



Q3

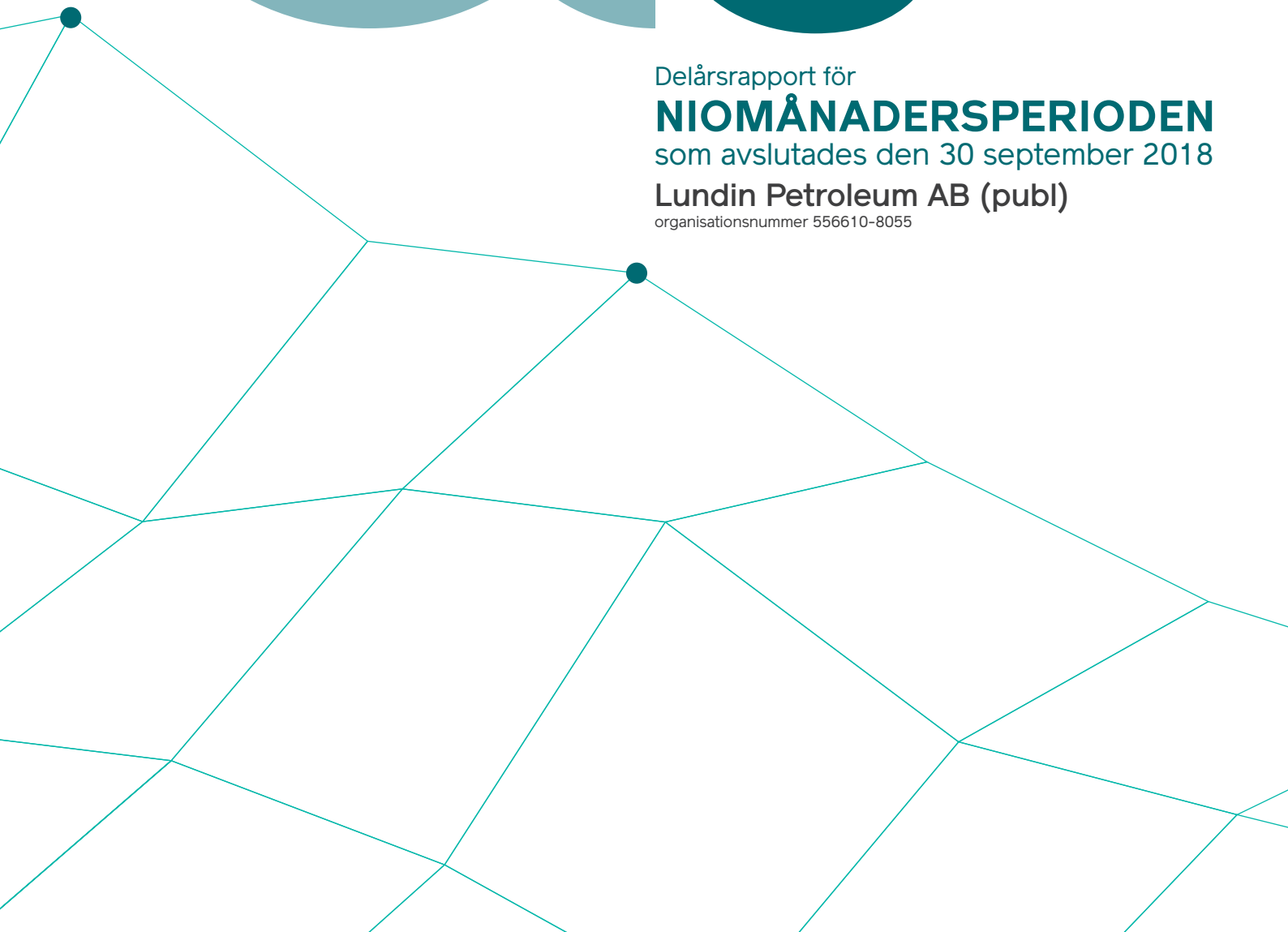
Delårsrapport för

NIOMÅNADERSPERIODEN

som avslutades den 30 september 2018

Lundin Petroleum AB (publ)

organisationsnummer 556610-8055



Sammanfattning

- Rekordhøgt kassafløde for kvartalet på cirka 230 MUSD
- Produktion for niomånersperioden i linje med medianværdet i den opdaterede helårsprognosen om 78 – 82 Mboepd
- Verksamhetskostnad om 3,49 USD per fat for niomånersperioden. Prognosen for helåret justeras ned till under 3,80 USD per fat från den tidigare prognosen om under 4,00 USD per fat
- Första fasen av Johan Sverdrupprosjektet till mer än 80 procent slutförd och produktionsstart förväntad i november 2019. Utbyggnadsplanen for andra fasen inlämnad
- Framgångsrik produktionstestning lett till väsentligt minskad osikkerhet avseende Rolvsnes- och Altafyndigheterna, där bolaget är operatør
- Sex potentiella projekt går in i i utvärderingsfasen med en förväntad ökning av betingade resurser som följd – Alta/Gohta, Rolvsnes, Luno II, Lille Prinsen, Frosk och Gekko

Finansiella resultat

	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Produktion i Mboepd	80,8	78,2	87,1	89,2	86,1
Intäkter och øvrige intäkter i MUSD	2 006,4	636,4	1 403,3	517,2	1 997,0
Operativt kassafløde i MUSD	1 428,7	461,1	1 095,5	389,5	1 530,0
EBITDA i MUSD	1 467,7	503,5	1 071,7	382,4	1 501,5
Fritt kassafløde i MUSD	489,7	228,7	43,1	67,6	203,7
Periodens resultat i MUSD	327,4	62,6	431,8	227,0	380,9
Resultat per aktie i USD ¹	0,97	0,19	1,28	0,67	1,13
Nettoskuld	3 569,9	3 569,9	4 024,0	4 024,0	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:

"Vi kan visa på ännu ett bra kvartal med goda operativa och finansiella resultat, tack vare högkvalitativa tillgångar som fortsätter att prestera starkt och högre råvarupriser. For andra kvartalet i rad rapporterar vi EBITDA som överstiger 500 miljoner USD och även ett rekordhøgt fritt kassafløde for kvartalet på cirka 230 miljoner USD.

