskattas innehålla potentiella bruttoresurser om mer än 250 MMboe.

Det förlängda produktionstestet på Altafyndigheten i södra Barents hav slutfördes med framgång i september 2018. Produktion pågick under cirka två månader, med en volym om maximalt 18 000 bopd som begränsades av produktionsanläggningarnas kapacitet. Totalt under testet producerades cirka 660 000 fat olja som transporterades till en tanker. Resultaten var bättre än väntat och bekräftade utmärkt reservoarproduktivitet och kontakt med betydande oljevolymmer. Den stora mängden ny information från de positiva testresultaten bearbetas fortfarande, tillsammans med ny, avancerad 3D-seismik (TopSeis) som samlats in för hela Alta- och Gohtaområdet. Detta innebär att uppskattningarna av de betingade resurserna för Alta- och Gohtafyndigheterna förblir oförändrade jämfört med slutet av 2017, och kommer att uppdateras under 2019 när all ytterligare data analyserats och områdets framtida utvärderingspotential kan definieras.

Utvärderingsborrningen Gekko sydost om Alvheimfältet slutfördes med framgång i oktober 2018. Målet med den tvågrenade borrningen var att testa potentialen för bättre reservoarqualitet bortanför Gekkofyndigheten och fastställa tjockleken på oljekolonnen. Båda förgreningarna påträffade Heimdalsand av god kvalitet med en oljesevens på cirka 6 meter under gasen. Till följd av de positiva resultaten uppskattas Gekkofyndigheten innehålla bruttoresurser om mellan 28 och 52 MMboe. Alternativ för kommersiell utbyggnad av Gekko utvärderas.

Prospektering

Borrprogram för 2018

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Resultat
PL340	Aker BP	15 %	Frosk	januari 2018	Oljefyndighet
PL167	Equinor	20 %	Lille Prinsen	april 2018	Oljefyndighet
PL659	Aker BP	20 %	Svanefjell	maj 2018	Mindre gasfyndighet
PL830	Lundin Norway	40 %	Silfari	oktober 2018	Torr
PL860	MOL	40 %	Driva/Oppdal	november 2018	Torr
PL857	Equinor	20 %	Gjøkåsen Shallow	december 2018	Pågår
PL857	Equinor	20 %	Gjøkåsen Deep	januari 2019	Pågår
PL767	Lundin Norway	50 %	Pointer/Setter	januari 2019	Pågår
PL869	Aker BP	20 %	Froskelår Main	januari 2019	Pågår

2018 års prospekteringsprogram påverkades av ändringar i riggscheman och omprioriteringar, vilket innebar att flera borrningar flyttades fram till 2019. Fem prospekteringsborrningar slutfördes under 2018 och resulterade i två fyndigheter med kommersiell potential, Frosk och Lille Prinsen. Kostnaderna för prospektering och utvärdering under 2018 uppgick till MUSD 311.

I februari 2018 gjordes oljefyndigheten Frosk nordväst om Bøylafältet i Nordsjön och uppskattas innehålla bruttoresurser om mellan 30 och 60 MMboe. Detta är betydligt mer än vad som uppskattades i samband med förborrningen och inverkar positivt på bedömningen av ytterligare prospekteringspotential i området. Två uppföljande borrningar på Froskelår Main- och Rumpetrollstrukturerna i närliggande PL869 kommer att genomföras under första halvåret 2019, varav borrning på Froskelår Main pågår. Ett produktionstest på Froskfyndigheten, som kopplas till undervattensanläggningarna på Bøylafältet, kommer också att genomföras under första halvåret 2019.

I maj 2018 gjordes en mindre gasfyndighet i Svanefjellstrukturen i PL659 i södra Barents hav som bedömdes ej kommersiellt utvinningsbar.

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

I december 2018 slutfördes prospekteringsborrning på Silfaristrukturen i PL830 i Froan Basinområdet i Norska havet. Borrningen påträffade sandsten från juraperiod av god kvalitet men ingen förekomst av kolväten. I borrningens sekundära mål från permperiod påträffades inga reservoarintervaller eller kolväten. Resultaten från Silfariborrningen påverkar inte potentialen i den närliggande Frøyahøyden, där borrning hittills inte har genomförts.

I december 2018 påbörjades borrning av strukturen Gjøkåsen Shallow i PL857 i sydöstra Barents hav. Gjøkåsen är en stor struktur med flera horisontella lager som ligger långt från borrningar i liknande geologi. Den innehåller både djupt och grunt liggande reservoarer som inte kan nås med endast en borrning utan kräver två borrningar för att till fullo testa potentialen i strukturen. Gjøkåsen Shallow uppskattas innehålla obekräftade bruttoresurser om sammanlagt 768 MMboe. Borrning på Gjøkåsen Deep kommer att genomföras direkt efter Gjøkåsen Shallow.

I januari 2019 slutfördes prospekteringsborrningen på strukturerna Driva/Oppdal i PL860 i Mandalhöjdsområdet i Nordsjön. Borrningen var torr. Reservoarer från paleocenperiod och Rotliegendesserien påträffades men utan förekomst av kolväten. Den andra borrningen i Mandalhöjdsområdet, på strukturerna Vinstra/Otta i närliggande PL539, kommer att genomföras under 2019.

I januari 2019 påbörjades borrning på strukturen Pointer/Setter i PL767 sydost om fyndigheterna Alta och Gohta i södra Barents hav. Borrningen har två tydliga mål i sandsten från tidig kritaperiod och strukturen uppskattas innehålla obekräftade bruttoresurser om sammanlagt 312 MMboe. Borrningarna genomförs med riggen Leiv Eiriksson, som är under ett flexibelt kontrakt med tillgänglighet för att täcka bolagets borrprogram som operatör under 2019.

Licenstilldelningar och transaktioner

Lundin Petroleum fortsätter att öka sin prospekteringsareal genom licensrundor. I januari 2018 tilldelades Lundin Petroleum 14 licenser i 2017 års norska licensrunda för tilldelning i fördefinierade områden (APA), varav sex som operatör. I juni 2018 tilldelades bolaget tre licenser i den 24:e norska licensrundan för tilldelning i nya områden, varav en som operatör. I januari 2019 tilldelades bolaget 15 licenser i 2018 års APA licensrunda, varav nio som operatör. Lundin Petroleum innehar för närvarande 82 prospekteringslicenser i Norge, jämfört med 49 licenser i början av januari 2018, vilket motsvarar en ökning med cirka 70 procent.

I januari 2018 förvärvade Lundin Petroleum 10-procentiga licensandelar i PL539 och PL860 samt 30-procentiga licensandelar i PL820S och PL825 från Fortis Petroleum. En 20-procentig licensandel i PL860 förvärvades även från Equinor. Dessa förvärv har ökat Lundin Petroleums licensandelar i PL860 till 40 procent och i PL539 till 20 procent.