"Vår nyckeltillgång Edvard Grieg fortsätter att prestera bättre än väntat. De tio produktionsborrningarna har nu en produktionskapacitet som är ungefär dubbelt så hög som den tillgängliga anläggningskapaciteten som avtalats for Edvard Griegfeltets produktion. Resultaten från reservoaren fortsätter också att överträffa förväntningarna och har hittills inte producerat vatten i någon större utsträckning, vilket innebär att platåproduktionen kommer att förlängas med cirka sex månader fram till mitten av 2020.

"Under det tredje kvartalet tog vi även våra utvärderingsprojekt ett steg närmare utbyggnad och vi har nu sex potentiella projekt framför oss. Genom framgångsrik produktionstestning och en ökning av resurserna for Rolvsnes och Alta har vi lyckats minska osikkerheten vad gäller kommersiell gångbarhet for dessa unika fyndigheter. I syfte att skapa kommersiell och driftsmässig överensstämmelse med partnerskapet for Edvard Grieg, ökade vi även vår licensandel i PL359 där Luno II-fyndigheten ligger till 65 procent, då återkoppling till Edvard Griegfeltet planeras for denna fyndighet.

"Arbetet med första fasen av Johan Sverdrupprosjektet utvecklas väl och enligt tidsplan och är nu till mer än 80 procent slutförd. Installationsprogrammet fortsätter att göra framsteg och all infrastruktur på havsbotten samt stålunderstøll är nu på plats på feltet liksom två av de fyra processdæken. Samtlige forbørrede produktionsborrninger är slutførde og såväl oljeexportledningen som strømkabeln från land har installerats. I oktober 2018 togs strømforsørjningen från land i drift, hvilket är en milstøpe for projektet og innebär att Johan Sverdrup blir ett av de mest koldioxid-effektive feltene i verden. Positive opdateringer har også gjorts for projektet under rapporteringsperioden i form av minskade investeringskostnader, reservøkninger og ændrad produktionsstart for första fasen som nu beräknas till november 2019. Utbyggnadsplanen for den andra fasen lämnades också in.

"Vi har ännu ett intensivt kvartal framför oss då vi kommer att fortsätta arbeta på att göra våra viktigaste projekt kommersiellt gångbara, hvilket inkluderar utbyggnaden av Luno II där utbyggnadsplan kommer att lämnas in i början av 2019 samt förlängt borrtest på Rolvsnes. Vi kommer att genomföra tre prospekteringsborrninger med stor potential i våra kärnområden Froan Basin, Mandalhøiden og sydøstra Barents hav. Vi kommer även att genomföra två viktiga uppfølgende prospekteringsborrninger i Alvheimområdet där prospekteringsrisiken har minskat betydeligt i och med framgangen på Froskfyndigheten som gjordes tidigare i år. Vår organiska tillvækststrategi fortsätter att leverera og jeg ser fram emot ännu ett framgångsrikt kvartal."

Lundin Petroleum är ett av Europas ledande oberoende bolag for prospektering og produktion av olje 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 29 og 30.

VERKSAMHETEN

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

Norge

Produktion

Produktionen uppgick till 80,8 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 87,1 Mboepd för samma period 2017) och var i linje med den uppdaterade prognosen för helåret om mellan 78 och 82 Mboepd. Lundin Petroleums helårsproduktion förväntas bli i linje med det uppdaterade prognosintervallets medianvärde.

Verksamhetskostnaderna, vilka inkluderar nettoredovisade tariffintäkter var 3,49 USD per fat. Till följd av starka resultat justeras prognosen för helåret ned till lägre än 3,80 USD per fat från den tidigare prognosen om lägre än 4,00 USD per fat.

Produktion i Mboepd	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge					
Olja	71,4	68,9	78,6	80,3	77,6
Gas	9,4	9,3	8,5	8,9	8,5
Summa produktion	80,8	78,2	87,1	89,2	86,1

Produktion i Mboepd		1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Edvard Grieg	65%	63,0	61,6	68,0	69,5	66,7
Ivar Aasen	1,385%	0,9	0,9	0,6	0,6	0,7
Alvheim	15%	9,0	9,0	13,3	10,9	12,4
Volund	35%	7,0	5,9	2,3	6,6	3,9
Bøyla	15%	0,8	0,8	1,1	1,0	1,1
Brynhild	51% ²	0,0	—	1,6	0,4	1,2
Gaupe	40%	0,1	0,0	0,2	0,1	0,2
		80,8	78,2	87,1	89,2	86,1

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

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

Produktionen från Edvard Griegfältet var i linje med prognosen till följd av en fortsatt stark produktionseffektivitet på 97 procent. Utbyggnadsplanens borrprogram slutfördes under det andra kvartalet 2018 till en kostnad som understeg budget och resultaten för samtliga borrhningar var i linje med eller bättre än förväntat. Reservoiren fortsätter att överträffa förväntningarna och hittills har ingen större mängd vatten producerats, vilket innebär att platåproduktionen kommer att förlängas med cirka sex månader fram till mitten av 2020. De tio produktionsborrningarna har för närvarande en produktionskapacitet som är ungefär dubbelt så hög som den tillgängliga anläggningskapaciteten som avtalats för Edvard Griegfältets produktion. Insamling av 4D-seismik genomfördes under tredje kvartalet 2018 i syfte att ge underlag för de kompletterande borrhningar som planeras att starta i mitten av 2020. Verksamhetskostnaden för Edvard Griegfältet var 3,74 USD per fat och inkluderar nettoredovisade tariffintäkter.

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

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, var i linje med prognosen till följd av starka resultat från reservoarerna och en fortsatt hög produktionseffektivitet för Alvheim FPSO:n på 96 procent. En kompletterande borrning på Kameleonområdet på Alvheimfältet slutfördes under tredje kvartalet 2018, med resultat enligt förväntningarna. Borrningen planeras börja producera i början av 2019 efter att sammankopplingen längs havsbotten är slutförd och kommer att kompensera för den naturliga minskningen i området. Verksamhetskostnaden för Alvheimområdet var 4,83 USD per fat.

Under andra kvartalet 2018 togs ett beslut att permanent avbryta produktion från Brynhildfältet och arbetet med att ta fram en avvecklingsplan pågår som vid lämplig tidpunkt kommer att lämnas in till myndigheterna för godkännande. Fältets bokförda värde skrevs ned till noll vid slutet av 2017.

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

Utbyggnad

Fält	l.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 fortgår enligt tidsplan och mer än 80 procent har slutförts. Denna positiva utveckling innebär att operatören har uppdaterat schemat för produktionsstart för den första fasen till november 2019.

2018 är ett viktigt installationsår för projektets första fas och det planerade programmet för året är snart klart. Alla fyra stålunderställ har 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 oljeexportledningen har slutförts och installationen av gasexportledningen pågår och förväntas bli klar under det fjärde kvartalet 2018. Två boendeanläggningar finns på plats och som mest har cirka 800 personer arbetat med att koppla samman offshoreanläggningarna, ett arbete som går snabbare än planerat.

Tillverkning av processdäck pågår vid Samsung Heavy Industries i Korea för processanläggningsplattformen och vid Kvaerner Stordvarvet i Norge för boendeplattformen. Båda processdäcken planeras installeras under våren 2019.

Ytterligare två förbörade vatteninjiceringsborrningar har slutförts, vilket ger totalt åtta produktionsborrningar och tolv vatteninjiceringsborrningar. Förbörningsarbetet kommer slutföras långt tidigare än planerat. Sammankoppling av de åtta produktionsborrningarna till borrhplattformen beräknas starta under det fjärde kvartalet 2018.

När utbyggnadsplanen för den första fasen lämnades in 2015 beräknades bruttoinvesteringen för första fasen till nominellt 123 miljarder NOK. Tack vare ytterligare förbättringar i projektgenomförandet har operatören sänkt den senaste kostnadsberäkningen för första fasen till nominellt 86 miljarder NOK. Detta motsvarar 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 den andra fasen 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 sammankoppla fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsøy och Geitungen. Under den andra fasen kommer också en metod för förbättrad utvinning genom alternering av vatten- och gasinjicering att implementeras. För utbyggnaden av den andra fasen planeras 28 nya borrningar att genomföras. Utökningen av anläggningarna kommer att öka den sammanlagda plattformproduktionskapaciteten till 660 Mbopd. Till följd av att metoden för förbättrad utvinning implementeras har de uppskattade bruttoresurserna ökat ytterligare till mellan 2,2 och 3,2 miljarder boe.

Kostnaderna för den andra fasen har minskat ytterligare till nominellt 41 miljarder NOK, vilket motsvarar en besparing på över 50 procent jämfört med den ursprungliga beräkningen som gjordes i utbyggnadsplanen, tack vare en kombination av goda marknadsförhållanden och optimering av den andra fasens anläggningar. De större avtalen för processdäcken för den andra fasen har tilldelats och konstruktionen fortgår enligt plan. Breakeven för hela fältet förväntas uppnås vid ett oljepris på under 20 USD per fat.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2018

Licens	Operatör	l.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL359	Lundin Norway	50%	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

Lundin Petroleum's borrprogram för utvärdering för 2018, vilket omfattar fyra utvärderingsborrningar och produktionstester, har slutförts med framgång. Dessa positiva resultat kommer att kunna leda till nya potentiella utbyggnadsprojekt och en ökning av de betingade resurserna i samband med bolagets revision av reserverna vid årets slut 2018.

Utvärderingsborrningen på Luno II slutfördes i mars 2018 och påvisade en total oljekolonn om 22 meter i sandsten från triasperiod av mycket god reservoarkvalitet, vilket var betydligt bättre än förväntat. Till följd av det positiva resultatet har de uppskattade bruttoresurserna för Luno II ökat till mellan 40 och 100 MMboe. Utbyggnadsstudier pågår och målet är att lämna in en utbyggnadsplan i början av 2019. Utbyggnadskonceptet för Luno II innebär en sammankoppling längs havsbotten till den närliggande Edvard Grieg-anläggningen. Lundin Petroleum har förvärvat Equinors 15-procentiga andel i Luno II i syfte att skapa kommersiell och driftsmässig överensstämmelse mellan partnerskapen för Edvard Grieg och Luno II, vilket ökar bolagets andel i Luno II till 65 procent.

Utvärderingsborrning och produktionstestning på oljefyndigheten Rolvsnes i PL338C på Utsirahøyden i Nordsjøen slutfördes med framgång i augusti 2018. Den horisontella borrningen bekräftade god produktivitet i uppsprucken och vittrad berggrundsreservoar och uppnådde en begränsad produktion på 7 000 bopd. Dessa positiva resultat har lett till väsentligt ökade bruttoresurser för

Rolvsnæs, om mellan 14 och 78 MMboe från tidigare intervall om mellan 3 och 16 MMboe. De långsiktiga produktionsegenskaperna för denna reservoar måste förstås bättre och nästa steg är att utföra ett förlängt borrtest via utvärderingsborrningen till Edvard Griegplattformen. Målsättningen är att det förlängda testet ska kunna godkännas av partnerskapet i början av 2019. Det positiva borrarresultatet på Rolvsnes minskar prospekteringsrisken i angränsande PL815, där en prospekteringsborrning ska genomföras på Goddostrukturen under 2019. Området där Rolvsnes- och Goddostrukturen finns beräknas innehålla potentiella bruttoresurser om mer än 250 MMboe.