I maj 2018 genomförde Lundin Petroleum ett byte av licensandelar med DNO för att få initial arealtillgång i Tampen/Horda Plattformsområdet i norska Nordsjön. Lundin Petroleum erhöll 10-procentiga licensandelar i PL926 respektive PL929 samt 15-procentiga licensandelar i PL921 respektive PL924 i utbyte mot att DNO fick 10-procentiga licensandelar i vardera PL825, PL767, PL902 och PL950.

I juni 2018 genomförde Lundin Petroleum ett licensbyte med Edison i södra Barents hav där Lundin Petroleum erhöll en 10-procentig licensandel i PL850 i utbyte mot att Edison fick en 10-procentig licensandel i PL952. I oktober 2018 förvärvade Lundin Petroleum en ytterligare 20-procentig licensandel i PL850 från Lime Petroleum, vilket ökat bolagets licensandel i PL850 till 30 procent.

I oktober 2018 förvärvade Lundin Petroleum Equinors 15-procentiga licensandel i PL359 där oljefyndigheten Luno II ligger. Transaktionen innebar såväl en kontantersättning till Equinor som en överföring av Lundin Petroleums återstående 20-procentiga licensandel i PL825 till Equinor.

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

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 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 året inträffade en incident med förlorad arbetstid som följd och en incident som krävde sjukvård. Detta resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid som följd om 0,5 per en miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporteringsbara incidenter om 1,0 per en miljon arbetade timmar. Inga allvarliga incidenter med väsentlig inverkan på säkerhet eller miljö inträffade.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för den kvarvarande verksamheten uppgick till 1 402,4 MUSD (812,4 MUSD) för räkenskapsåret. Ökningen jämfört med föregående år beror främst på högre oljepriser i kombination med lägre produktionskostnader och lägre avskrivningar som till viss del kompenseras av lägre produktionsvolymerna.

Årets resultat för den kvarvarande verksamheten uppgick till 222,1 MUSD (380,9 MUSD) och inkluderar en valutakursförlust om 164,9 MUSD (vinst om 255,3 MUSD). Exklusive valutakursförändringar uppgick resultatet till 387,0 MUSD (125,6 MUSD). Ökningen jämfört med föregående år beror främst på högre oljepriser i kombination med lägre produktionskostnader och lägre avskrivningar, vilka kompenseras något av lägre produktionsvolymerna och en redovisningsmässig vinst om 98,1 MUSD efter skatt som uppkom till följd av omförhandlingen av lånevillkor för den reservbaserade kreditfaciliteten och skrivs av över facilitetens återstående nyttjandetid.

Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till 221,1 MUSD (384,7 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande ett resultat per aktie om 0,66 USD (1,13 USD).

Årets resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 916,2 MUSD (1 501,5 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande EBITDA per aktie om 5,65 USD (4,41 USD). Operativt kassaflöde för den kvarvarande verksamheten uppgick till 1 847,8 MUSD (1 530,0 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 5,46 USD (4,50 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter för året uppgick till 2 617,4 MUSD (1 997,0 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överruttagsposition samt övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för året uppgick till 2 607,9 MUSD (1 958,3 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit för den egna produktionen uppgick till 67,89 USD (51,63 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för året uppgick till 71,31 USD (54,25 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Genomsnittspris per boe i USD				
Försäljning olja				
– Kvantitet i Mboe	26 834,7	7 237,5	28 106,9	5 364,9
– Genomsnittspris per bbl	69,97	66,42	53,37	62,41
Försäljning gas och NGL				
– Kvantitet i Mboe	3 682,0	876,4	3 943,1	1 325,0
– Genomsnittspris per boe	52,74	53,50	39,23	44,60
Summa försäljning				
– Kvantitet i Mboe	30 516,7	8 113,9	32 050,0	6 689,9
– Genomsnittspris per boe	67,89	65,03	51,63	58,87

Tabellen ovan exkluderar olja från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 536,1 MUSD (303,5 MUSD) för året och avsåg främst Grane Blend olja som köpts utanför koncernen och sålts på den externa marknaden av Lundin Petroleum Marketing SA.

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålida volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överruttags, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Förändringen i under- och överruttagsposition för året uppgick till en kostnad om 23,3 MUSD (intäkt om 13,8 MUSD), beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter för året uppgick till 32,8 MUSD (24,9 MUSD) och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 29,4 MUSD (21,7 MUSD), hänförliga till tariff som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader för året, inklusive förändringar i lager, uppgick till 145,4 MUSD (164,2 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Produktionskostnader				
Utvinningskostnader				
– i MUSD	102,5	28,5	117,3	32,9
– i USD per boe	3,46	3,78	3,73	4,31
Tariff- och transportkostnader				
– i MUSD	35,2	9,4	37,9	9,0
– i USD per boe	1,19	1,24	1,21	1,17
Verksamhetskostnader				
– i MUSD	137,7	37,9	155,2	41,9
– i USD per boe ¹	4,65	5,02	4,94	5,48
Förändringar i lager				
– i MUSD	0,6	0,0	-0,4	-0,1
– i USD per boe	0,02	0,00	-0,02	-0,02
Övrigt				
– i MUSD	7,1	1,7	9,4	1,8
– i USD per boe	0,24	0,23	0,30	0,23
Produktionskostnader				
– i MUSD	145,4	39,6	164,2	43,6
– i USD per boe	4,91	5,25	5,22	5,69

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna om 4,65 USD (4,94 USD) per fat för året minskar till 3,66 USD (4,25 USD) per fat när de netto redovisas. Verksamhetskostnaderna om 5,02 USD (5,48 USD) per fat för fjärde kvartalet 2018 minskar till 4,14 USD (4,54 USD) per fat när de netto redovisas.

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 102,5 MUSD (117,3 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 93,0 MUSD (105,9 MUSD). Minskningen i förhållande till föregående år är ett resultat av att produktionen från Brynhildfältet har upphört under året.

Utvinningskostnaderna per fat för året uppgick till 3,46 USD (3,73 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt och till 3,14 USD (3,37 USD) per fat exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Tariff- och transportkostnader för året uppgick till 35,2 MUSD (37,9 MUSD) eller 1,19 USD (1,21 USD) per fat.