Det förlängda produktionstestet på Altafyndigheten i södra Barents hav slutfördes med framgång i september 2018. Borrningen testades med riggen Leiv Eiriksson och produktionsvolymerna transporterades via en flexibel rörledning till tankfartyget Teekay Scott Spirit. Produktion pågick under cirka två månader, med en maximal volym om 18 000 bopd som var begränsad av anläggningarna. Totalt producerades cirka 660 000 fat olja under testet. Resultaten var bättre än väntat och bekräftade utmärkt reservoarproduktivitet och kontakt med betydande volymer. Till följd av detta förväntas resurserna för Altafyndigheten öka och osäkerheten kring resursintervallet minska. Data som samlats in från borrningen samt seismik från den senaste toppmoderna 3D-teknologin TopSeis som använts över Alta- och Gohta-fälten kommer nu att bearbetas. Resursintervallet för Alta- och Gohta-fyndigheterna kommer att uppdateras i början av 2019 i samband med bolagets reservuppdateringsprocess vid årets slut 2018. Studier för kommersialisering av Alta pågår för att definiera ytterligare utvärderingsborrningar och optimalt utbyggnadskoncept.

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 oljesekvens på cirka 6 meter olja 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	Pågår
PL860	MOL	40 %	Driva/Oppdal	november 2018	
PL869	Aker BP	20 %	Froskelår	november 2018	
PL869	Aker BP	20 %	Rumpetroll	november 2018	
PL857	Equinor	20 %	Gjøkåsen Shallow	december 2018	

Programmet för prospektering för 2018 har uppdaterats ytterligare till följd av ändringar i riggscheman och omprioriteringar, vilket innebär att borrning av strukturerna Gjøkåsen Deep och JK har blivit flyttad till 2019. Större delen av programmet, med fem återstående borrningar, är förlagt till det fjärde kvartalet 2018 med målsättning att nå obekräftade nettoresurser om cirka 400 MMboe. Helårsprognosen för utvärderings- och prospekteringsutgifter är oförändrad och uppskattas till 300 MUSD.

I februari 2018 gjordes oljefyndigheten Frosk nordväst om Bøylafältet i Nordsjön som 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 i närliggande PL869 på Froskelår- och Rumpetrollstrukturerna planeras nu till november 2018. Dessutom planeras ett produktionstest, som kopplas till undervattensanläggningarna på Bøylafältet, att genomföras på Froskfyndigheten under 2019.

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

I juni 2018 gjordes oljefyndigheten Lille Prinsen i 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 oktober 2018 påbörjades borrning av Silfaristrukturen i PL830 i Froan Basinområdet i Norska havet. Denna borrning öppnar upp ett nytt geologiskt område, Frøyahøyden/Froan Basin, där borrning hittills inte genomförts och där bolaget säkrat ett betydande arealinnehav. Borrningens huvudsakliga mål är att testa reservoaregenskaperna och kolvätepotentialen i formationer från perm- och juraperiod och vid ett framgångsrikt resultat finns det flera möjligheter till uppföljningsborrningar. Silfaristrukturen uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 193 MMboe. Borrningen genomförs av riggen Leiv Eiriksson, för vilken det finns ett flexibelt avtal med flera tillgängliga alternativ.

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 Lundin Petroleum tre licenser i den 24:e norska licensrundan för tilldelning i nya områden, varav en som operatör. I september 2018 ansökte Lundin Petroleum om licenser i 2018 års APA licensrunda, där tilldelningar förväntas meddelas i början av 2019.

Lundin Petroleum förvärvade 10-procentiga licensandelar i såväl PL539 som PL860 och 30-procentiga licensandelar i både PL820S och PL825 från Fortis Petroleum samt förvärvade en 20-procentig licensandel i PL860 från Equinor, vilket innebär en ökning av Lundin Petroleums licensandel i PL860 till 40 procent och i PL539 till 20 procent.

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

Lundin Petroleum har genomfört ett licensbyte med Edison i södra Barents hav där Lundin Petroleum kommer att erhålla en 10-procentig licensandel i PL850 i utbyte mot att Edison får en 10-procentig licensandel i PL952. Dessutom har Lundin Petroleum ingått ett avtal om en ytterligare 20-procentig licensandel i PL850 från Lime Petroleum, vilket ökar bolagets licensandel i PL850 till 30 procent.

Lundin Petroleum har förvärvat Equinors 15-procentiga licensandel i PL359 där oljefyndigheten Luno II ligger. Transaktionen innebär en kontantersättning till Equinor samt att Lundin Petroleum överför den återstående 20-procentiga licensandelen i PL825 till Equinor. Transaktionen är föremål för sedvanligt godkännande från norska staten.

Ryssland

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

Hälsa, säkerhet och miljö

Under rapporteringsperioden inträffade en incident med förlorad arbetstid som följd och en incident som krävde sjukvård. Detta resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid som följd om 0,63 per en miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporteringsbara incidenter om 1,27 per en miljon arbetade timmar. Inga allvarliga incidenter med väsentlig inverkan på säkerhet eller miljö inträffade.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet uppgick till 1 118,1 MUSD (568,5 MUSD) för den kvarvarande verksamheten. Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på högre oljepriser och lägre rörelsekostnader som kompenserats av lägre produktionsvolymen.

Periodens resultat uppgick till 327,4 MUSD (431,8 MUSD) för den kvarvarande verksamheten och inkluderade en valutakursförlust om 1,2 MUSD (vinst om 324,9 MUSD). Exklusive valutakursförändringar uppgick periodens resultat till 328,6 MUSD (106,9 MUSD). Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på högre oljepriser, lägre rörelsekostnader som kompenserats något av lägre produktionsvolymen samt en redovisningsmässig vinst om 98,1 MUSD efter skatt. Den 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 327,4 MUSD (435,6 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande ett resultat per aktie om 0,97 USD (1,28 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 1 467,7 MUSD (1 071,7 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande EBITDA per aktie om 4,33 USD (3,15 USD). Operativt kassaflöde för den kvarvarande verksamheten uppgick till 1 428,7 MUSD (1 095,5 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 4,22 USD (3,22 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 Petroleums aktieägare. Resultaten för IPC-tillgångarna är inkluderade i Lundin Petroleums finansiella rapporter fram till att avknoppningen slutfördes och redovisas som avyttrad verksamhet för jämförelseperioderna.

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter uppgick till 2 006,4 MUSD (1 403,3 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition samt övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas uppgick till 1 963,3 MUSD (1 449,3 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit för den egna produktionen uppgick till 68,92 USD (49,72 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 72,13 USD (51,89 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	19 597,2	5 881,4	22 742,0	8 567,5	28 106,9
– Genomsnittspris per bbl	71,28	74,09	51,24	52,82	53,37
Försäljning gas och NGL					
– Kvantitet i Mboe	2 805,6	1 233,9	2 618,1	809,8	3 943,1
– Genomsnittspris per bbl	52,50	55,34	36,51	37,68	39,23
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	22 402,8	7 115,3	25 360,1	9 377,3	32 050,0
– Genomsnittspris per boe	68,92	70,84	49,72	51,57	51,63

Tabellen ovan exkluderar olja från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 419,1 MUSD (188,4 MUSD) och avsåg Grane Blend olja som köpts utanför koncernen och sålts på den externa marknaden av Lundin Petroleum Marketing SA.

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålida volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till en intäkt om 17,9 MUSD (kostnad om 62,8 MUSD), beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 25,2 MUSD (16,8 MUSD) och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 22,7 MUSD (14,5 MUSD), hänförliga till tariff som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick till 105,8 MUSD (120,6 MUSD) och beskrivs i not 2.

Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Produktionskostnader					
Utvinningskostnader					
– i MUSD	74,0	26,6	84,4	29,1	117,3
– i USD per fat	3,35	3,70	3,55	3,54	3,73
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	25,8	8,6	28,9	11,5	37,9
– i USD per fat	1,17	1,19	1,22	1,40	1,21
Verksamhetskostnader					
– i MUSD	99,8	35,2	113,3	40,6	155,2
– i USD per fat ¹	4,52	4,89	4,77	4,94	4,94
Förändringar i lager					
– i MUSD	0,6	0,0	-0,3	0,2	-0,4
– i USD per fat	0,03	0,00	-0,01	0,02	-0,02
Övrigt					
– i MUSD	5,4	1,7	7,6	1,8	9,4
– i USD per fat	0,24	0,24	0,32	0,22	0,30
Produktionskostnader					
– i MUSD	105,8	36,9	120,6	42,6	164,2
– i USD per fat	4,79	5,13	5,08	5,18	5,22

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna om 4,52 USD (4,77 USD) per fat för rapporteringsperioden minskar till 3,49 USD (4,15 USD) per fat när de nettoedovisas. Verksamhetskostnaderna om 4,89 USD (4,94 USD) per fat för tredje kvartalet 2018 minskar till 3,88 USD (4,27 USD) per fat när de nettoedovisas.

De totala utvinningskostnaderna uppgick till 74,0 MUSD (84,4 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 67,5 MUSD (77,5 MUSD). Minskningen i förhållande till jämförelseperioden är hänförlig till en återföring av upplupna kostnader om 5,5 MUSD för Brynhildfältet till följd av nedläggning av produktionen.

Utvinningskostnaderna per fat uppgick till 3,35 USD (3,55 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt och till 3,06 USD (3,26 USD) per fat exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Tariff- och transportkostnader uppgick till 25,8 MUSD (28,9 MUSD) eller 1,17 USD (1,22 USD) per fat.

Övriga kostnader uppgick till 5,4 MUSD (7,6 MUSD) och avsåg tecknandet av en driftstoppsförsäkring. Övriga kostnader som redovisades i jämförelseperioden avsåg ett kostnadsdelningsavtal för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierade med oljepriset fram till slutet av maj 2017. Avtalet värderades till verkligt värde till terminskursen på olja.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 341,5 MUSD (428,5 MUSD), vilket motsvarar en genomsnittlig kostnad om 15,48 USD (18,02 USD) per fat som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna jämfört med motsvarande period 2017 beror på en lägre avskrivningsgrad per fat från Edvard Griegfältet till följd av reservökningen som gjordes vid årets slut 2017 samt lägre produktionsvolym.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnader som redovisats i resultaträkningen uppgick till 6,1 MUSD (42,2 MUSD) och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar

Nedskrivningar som redovisats i resultaträkningen uppgick till –MUSD (30,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Nedskrivningen i jämförelseperioden avser försäljningen av en 39-procentig andel i Brynhildfältet i PL148.

Inköp av olja från tredje part

Inköp av olja från tredje part uppgick till 417,2 MUSD (188,0 MUSD) och avser Lundin Petroleum Marketing SA:s inköp av Grane Blend olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar uppgick till 17,7 MUSD (24,9 MUSD), och innehöll en kostnad om 3,4 MUSD (3,1 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 2,0 MUSD (1,9 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter uppgick till 188,2 MUSD (325,6 MUSD) och beskrivs i not 4.

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

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

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader uppgick till 138,3 MUSD (133,9 MUSD) och beskrivs i not 5.

Valutakursförlusten uppgick till 1,2 MUSD (vinst om 324,9 MUSD). Valutakursförändringar uppstår vid betalningstransaktioner i utländsk valuta samt vid omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än koncernbolagens funktionella valutor. Lundin Petroleum har säkrat vissa finansieringskostnader som uppkommer i utländsk valuta mot US-dollar och den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakurssäkringar uppgick till 7,4 MUSD (förlust om 2,9 MUSD).

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

Räntekostnader uppgick till 68,7 MUSD (88,2 MUSD) och avsåg den del av ränteutgifterna som redovisats över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under rapporteringsperioden till ett belopp om 64,9 MUSD (44,1 MUSD). De totala räntekostnaderna är i linje med jämförelseperioden, främst till följd av att högre räntor har kompenserats av att ett lägre lånebelopp utnyttjats på den reservbaserade lånefaciliteten. Räntesäkringsavtalen resulterade i en vinst om 0,1 MUSD (14,4 MUSD).