Övriga kostnader för året uppgick till 7,1 MUSD (9,4 MUSD) och avsåg tecknandet av en driftstoppsförsäkring. Övriga kostnader som redovisades under föregående år avsåg ett kostnadsdelningsavtal för Brynhildfältet, i enlighet med vilket verksamhetskostnaderna varierade med oljepriset fram till slutet av maj 2017. Avtalet värderades till verkligt värde till terminskursen på olja.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader för året uppgick till 458,0 MUSD (567,3 MUSD), vilket motsvarar en genomsnittlig kostnad om 15,46 USD (18,05 USD) per fat som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna för året jämfört med 2017 beror på en lägre avskrivningsgrad per fat från Edvard Griegfältet till följd av reservökningen som gjordes vid årets slut 2017 samt lägre produktionsvolym.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnader som redovisats i resultaträkningen uppgick till 53,2 MUSD (73,1 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar

Nedskrivningar som redovisats i resultaträkningen uppgick till – MUSD (30,6 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Nedskrivningen under föregående år avsåg försäljningen av en 39-procentig andel i Brynhildfältet i PL148.

Förlust vid försäljning av tillgångar

Förlust vid försäljning av tillgångar som redovisats i resultaträkningen uppgick till – MUSD (14,4 MUSD) för året och avsåg resultat efter skatt gällande avyttringen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet.

Inköp av olja från tredje part

Inköp av olja från tredje part uppgick till 533,8 MUSD (303,3 MUSD) för året och avsåg främst Lundin Petroleum Marketing SA:s inköp av Grane Blend olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 24,6 MUSD (31,7 MUSD) och innehöll en kostnad om 3,9 MUSD (4,3 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 2,6 MUSD (2,5 MUSD) för året.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 192,2 MUSD (256,7 MUSD) och beskrivs i not 4.

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

Övriga finansiella intäkter uppgick till 3,3 MUSD (0,4 MUSD) och inkluderade förändringen av ShaMaranaktiernas verkliga värde, i enlighet med IFRS 9, vilket beskrivs på sidan 11. ShaMaranaktierna såldes under året till rådande marknadsvärde.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 345,4 MUSD (186,6 MUSD) och beskrivs i not 5.

Valutakursförluster uppgick till 164,9 MUSD (vinst om 255,3 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 innehåller andra valutor än koncernbolagens funktionella valutor. Lundin Petroleum har säkrat vissa finansieringskostnader som uppkommer i utländsk valuta mot US-dollar och den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakurssäkringar uppgick till 5,2 MUSD (förlust om 1,8 MUSD).

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

Räntekostnader uppgick till 88,7 MUSD (115,0 MUSD) och avsåg den del av ränteutgifterna som redovisats över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under året till ett belopp om 87,6 MUSD (63,5 MUSD). De totala räntekostnaderna är något lägre jämfört med föregående år, främst till följd av att högre räntor har kompenseras av att ett lägre lånebelopp utnyttjats på den reservbaserade lånefaciliteten. Räntesäkringsavtalen resulterade i en vinst om 3,5 MUSD (förlust om 17,4 MUSD) och redovisas som finansiella intäkter.

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 17,8 MUSD (17,5 MUSD) och avsåg kostnaden för upprättandet av kreditfaciliteten. Dessa avgifter har kostnadsförts över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Engagemangavgifter för lånefaciliteter uppgick till 13,0 MUSD (11,1 MUSD) och ökningen jämfört med föregående år beror på att ett lägre lånebelopp utnyttjats. Ökningen har delvis kompenseras av att en lägre marginal för engagemangavgifterna omförhandlats för den reservbaserade kreditfaciliteten, vars nya villkor trädde i kraft den 1 juni 2018.

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

De förmånligare lånevillkoren som omförhandlats för bolagets reservbaserade kreditfacilitet resulterade i en redovisningsmässig vinst som efter nuvärdesjustering uppgick till 26,1 MUSD (– MUSD) för året och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Andel i resultat från intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till -1,3 MUSD (MUSD -0,4) och avsåg andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 1 025,8 MUSD (501,2 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden uppgick till 90,4 MUSD (-0,5 MUSD), varav 89,0 MUSD (-1,5 MUSD) avsåg bolagsskatt i 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 året uppgick till 14,8 MUSD, vilket har resulterat i en ökning av den aktuella skatteskulden jämfört med föregående år.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 935,4 MUSD (501,7 MUSD) och är hänförlig till Norge. Uppskjuten skatt uppkommer huvudsakligen när det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar.

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

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultatet hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick till – MUSD (-3,8 MUSD). Resultatet för föregående år avsåg innehav utan bestämmande inflytande i Mintley Caspian Ltd., holdingbolaget för Lundin Petroleums investering i Ryssland, som var till fullo konsoliderat fram till slutet av det tredje kvartalet 2017. Investeringen i Mintley Caspian Ltd. exkluderades ur koncernredovisningen i slutet av det tredje kvartalet 2017 och resultatet redovisas därefter som andel i resultat från intresseföretag.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gästingångar uppgick till 5 341,1 MUSD (4 937,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utgifter för utbyggnad, prospektering och utvärdering beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Norge	701,9	151,0	950,0	216,0
Utbyggnadsutgifter	701,9	151,0	950,0	216,0

Under året har ett belopp om 701,9 MUSD (950,0 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Dessutom aktiverades räntekostnader till ett belopp om 87,6 MUSD (63,5 MUSD).

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Norge	310,6	85,4	227,1	54,6
Ryssland	—	—	1,1	—
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	310,6	85,4	228,2	54,6

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 310,6 MUSD (227,1 MUSD) och avsåg främst utvärderingsborrningarna på Luno II i PL359, Rolvsnes i PL338C och Alta i PL609, prospekteringsborrningarna på Frosk i PL340, Svanefjell i PL659, Lille Prinsen i PL167, Silfari i PL830 och Driva/Oppdal i PL860, samt andra fasen av Johan Sverdrupprojektet. Intäkterna för oljan som producerades från det förlängda produktionstestet på Altafyndigheten i PL609 under det tredje kvartalet 2018 har nettoredovisats mot aktiverade utvärderingsutgifter.