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 13,5 MUSD (13,1 MUSD) och avser kostnaden för upprättandet av kreditfaciliteten. Dessa avgifter kostnadsförs över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Engagemangsavgifter för lånefaciliteter uppgick till 9,7 MUSD (8,1 MUSD) och ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror på att ett lägre lånebelopp utnyttjats. Ökningen har delvis kompenserats av att en lägre engagemangsavgift 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 lånevillkor som resulterat i att räntemarginalen över LIBOR minskat från 3,15 procent till 2,25 procent. De nya lånevillkoren trädde i kraft den 1 juni 2018. Den redovisningsmässiga nettovinsten uppgick till 166,4 MUSD när dessa avgifter nettoredovisas mot vinsten som omförhandlingen av faciliteten resulterade i. Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 68,3 MUSD, vilket resulterade i en redovisningsmässig nettovinst om 98,1 MUSD efter skatt 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 15,1 MUSD (– MUSD) för rapporteringsperioden och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Andel i resultat från intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till -0,6 MUSD (– MUSD) och avsåg andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 840,0 MUSD (328,4 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden uppgick till 54,7 MUSD (-0,8 MUSD), varav 53,7 MUSD (-1,5 MUSD) avser bolagsskatt i Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge avser endast bolagsskatt och inte den särskilda petroleumskatten eftersom bolaget fortfarande kan dra fördel av skattemässiga underskott inom detta skatteslag. Den skatt som betalats under rapporteringsperioden uppgick till 5,0 MUSD, vilket har resulterat i en ökning av de aktuella skatteskulderna jämfört med samma period föregående år.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 785,3 MUSD (329,2 MUSD) och är hänförlig till Norge. Uppskjuten skatt uppkommer huvudsakligen när det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar.

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

Innehav utan bestämmande inflytande

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

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 5 542,0 MUSD (4 937,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utgifter för utbyggnad, prospektering och utvärdering beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge	550,9	174,6	734,0	221,3	950,0
Utbyggnadsutgifter	550,9	174,6	734,0	221,3	950,0

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 550,9 MUSD (734,0 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Dessutom aktiverades räntekostnader till ett belopp om 64,9 MUSD (44,1 MUSD).

Prospekterings- och utvärderingsutgifter belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge	225,2	52,5	172,5	69,5	227,1
Ryssland	—	—	1,1	0,3	1,1
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	225,2	52,5	173,6	69,8	228,2

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 225,2 MUSD (172,5 MUSD) och avser utvärderingsborrningarna på Luno II i PL359, Rolvsnes i PL338C och Alta i PL609, prospekteringsborrningarna på Frosk i PL340, Svaneffell i PL659, Lille Prinsen i PL167 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 netto redovisats mot de aktiverade utvärderingsutgifterna för rapporteringsperioden.

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 rapporteringsperioden, se även avsnittet om transaktioner med närstående.

Derivatinstrument uppgick till 40,1 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 58,8 MUSD (33,7 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja, inklusive oljan som producerades under det förlängda produktionstestet på Altafyndigheten.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 277,1 MUSD (304,4 MUSD) och beskrivs i not 8. Samtliga kundfordringar är kortfristiga och uppgick till 172,4 MUSD (202,7 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Underuttag uppgick till 40,8 MUSD (29,4 MUSD) och förklaras av underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst från Alvheimområdet och Edvard Grieg. Fordringar på joint operations uppgick till 16,8 MUSD (15,6 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 22,0 MUSD (29,3 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 25,1 MUSD (27,4 MUSD) och inkluderade en kortfristig fordran på IPC avseende rörelsekapital till följd av avknoppningen och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 40,6 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 75,1 MUSD (71,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 414,8 MUSD (3 880,0 MUSD) och beskrivs i not 9. Banklån uppgick till 3 645,0 MUSD (3 955,0 MUSD) och avsåg det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, avseende uppläggningskostnader för koncernens kreditfacilitet, uppgick till 62,0 MUSD (75,0 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. En redovisningsmässig vinst om 168,2 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 531,3 MUSD (420,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 526,4 MUSD (414,6 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Den ökade avsättningen avser främst Edvard Grieg och utbyggnaden av Johan Sverdrup.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 2 075,7 MUSD (1 302,2 MUSD). Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar netto redovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 11,5 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 230,9 MUSD (259,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Överuttag uppgick till 6,6 MUSD (12,8 MUSD) och avsåg en överuttagsposition vid de producerande fälten, främst från Brynhild. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 168,2 MUSD (188,9 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 23,2 MUSD (19,5 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 8,5 MUSD (7,7 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 2,3 MUSD (6,4 MUSD) och var hänförlig till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 7,8 MUSD (7,7 MUSD) och avsåg den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till 1 605,0 MSEK (46 453,9 MSEK) och inkluderade finansiella intäkter om 1 714,6 MSEK till följd av utdelningar som erhållits från ett dotterbolag. För motsvarande period föregående år redovisades finansiella intäkter om 46 543,2 MSEK avseende den interna omorganisationen som gjordes i samband med IPC-avknoppningen under 2017. Exklusive dessa finansiella intäkter uppgick resultatet för moderbolaget till -109,6 MSEK (-89,3 MSEK).

I resultatet ingick administrationskostnader om 124,4 MSEK (96,5 MSEK) och utöver den finansiella intäkt som nämns ovan uppgick de finansiella intäkterna till 5,6 MSEK (0,2 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 rapporteringsperioden 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 247,5 MUSD (– MUSD).

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 760,7 MUSD (177,6 MUSD).

Vid datumet för IPC-avknoppningen innehade koncernen en fordran på IPC avseende rörelsekapital som uppgick till 27,4 MUSD. Denna fordran har därefter minskat till 23,8 MUSD och förfaller till betalning i mitten av 2019.

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

Likviditet

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

Händelser efter balansdagens utgång

Efter balansdagens utgång meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts med Equinor, i enlighet med vilket Lundin Petroleum kommer att förvärva en 15-procentig licensandel i PL359, där oljefyndigheten Luno II är belägen. Transaktionen innebär en kontant ersättning till Equinor samt att Lundin Petroleum överför sin återstående 20-procentiga licensandel i PL825 till Equinor. Transaktionen är villkorad av sedvanligt godkännande från norska staten.