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

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

Derivatinstrument uppgick till 2,7 MUSD (26,5 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 36,5 MUSD (33,7 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 219,3 MUSD (304,4 MUSD) och beskrivs i not 8. Samtliga kundfordringar är kortfristiga och uppgick till 153,7 MUSD (202,7 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Underutttag uppgick till 4,6 MUSD (29,4 MUSD) och avsåg underuttagspositioner vid de producerande fälten. Fordringar på joint operations uppgick till 17,0 MUSD (15,6 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 26,9 MUSD (29,3 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 17,1 MUSD (27,4 MUSD) och inkluderade en kortfristig fordran om 14,0 MUSD på IPC avseende rörelsekapital till följd av avknoppningen samt andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 34,0 MUSD (7,7 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Likvida medel uppgick till 66,8 MUSD (71,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 262,0 MUSD (3 880,0 MUSD) och beskrivs i not 9. Banklån uppgick till 3 465,0 MUSD (3 955,0 MUSD) och avsåg det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter avseende uppläggningskostnader för koncernens kreditfacilitet uppgick till 54,1 MUSD (75,0 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. En redovisningsmässig vinst om 148,9 MUSD (– MUSD) hänförlig till omförhandlingen av lånevillkoren för den reservbaserade kreditfaciliteten har aktiverats i redovisningen och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 489,1 MUSD (420,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 483,9 MUSD (414,6 MUSD) och avsåg den långfristiga delen av framtida återställningsåtaganden. Den ökade avsättningen avsåg främst Edvard Grieg och utbyggnaden av Johan Sverdrup. Den kortfristiga delen av framtida återställningsåtaganden redovisas som kortfristiga skulder.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 2 103,0 MUSD (1 302,2 MUSD). Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 64,9 MUSD (3,1 MUSD) och var hänförlig till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Kortfristiga skulder

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 204,6 MUSD (259,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Överuttag uppgick till 5,4 MUSD (12,8 MUSD) och avsåg en överuttagsposition gällande Edvard Griegfältet. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 147,4 MUSD (188,9 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 17,6 MUSD (19,5 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 7,6 MUSD (7,7 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 20,0 MUSD (6,4 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 70,4 MUSD (0,6 MUSD) och avsåg huvudsakligen bolagsskatt i Norge.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 12,5 MUSD (7,7 MUSD) och beskrivs i not 10. Den kortfristiga delen av avsättningen för framtida återställningsåtaganden uppgick till 6,6 MUSD (– MUSD) och den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program uppgick till 5,9 MUSD (7,7 MUSD).

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Årets resultat för moderbolaget uppgick till 1 657,8 MSEK (46 648,6 MSEK) och inkluderade finansiella intäkter om 1 812,4 MSEK till följd av utdelningar som erhållits från ett dotterbolag. Föregående år redovisades finansiella intäkter om 46 543,2 MSEK avseende den interna omorganisationen som gjordes i samband med IPC-avknoppningen under 2017. Exklusive dessa finansiella intäkter uppgick resultatet för moderbolaget till -154,6 MSEK (105,4 MSEK).

I resultatet ingick administrationskostnader om 180,9 MSEK (146,7 MSEK) och utöver den finansiella intäkt som nämns ovan uppgick de finansiella intäkterna till 5,3 MSEK (243,2 MSEK).

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

Transaktioner med närstående

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

Koncernen har köpt olja från Equinor (tidigare Statoil) till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 296,2 MUSD (– MUSD).

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 879,5 MUSD (176,2 MUSD).

Koncernen har från Equinor förvärvat en 15-procentig licensandel i PL359 där oljefyndigheten Luno II ligger. Transaktionen innebar såväl en kontantersättning till Equinor som en överföring av Lundin Petroleum's 20-procentiga licensandel i PL825 till Equinor. Transaktionen slutfördes i december 2018.

Vid datumet för IPC-avknoppningen innehade koncernen en fordran på IPC avseende rörelsekapital som uppgick till 27,4 MUSD. Denna fordran har därefter minskat till 14,0 MUSD och förfaller till betalning i mitten av 2019.

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

Likviditet

I februari 2016 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD, vars lånevillkor omförhandlades under det andra kvartalet 2018 och resulterade i att räntemarginalen över LIBOR minskade från 3,15 procent till 2,25 procent. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat under faciliteten omräknas en gång per år och är baserat på det beräknade kassaflödet som genereras av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och 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 nionde år och Lundin Petroleum är fortsatt övertygat om att det helt saknas grund för alla anklagelser om felaktigt agerande av någon företrädare för bolaget och bolaget kommer kraftfullt att bestrida en eventuell företagsbot eller förverkande av ekonomiska fördelar. Bolaget betraktar detta som en eventualförpliktelse och därför har ingen avsättning gjorts i redovisningen.

Händelser efter balansdagens utgång

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

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 året 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. Bolagets innehav av egna aktier uppgick vid årets slut till 1 873 310.

Årsstämman som hölls den 3 maj 2018 i Stockholm beslutade att godkänna om en första kontantutdelning om 4,00 SEK per aktie för 2017, vilken utbetalades den 11 maj 2018. Baserat på antalet utestående aktier, exklusive bolagets egna aktier, uppgick utdelningen till ett belopp om 1 354,1 MSEK, motsvarande 153,1 MUSD baserat på valutakursen vid datumet för årsstämman.

Uppdaterad utdelningspolicy och föreslagen utdelning för 2018

Lundin Petroleum har som mål att skapa god avkastning för bolagets aktieägare genom att under hela affärscykeln investera i prospektering, utbyggnad och produktionstillgångar. Bolaget räknar med att skapa aktieägarvärde genom såväl en ökning av aktiekursen som genom en hållbar årlig utdelning denominerad i USD som utbetalas kvartalsvis. Planen är att i linje med bolagets finansiella resultat kunna bibehålla eller successivt öka utdelningen över tid, till en nivå som är hållbar vid ett oljepris på under 50 USD per fat. Utdelningen ska vara hållbar i den mening att den ger bolaget utrymme att fortsätta utveckla den organiska tillväxtstrategin och kommersialisera betingade resurser, samtidigt som en konservativ skuldsättningsgrad och en välavvägd likviditetsposition upprätthålls inom ramen för bolagets tillgängliga kreditfacilitet.

I enlighet med den uppdaterade utdelningspolicyen kommer styrelsen att till 2019 års årsstämma föreslå en utdelning för 2018 om 1,48 USD per aktie, motsvarande 500 miljoner USD (avrundat), att utbetalas i kvartalsvisa delbetalningar om 0,37 USD per aktie, motsvarande 125 miljoner USD (avrundat). Före varje utbetalningstillfälle kommer den kvartalsvisa utdelningen om 0,37 USD per aktie att omvandlas till ett belopp i SEK, samt utbetalas 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 avvika något beroende på valutakursen USD/SEK på utbetalningsdagen. Beloppet i SEK per aktie som utbetalas varje kvartal kommer att meddelas i ett pressmeddelande fyra arbetsdagar innan respektive avstämningsdag.

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

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

Ersättningar

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

Unit Bonus Program

Antalet utställda units som ingår i 2016, 2017 och 2018 års unit bonus program per den 31 december 2018 var 107 794 respektive 188 064 och 226 389.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2018 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2018 och kostnaden redovisas från och med det andra halvåret 2018. Det totala antalet utestående rättigheter per 31 december 2018 uppgick till 278 917 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2018, under

förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 167,10 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2017 gäller från och med den 1 juli 2017 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 31 december 2018 uppgick till 355 954 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2017, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 100,10 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2016 gäller från och med den 1 juli 2016 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 31 december 2018 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 9, Finansiella instrument, är en ny redovisningsstandard för finansiella instrument som trädde i kraft den 1 januari 2018. Den omfattar klassificering, värdering och redovisning av finansiella tillgångar och skulder. Genom IFRS 9 införs nya regler för säkringsredovisning och en ny modell för redovisning av nedskrivning av finansiella tillgångar. Baserat på denna standard redovisas investeringen i ShaMaran Petroleum Corp. (ShaMaran) till aktiernas verkliga värde, vilket medför att förändringar i aktiernas verkliga värde redovisas direkt i koncernens resultaträkning. Aktierna i ShaMaran avyttrades under året. Koncernen tillämpar de nya reglerna retroaktivt från den 1 januari 2018 vilket innebär att jämförelsetalen inte räknas om.

I enlighet med IFRS 9 har en redovisningsmässig nettovinst om 166,4 MUSD redovisats under året. Vinsten är hänförlig till omförhandlingen av den reservbaserade kreditfaciliteten till förmånligare villkor, vilka trädde i kraft den 1 juni 2018. Se även avsnittet om finansiella intäkter på sidan 8.

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

IFRS 16, Leasing, kommer att ersätta IAS 17 och trädde i kraft den 1 januari 2019. IFRS 16 kräver att alla avtal som uppfyller definitionen för leasing med några undantag ska redovisas i balansräkningen som rätten att använda en tillgång och leasingkulda. Leasingavgifter ska redovisas som räntekostnad och reducera leasingkulden. 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 leasingkulden och (c) leasingavtal med mindre än 12 månaders återstående löptid vid årets slut 2018 kommer ej att redovisas som leasingavtal. Koncernen har valt att tillämpa följande principer: kortsiktiga leasingavtal (kortare än 12 månader) och leasingavtal avseende tillgångar till mindre värde kommer inte att redovisas i balansräkningen utan kommer att kostnadsföras löpande.

Lundin Petroleum har bedömt vilken påverkan IFRS 16 har på koncernens finansiella rapporter och har endast identifierat ett relevant leasingavtal, vilket inte har någon väsentlig påverkan på koncernens finansiella rapporter.

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

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

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

Risker och riskhantering

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

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

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har ingått valutasäkringskontrakt för att möta delar av bolagets framtida kapitalbehov i NOK för utbyggnaden av Johan Sverdrup, liksom för att möta delar av bolagets framtida skatteåtaganden i NOK. Per den 31 december 2018 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
3 822,4 MNOK	464,0 MUSD	8,24 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019
2 405,0 MNOK	306,0 MUSD	7,86 NOK: 1 USD	jan 2020 – dec 2020
2 130,0 MNOK	272,7 MUSD	7,81 NOK: 1 USD	jan 2021 – dec 2021
1 200,0 MNOK	158,2 MUSD	7,59 NOK: 1 USD	jan 2022 – dec 2022
410,0 MNOK	51,0 MUSD	8,04 NOK: 1 USD	jan 2023 – dec 2023

Lundin Petroleum har per den 31 december 2018 utestående räntesäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Genomsnittlig ränta per år	Likvidperiod
3 000	1,42%	jan 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 har följande valutakurser använts:

	31 dec 2018		31 dec 2017	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,1329	8,6885	8,2712	8,2050
1 USD motsvarar Euro	0,8464	0,8734	0,8855	0,8338
1 USD motsvarar SEK	8,6921	8,9562	8,5481	8,2080

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Intäkter och övriga intäkter	1				
Intäkter		2 607,9	644,6	1 958,3	509,0
Övriga intäkter		9,5	-33,6	38,7	84,7
		2 617,4	611,0	1 997,0	593,7
Rörelsekostnader					
Produktionskostnader	2	-145,4	-39,6	-164,2	-43,6
Avskrivningar och återställningskostnader		-458,0	-116,5	-567,3	-138,8
Prospekteringskostnader		-53,2	-47,1	-73,1	-30,9
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar		–	–	-30,6	–
Förlust vid försäljning av tillgångar		–	–	-14,4	-14,4
Inköp av olja från tredje part		-533,8	-116,6	-303,3	-115,3
Bruttoresultat	3	1 427,0	291,2	844,1	250,7
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-24,6	-6,9	-31,7	-6,8
Rörelseresultat		1 402,4	284,3	812,4	243,9
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	4	192,2	4,0	256,7	-68,9
Finansiella kostnader	5	-345,4	-207,1	-186,6	-52,7
		-153,2	-203,1	70,1	-121,6
Andel i resultat från intresseföretag		-1,3	-0,7	-0,4	-0,4
Resultat före skatt		1 247,9	80,5	882,1	121,9
Inkomstskatt	6	-1 025,8	-185,8	-501,2	-172,8
Periodens resultat från kvarvarande verksamhet		222,1	-105,3	380,9	-50,9
Avyttrad verksamhet					
Periodens resultat – IPC		–	–	46,5	-1,1
Periodens resultat		222,1	-105,3	427,4	-52,0
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare		222,1	-105,3	431,2	-52,0
Innehav utan bestämmande inflytande		–	–	-3,8	–
		222,1	-105,3	427,4	-52,0
Resultat per aktie – USD¹					
Från kvarvarande verksamhet		0,66	-0,31	1,13	-0,15
Från avyttrad verksamhet		–	–	0,14	0,00
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹					
Från kvarvarande verksamhet		0,65	-0,31	1,13	-0,15
Från avyttrad verksamhet		–	–	0,14	0,00

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Periodens resultat	222,1	-105,3	427,4	-52,0
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:				
Valutaomräkningsdifferens	1,5	-14,4	-96,3	-30,2
Kassaflödessäkring	-74,1	-118,6	76,4	-6,4
Finansiell tillgång som kan säljas	–	–	5,0	6,2
Övrigt totalresultat efter skatt	-72,6	-133,0	-14,9	-30,4
Totalresultat	149,5	-238,3	412,5	-82,4
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	149,5	-238,3	416,3	-82,4
Innehav utan bestämmande inflytande	–	–	-3,8	–
	149,5	-238,3	412,5	-82,4