Efter balansdagens utgång har Lundin Petroleum ingått ytterligare räntesäkringsavtal för perioden 2020–2022, avseende 250 MUSD för 2020, 1 000 MUSD för 2021 och 1 000 MUSD för 2022, med den rörliga LIBOR-räntan bunden till en genomsnittlig ränta om 3,14 procent.

Efter balansdagens utgång har Åklagarmyndigheten 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 miljoner SEK och förverkande av ekonomiska fördelar från påstått brott om 3 282 miljoner SEK, baserat på vinsten från försäljningen av Block 5A-tillgången under 2003 om 729 miljoner SEK. 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 eventalförpliktelse och därför har ingen avsättning gjorts för detta i redovisningen.

Aktiedata

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

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

Styrelsen föreslog till årsstämman som hölls den 3 maj 2018 i Stockholm att besluta om en första kontantutdelning om 4,00 SEK per aktie för 2017. Styrelsen beslutade att godkänna detta förslag och en utdelning om 4,00 SEK per aktie utbetalades den 11 maj 2018. Baserat på antalet utestående aktier, exklusive bolagets egna aktier, uppgick utdelningen till ett sammanlagt belopp om 1 354,1 MSEK, motsvarande 153,1 MUSD baserat på valutakursen på datumet för årsstämman. En årlig utdelning om minst 350,0 MUSD förutses från och med nästa år.

Ersättningar

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

Unit Bonus Program

Antalet utställda units som ingår i 2016, 2017 och 2018 års unit bonus program per den 30 september 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 den 30 september 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 30 september 2018 uppgick till 355 954 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2017, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 100,10 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2016 gäller från och med den 1 juli 2016 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 30 september 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. Koncernen tillämpar de nya reglerna retroaktivt från den 1 januari 2018 vilket innebär att jämförelsetalen inte räknas om.

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

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

IFRS 16, Leasing, är en ny standard som kommer att ersätta IAS 17 och kräver att tillgångar och skulder som uppkommer genom leasingavtal, med några undantag, ska redovisas i balansräkningen. Den nya standarden träder i kraft från 1 januari 2019. Koncernen bedömer för närvarande vilken påverkan denna standard kan komma att få 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. Per den 30 september 2018 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
871,9 MNOK	105,6 MUSD	8,26 NOK: 1 USD	okt 2018 — dec 2018
2 722,4 MNOK	332,6 MUSD	8,19 NOK: 1 USD	jan 2019 — dec 2019
1 835,0 MNOK	237,0 MUSD	7,74 NOK: 1 USD	jan 2020 — dec 2020
1 450,0 MNOK	189,4 MUSD	7,66 NOK: 1 USD	jan 2021 — dec 2021
1 200,0 MNOK	158,2 MUSD	7,59 NOK: 1 USD	jan 2022 — dec 2022

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

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

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

Valutakurser

Vid upprättandet av de finansiella rapporterna har följande valutakurser använts:

	30 sep 2018		30 sep 2017		31 dec 2017	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,0295	8,1777	8,3067	7,9726	8,2712	8,2050
1 USD motsvarar Euro	0,8369	0,8639	0,8983	0,8470	0,8855	0,8338
1 USD motsvarar SEK	8,5757	8,9055	8,6238	8,1730	8,5481	8,2080

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	1					
Intäkter		1 963,3	596,6	1 449,3	568,3	1 958,3
Övriga intäkter		43,1	39,8	-46,0	-51,1	38,7
		2 006,4	636,4	1 403,3	517,2	1 997,0
Rörelsekostnader						
Produktionskostnader	2	-105,8	-36,9	-120,6	-42,6	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader		-341,5	-108,8	-428,5	-153,2	-567,3
Prospekteringskostnader		-6,1	-0,2	-42,2	-16,3	-73,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		—	—	-30,6	-17,4	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar		—	—	—	—	-14,4
Inköp av olja från tredje part		-417,2	-92,4	-188,0	-84,8	-303,3
Bruttoresultat	3	1 135,8	398,1	593,4	202,9	844,1
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-17,7	-4,2	-24,9	-8,2	-31,7
Rörelseresultat		1 118,1	393,9	568,5	194,7	812,4
Finansiella poster						
Finansiella intäkter	4	188,2	-9,2	325,6	186,0	256,7
Finansiella kostnader	5	-138,3	-42,2	-133,9	-44,1	-186,6
		49,9	-51,4	191,7	141,9	70,1
Andel i resultat från intresseföretag		-0,6	-0,6	—	—	-0,4
Resultat före skatt		1 167,4	341,9	760,2	336,6	882,1
Inkomstskatt	6	-840,0	-279,3	-328,4	-109,6	-501,2
Periodens resultat från kvarvarande Verksamhet		327,4	62,6	431,8	227,0	380,9
Avyttrad verksamhet						
Periodens resultat – IPC		—	—	47,6	-0,3	46,5
Periodens resultat		327,4	62,6	479,4	226,7	427,4
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		327,4	62,6	483,2	228,0	431,2
Innehav utan bestämmande inflytande		—	—	-3,8	-1,3	-3,8
		327,4	62,6	479,4	226,7	427,4
Resultat per aktie – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,97	0,19	1,28	0,67	1,13
Från avyttrad verksamhet		—	—	0,14	0,00	0,14
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹						
Från kvarvarande verksamhet		0,96	0,18	1,28	0,67	1,13
Från avyttrad verksamhet		—	—	0,14	0,00	0,14