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 december 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 341,1	4 937,1
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,6	13,2
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar		0,4	6,7
Derivatinstrument	12	2,7	26,5
Summa anläggningstillgångar		5 485,9	5 111,6
Omsättningstillgångar			
Lager		36,5	33,7
Kundfordringar och andra fordringar	8	219,3	304,4
Derivatinstrument	12	34,0	7,7
Likvida medel		66,8	71,4
Summa omsättningstillgångar		356,6	417,2
SUMMA TILLGÅNGAR		5 842,5	5 528,8
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-384,0	-350,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	9	3 262,0	3 880,0
Avsättningar	10	489,1	420,6
Uppskjutna skatteskulder		2 103,0	1 302,2
Derivatinstrument	12	64,9	3,1
Summa långfristiga skulder		5 919,0	5 605,9
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	11	204,6	259,0
Derivatinstrument	12	20,0	6,4
Kortfristiga skatteskulder		70,4	0,6
Avsättningar	10	12,5	7,7
Summa kortfristiga skulder		307,5	273,7
Summa skulder		6 226,5	5 879,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 842,5	5 528,8

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	222,1	-105,3	380,9	-50,9
Justeringar för:				
Prospekteringskostnader	53,2	47,1	73,1	30,9
Avskrivningar och nedskrivningar	460,6	117,1	570,9	140,5
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	—	—	30,6	—
Aktuell skatt	90,4	35,7	-0,5	0,3
Uppskjuten skatt	935,4	150,1	501,7	172,5
Nedskrivningar av övriga aktier	—	—	11,2	11,2
Långsiktiga incitamentsprogram	14,6	0,5	12,7	3,2
Valutakursvinst/förlust	162,5	161,5	-258,0	69,9
Räntekostnader	88,7	20,0	115,0	26,8
Vinst från omförhandling av lånevillkor	-183,7	—	—	—
Avgifter för omförhandling av lån	17,3	—	—	—
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	26,1	11,0	—	—
Aktiverade finansieringsavgifter	17,8	4,3	17,5	4,4
Övriga	12,8	4,4	26,4	17,6
Erhållen ränta	1,1	0,3	1,0	0,5
Betald ränta	-176,0	-42,9	-177,3	-46,1
Erhållen/betald skatt	-15,8	-10,0	82,2	82,6
Förändringar i rörelsekapital	-8,8	38,9	-88,1	-124,7
Summa kassaflöde från verksamheten	1 718,3	432,7	1 299,3	338,7
Kassaflöde från investeringar				
Investering i olje- och gastillgångar	-1 060,1	-258,4	-1 178,2	-270,5
Investering i övriga anläggningstillgångar	-3,2	-0,5	-1,6	-0,7
Investering i övriga aktier och andelar ¹	9,3	—	-1,3	—
Betalda återställningskostnader	-1,3	-0,5	-0,4	-0,3
Avyttring av anläggningstillgångar ²	—	—	93,7	93,7
Övriga betalningar	—	—	-7,8	-0,3
Summa kassaflöde från investeringar	-1 055,3	-259,4	-1 095,6	-178,1
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	-490,0	-180,0	-188,7	-160,0
Betalda finansieringsavgifter	-17,3	—	—	—
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	—	—	31,7	—
Betald utdelning	-153,1	—	—	—
Köp av egna aktier	-14,3	—	-28,0	-20,2
Summa kassaflöde från finansiering	-674,7	-180,0	-185,0	-180,2
Förändring av likvida medel	-11,7	-6,7	18,7	-19,6
Likvida medel vid periodens början	71,4	75,1	56,1	91,0
Valutakursdifferenser i likvida medel	7,1	-1,6	-3,2	—
Likvida medel från verksamhet som exkluderats ur koncernredovisningen	—	—	-0,2	—
Likvida medel vid periodens slut	66,8	66,8	71,4	71,4

¹ Kontant ersättning erhållen för försäljningen av aktier i ShaMaran.

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

Förändringar i koncernens egna kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare						Summa eget kapital
	Aktiekapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
1 januari 2017	0,5	548,3	-787,4	–	-238,6	-113,6	-352,2
Totalresultat							
Årets resultat	–	–	431,2	–	431,2	-3,8	427,4
Övrigt totalresultat	–	-14,9	–	–	-14,9	–	-14,9
Summa totalresultat	–	-14,9	431,2	–	416,3	-3,8	412,5
Transaktioner med ägare							
Förändring i konsolidering	–	–	-82,0	–	-82,0	117,1	35,1
Utdelningar	–	–	–	-410,0	-410,0	–	-410,0
Köp av egna aktier	–	-28,0	–	–	-28,0	–	-28,0
IPC-avknoppning	–	–	–	–	–	0,3	0,3
Aktierelaterade ersättningar	–	-13,2	–	–	-13,2	–	-13,2
Värde av tjänster från anställda	–	–	4,7	–	4,7	–	4,7
Summa transaktioner med ägare	–	-41,2	-77,3	-410,0	-528,5	117,4	-411,1
31 december 2017	0,5	492,2	-433,5	-410,0	-350,8	–	-350,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	-410,0	–	410,0	–	–	–
Totalresultat							
Årets resultat	–	–	222,1	–	222,1	–	222,1
Övrigt totalresultat	–	-72,6	–	–	-72,6	–	-72,6
Summa totalresultat	–	-72,6	222,1	–	149,5	–	149,5
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	-153,1	-153,1	–	-153,1
Köp av egna aktier	–	-14,3	–	–	-14,3	–	-14,3
Aktierelaterade ersättningar	–	-20,8	–	–	-20,8	–	-20,8
Värde av tjänster från anställda	–	–	5,5	–	5,5	–	5,5
Summa transaktioner med ägare	–	-35,1	5,5	-153,1	-182,7	–	-182,7
31 december 2018	0,5	-25,5	-205,9	-153,1	-384,0	–	-384,0

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Olja från egen produktion	1 877,6	480,7	1 500,2	334,9
Olja från tredje part	536,1	117,0	303,5	115,1
Kondensat	41,8	7,3	43,0	21,8
Gas	152,4	39,6	111,6	37,2
Försäljning av olja och gas	2 607,9	644,6	1 958,3	509,0
Övriga intäkter				
Förändring i under- och överuttagsposition	-23,3	-41,2	13,8	76,6
Övriga	32,8	7,6	24,9	8,1
Övriga intäkter	9,5	-33,6	38,7	84,7
Intäkter och övriga intäkter	2 617,4	611,0	1 997,0	593,7

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Utvinningskostnader	102,5	28,5	117,3	32,9
Tariff- och transportkostnader	35,2	9,4	37,9	9,0
Förändring i lager	0,6	–	-0,4	-0,1
Övriga	7,1	1,7	9,4	1,8
Produktionskostnader	145,4	39,6	164,2	43,6

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Norge				
Olja från egen produktion	1 877,6	480,7	1 500,2	334,9
Kondensat	41,8	7,3	43,0	21,8
Gas	152,4	39,6	111,6	37,2
Intäkter	2 071,8	527,6	1 654,8	393,9
Förändring i under- och överuttagsposition	-23,3	-41,2	13,8	76,6
Övriga	32,8	7,6	24,4	9,2
Intäkter och övriga intäkter	2 081,3	494,0	1 693,0	479,7
Produktionskostnader	-145,4	-39,6	-164,2	-43,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-458,0	-116,5	-567,3	-138,8
Prospekteringskostnader	-53,2	-47,1	-72,0	-30,9
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar	–	–	-30,6	–
Förlust vid försäljning av tillgångar	–	–	-14,4	-14,4
Bruttoresultat	1 424,7	290,8	844,5	252,0

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Övriga				
Olja från tredje part	536,1	117,0	303,5	115,1
Intäkter	536,1	117,0	303,5	115,1
Övriga intäkter	–	–	0,5	-1,1
Intäkter och övriga intäkter	536,1	117,0	304,0	114,0
Prospekteringskostnader	–	–	-1,1	–
Inköp av olja från tredje part	-533,8	-116,6	-303,3	-115,3
Bruttoresultat	2,3	0,4	-0,4	-1,3
Summa				
Olja från egen produktion	1 877,6	480,7	1 500,2	334,9
Olja från tredje part	536,1	117,0	303,5	115,1
Kondensat	41,8	7,3	43,0	21,8
Gas	152,4	39,6	111,6	37,2
Intäkter	2 607,9	644,6	1 958,3	509,0
Förändring i under- och överuttagsposition	-23,3	-41,2	13,8	76,6
Övrigt	32,8	7,6	24,9	8,1
Intäkter och övriga intäkter	2 617,4	611,0	1 997,0	593,7
Produktionskostnader	-145,4	-39,6	-164,2	-43,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-458,0	-116,5	-567,3	-138,8
Prospekteringskostnader	-53,2	-47,1	-73,1	-30,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-30,6	–
Förlust vid försäljning av tillgångar	–	–	-14,4	-14,4
Inköp av olja från tredje part	-533,8	-116,6	-303,3	-115,3
Bruttoresultat	1 427,0	291,2	844,1	250,7

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Valutakursvinst	–	–	255,3	-69,6
Vinst från omförhandling av lånevillkor	183,7	–	–	–
Ränteintäkter	1,7	0,6	1,0	0,6
Vinst från reglering av räntesäkringsavtal	3,5	3,4	–	–
Övriga	3,3	–	0,4	0,1
Finansiella intäkter	192,2	4,0	256,7	-68,9

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Valutakursförlust	164,9	163,7	–	–
Räntekostnader	88,7	20,0	115,0	26,8
Förlust från reglering av räntesäkringskontrakt	–	–	17,4	3,0
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	16,4	4,4	13,7	4,5
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	17,8	4,3	17,5	4,4
Engagemangavgifter för lånefacilitet	13,0	3,3	11,1	3,0
Avgifter för omförhandling av lån	17,3	–	–	–
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	26,1	11,0	–	–
Nedskrivningar av övriga aktier	–	–	11,2	11,2
Övriga	1,2	0,4	0,7	-0,2
Finansiella kostnader	345,4	207,1	186,6	52,7

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Aktuell skatt	90,4	35,7	-0,5	0,3
Uppskjuten skatt	935,4	150,1	501,7	172,5
Inkomstskatter	1 025,8	185,8	501,2	172,8

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	31 dec 2018	31 dec 2017
Norge		
Producerande tillgångar	1 808,1	2 169,7
Tillgångar under utbyggnad	2 740,5	2 162,4
Aktiverade prospekterings- och utvärderingskostnader	792,5	605,0
	5 341,1	4 937,1

Not 8 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	31 dec 2018	31 dec 2017
Kundfordringar	153,7	202,7
Underutttag	4,6	29,4
Fordringar på joint operations	17,0	15,6
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	26,9	29,3
Övriga	17,1	27,4
	219,3	304,4

Not 9 – Finansiella skulder MUSD	31 dec 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Banklån	3 465,0	3 955,0
Aktiverade finansieringskostnader	-54,1	-75,0
Aktiverad vinst från omförhandling av lånevillkor	-148,9	–
	3 262,0	3 880,0

Not 10 – Avsättningar MUSD	31 dec 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Återställningskostnader	483,9	414,6
Långsiktiga incitamentsprogram	2,4	2,8
Övriga	2,8	3,2
	489,1	420,6
Kortfristiga		
Återställningskostnader	6,6	–
Långsiktiga incitamentsprogram	5,9	7,7
	12,5	7,7
	501,6	428,3

Not 11 – Leverantörsskulder och övriga skulder

MUSD

	31 dec 2018	31 dec 2017
Leverantörsskulder	26,6	30,1
Överuttag	5,4	12,8
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	147,4	188,9
Övriga upplupna kostnader	17,6	19,5
Övriga	7,6	7,7
	204,6	259,0

Not 12 – Finansiella instrument

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

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

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

31 december 2018

MUSD

	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	–	–	–
Derivatinstrument – långfristiga	–	2,7	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	34,0	–
	–	36,7	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	64,9	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	20,0	–
	–	84,9	–

31 december 2017

MUSD

	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	6,3	–	–
Derivatinstrument – långfristiga	–	26,5	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	7,7	–
	6,3	34,2	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	3,1	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	6,4	–
	–	9,5	–

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under året.

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

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Intäkter	21,0	11,8	9,4	2,4
Administrationskostnader	-180,9	-56,5	-146,7	-50,2
Rörelseresultat	-159,9	-44,7	-137,3	-47,8
Finansiella poster				
Finansiella intäkter	1 818,1	97,5	46 786,4	242,5
Finansiella kostnader	-0,4	–	-0,5	–
	1 817,7	97,5	46 785,9	242,5
Resultat före skatt	1 657,8	52,8	46 648,6	194,7
Inkomstskatt	–	–	–	–
Periodens resultat	1 657,8	52,8	46 648,6	194,7

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Periodens resultat	1 657,8	52,8	46 648,6	194,7
Övrigt totalresultat	–	–	–	–
Totalresultat	1 657,8	52,8	46 648,6	194,7
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	1 657,8	52,8	46 648,6	194,7
	1 657,8	52,8	46 648,6	194,7

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 december 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	55 118,9
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,4	–
Summa anläggningstillgångar	55 119,3	55 118,9
Omsättningstillgångar		
Fordringar	5,4	7,5
Likvida medel	29,5	4,8
Summa omsättningstillgångar	34,9	12,3
SUMMA TILLGÅNGAR	55 154,2	55 131,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive årets resultat	55 120,8	54 936,6
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,7	0,6
Summa långfristiga skulder	0,7	0,6
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	32,7	194,0
Summa kortfristiga skulder	32,7	194,0
Summa skulder	33,4	194,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	55 154,2	55 131,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	1 657,8	52,8	46 648,6	194,7
Ej kassaflödespåverkande poster	-4,8	0,2	-46 608,2	-0,6
Förändringar i rörelsekapital	-159,9	-54,4	189,2	-78,2
Summa kassaflöde från verksamheten	1 493,1	-1,4	229,6	115,9
Kassaflöde från investeringar				
Investeringar i övriga materiella tillgångar	-0,4	-0,3	–	–
Summa kassaflöde från investeringar	-0,4	-0,3	–	–
Kassaflöde från finansiering				
Utbetalning av utdelningar	-1 354,1	–	–	–
Köp av egna aktier	-119,5	–	-229,6	-166,0
Summa kassaflöde från finansiering	-1 473,6	–	-229,6	-166,0
Förändringar i likvida medel	19,1	-1,7	–	-50,1
Likvida medel vid periodens början	4,8	31,6	3,2	54,2
Valutakursdifferenser i likvida medel	5,6	-0,4	1,6	0,7
Likvida medel vid periodens slut	29,5	29,5	4,8	4,8

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital				Summa eget kapital
	Aktiekapital	Reservfond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	
1 januari 2017	3,5	861,3	6 828,8	4 519,3	–	11 348,1	12 212,9
Totalresultat	–	–	–	46 648,6	–	46 648,6	46 648,6
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-3 695,3	-3 695,3	-3 695,3
Köp av egna aktier	–	–	-229,6	–	–	-229,6	-229,6
Summa transaktioner med ägare	–	–	-229,6	–	-3 695,3	-3 924,9	-3 924,9
31 december 2017	3,5	861,3	6 599,2	51 167,9	-3 695,3	54 071,8	54 936,6
Överföring av utdelningar från föregående år	–	–	–	-3 695,3	3 695,3	–	–
Totalresultat	–	–	–	1 657,8	–	1 657,8	1 657,8
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
31 december 2018	3,5	861,3	6 479,7	49 130,4	-1 354,1	54 256,0	55 120,8

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 från kvarvarande verksamhet MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Intäkter och övriga intäkter	2 617,4	611,0	1 997,0	593,7
EBITDA ¹	1 916,2	448,5	1 501,5	429,8
Periodens resultat	222,1	-105,3	380,9	-50,9
Operativt kassaflöde ¹	1 847,8	419,1	1 530,0	434,5
Fritt kassaflöde	663,0	173,3	203,7	160,6
Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet USD				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-1,13	-1,13	-1,03	-1,03
Operativt kassaflöde per aktie	5,46	1,24	4,50	1,28
Kassaflöde från verksamheten per aktie	5,07	1,28	3,82	0,99
Resultat per aktie	0,66	-0,31	1,13	-0,15
Resultat per aktie efter full utspädning	0,65	-0,31	1,13	-0,15
EBITDA per aktie	5,65	1,32	4,41	1,26
EBITDA per aktie efter full utspädning	5,64	1,32	4,40	1,26
Antal utställda aktier vid periodens slut	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	339,153,135	339,153,135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	338,592,250	338,513,135	340,237,772	339,815,228
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	339,513,634	339,078,717	341,380,316	340,616,757
Börskurs				
Börskurs vid årets slut i SEK	221,40	221,40	187,80	187,80
Börskurs vid årets slut i USD ²	24,72	24,72	22,88	22,88
Nyckeltal från kvarvarande verksamhet				
Räntabilitet på eget kapital (%) ³	–	–	–	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	47	8	22	6
Nettoskuld/sättningsgrad (%) ³	–	–	–	–
Nettoskuld/EBITDA ⁴	1,8	1,8	2,6	2,6
Soliditet (%)	-7	-7	-6	-6
Andel riskbärande kapital (%)	29	29	17	17
Räntetäckningsgrad	17	13	6	7
Operativt kassaflöde/räntekostnader	21	21	12	15
Direktavkastning	2	–	5	–

¹ Exkluderar den redovisningsmässiga förlusten för 2017 om 14,4 MUSD efter skatt avseende försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet.

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

³ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 31 december 2018 och 31 december 2017.

⁴ Nettoskuld/EBITDA är baserad på EBITDA för de fyra senaste kvartalerna.

Avstämning av alternativa nyckeltal

EBITDA MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Rörelseresultat	1 402,4	284,3	812,4	243,9
Plus: avskrivningar av olje- och gastillgångar	458,0	116,5	568,4	139,9
Plus: prospekteringskostnader	53,2	47,1	73,1	30,9
Plus: nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	30,6	–
Plus: förlust vid försäljning av tillgångar	–	–	14,4	14,4
Plus: avskrivningar av andra tillgångar	2,6	0,6	2,6	0,7
EBITDA	1 916,2	448,5	1 501,5	429,8

Operativt kassaflöde MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Intäkter och övriga intäkter	2 617,4	611,0	1 997,0	593,7
Minus: produktionskostnader	-145,4	-39,6	-164,2	-43,6
Minus: inköp av olja från tredje part	-533,8	-116,6	-303,3	-115,3
Minus: aktuella skatter	-90,4	-35,7	0,5	-0,3
Operativt kassaflöde	1 847,8	419,1	1 530,0	434,5

Fritt kassaflöde MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Kassaflöde från verksamheten	1 718,3	432,7	1 299,3	338,7
Minus: kassaflöde från investeringar	-1 055,3	-259,4	-1 095,6	-178,1
Fritt kassaflöde	663,0	173,3	203,7	160,6

Nettoskuld MUSD	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader	1 okt 2017- 31 dec 2017 3 månader
Banklån	3 465,0	3 465,0	3 955,0	3 955,0
Minus: likvida medel	-66,8	-66,8	-71,4	-71,4
Nettoskuld	3 398,2	3 398,2	3 883,6	3 883,6

Definitioner av nyckeltal

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nettoskuld/sättningsgrad: Banklån minus likvida medel dividerat med eget kapital hänförligt till aktieägare.

Nettoskuld/EBITDA: Banklån minus likvida medel dividerat med EBITDA

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 tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2018 ger en rättvisande översikt av bolagets och koncernens verksamhet, ställning och resultat samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm den 30 januari 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

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2019) kommer att publiceras den 2 maj 2019.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2019) kommer att publiceras den 31 juli 2019.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2019) kommer att publiceras den 31 oktober 2019.

Årsstämman kommer att hållas den 29 mars 2019 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
Manager Media Communications
Tel: +46 701 11 26 15
robert.eriksson@lundin-petroleum.se

Definitioner och förkortningar

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

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

Oljerelaterade förkortningar

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

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldig att offentliggöra enligt EU:s marknadsmissbruksförordning och lagen om värdepappersmarknaden, Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 30 januari 2019 kl 07.30 CET.

Framåtriktade uttalanden

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

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

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