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare,

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Periodens resultat	327,4	62,6	479,4	226,7	427,4
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	15,9	3,6	-66,1	-7,6	-96,2
Kassaflödessäkring	44,5	5,3	82,8	42,1	76,4
Finansiell tillgång som kan säljas	—	—	-1,2	-1,4	4,9
Övrigt totalresultat efter skatt	60,4	8,9	15,5	33,1	-14,9
Totalresultat	387,8	71,5	494,9	259,8	412,5
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	387,8	71,5	498,7	261,1	416,3
Innehav utan bestämmande inflytande	—	—	-3,8	-1,3	-3,8
	387,8	71,5	494,9	259,8	412,5

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 september 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 542,0	4,937,1
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,8	13,2
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar		0,4	6,7
Derivatinstrument	12	40,1	26,5
Summa anläggningstillgångar		5 724,4	5 111,6
Omsättningstillgångar			
Lager		58,8	33,7
Kundfordringar och andra fordringar	8	277,1	304,4
Derivatinstrument	12	40,6	7,7
Likvida medel		75,1	71,4
Summa omsättningstillgångar		451,6	417,2
SUMMA TILLGÅNGAR		6 176,0	5 528,8
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-146,8	-350,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	9	3 414,8	3 880,0
Avsättningar	10	531,3	420,6
Uppskjutna skatteskulder		2 075,7	1 302,2
Derivatinstrument	12	11,5	3,1
Summa långfristiga skulder		6 033,3	5 605,9
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	11	230,9	259,0
Derivatinstrument	12	2,3	6,4
Kortfristiga skatteskulder		48,5	0,6
Avsättningar	10	7,8	7,7
Summa kortfristiga skulder		289,5	273,7
Summa skulder		6 322,8	5 879,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		6 176,0	5 528,8

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	327,4	62,6	431,8	227,0	380,9
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	6,1	0,2	42,2	16,3	73,1
Avskrivningar och nedskrivningar	343,5	109,4	430,4	153,9	570,9
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	—	—	30,6	17,4	30,6
Aktuell skatt	54,7	46,0	-0,8	0,3	-0,5
Uppskjuten skatt	785,3	233,3	329,2	109,3	501,7
Nedskrivningar av övriga aktier	—	—	—	—	11,2
Långsiktiga incitamentsprogram	14,1	4,2	9,5	3,4	12,7
Valutakursvinst/förlust	1,0	10,7	-327,9	-181,5	-258,0
Räntekostnader	68,7	19,6	88,2	30,1	115,0
Vinst från omförhandling av lånevillkor	-183,7	—	—	—	—
Avgifter för omförhandling av lån	17,3	—	—	—	—
avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	15,1	11,4	—	—	—
Aktiverade finansieringsavgifter	13,5	4,3	13,1	4,6	17,5
Övriga	8,4	4,8	8,8	3,2	26,4
Erhållen ränta	0,8	0,2	0,5	0,3	1,0
Betald ränta	-133,1	-41,2	-131,2	-47,2	-177,3
Erhållen/betald skatt	-5,8	-5,1	-0,4	-0,2	82,2
Förändringar i rörelsekapital	-47,7	17,8	36,6	22,3	-88,1
Summa kassaflöde från verksamheten	1 285,6	478,2	960,6	359,2	1 299,3
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-801,7	-248,0	-907,7	-291,2	-1 178,2
Investering i övriga anläggningstillgångar	-2,7	-0,7	-0,9	-0,1	-1,6
Investering i övriga aktier och andelar ¹	9,3	—	-1,3	—	-1,3
Betalda återställningskostnader	-0,8	-0,8	-0,1	—	-0,4
Avyttring av anläggningstillgångar ²	—	—	—	—	93,7
Övriga betalningar	—	—	-7,5	-0,3	-7,8
Summa kassaflöde från investeringar	-795,9	-249,5	-917,5	-291,6	-1 095,6
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	-310,0	-250,0	-28,7	-39,6	-188,7
Betalda finansieringsavgifter	-17,3	-0,4	—	—	—
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	—	—	31,7	—	31,7
Betald utdelning	-153,1	—	-7,8	-7,8	—
Köp av egna aktier	-14,3	—	—	—	-28,0
Summa kassaflöde från finansiering	-494,7	-250,4	-4,8	-47,4	-185,0
Förändring av likvida medel	-5,0	-21,7	38,3	20,2	18,7
Likvida medel vid periodens början	71,4	96,5	56,1	74,2	56,1
Valutakursdifferenser i likvida medel	8,7	0,3	-3,2	-3,2	-3,2
Likvida medel från verksamhet som exkluderats ur koncernredovisningen	—	—	-0,2	-0,2	-0,2
Likvida medel vid periodens slut	75,1	75,1	91,0	91,0	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
	Aktie-kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
1 januari 2017	0,5	548,3	-787,4	–	-238,6	-113,6	-352,2
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	483,2	–	483,2	-3,8	479,4
Övrigt totalresultat	–	15,5	–	–	15,5	–	15,5
Summa totalresultat	–	15,5	483,2	–	498,7	-3,8	494,9
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	–	-7,8	–	–	-7,8	–	-7,8
IPC-avknoppning	–	–	–	–	–	0,3	0,3
Aktierelaterade ersättningar	–	-13,2	–	–	-13,2	–	-13,2
Värde av tjänster från anställda	–	–	3,7	–	3,7	–	3,7
Summa transaktioner med ägare	–	-21,0	-78,3	-410,0	-509,3	117,4	-391,9
30 september 2017	0,5	542,8	-382,5	-410,0	-249,2	–	-249,2
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	-52,0	–	-52,0	–	-52,0
Övrigt totalresultat	–	-30,4	–	–	-30,4	–	-30,4
Summa totalresultat	–	-30,4	-52,0	–	-82,4	–	-82,4
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	-20,2	–	–	-20,2	–	-20,2
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,0	–	1,0	–	1,0
Summa transaktioner med ägare	–	-20,2	1,0	–	-19,2	–	-19,2
31 december 2017	0,5	492,2	-433,5	-410,0	-350,8	–	-350,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	-410,0	–	410,0	–	–	–
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	327,4	–	327,4	–	327,4
Övrigt totalresultat	–	60,4	–	–	60,4	–	60,4
Summa totalresultat	–	60,4	327,4	–	387,8	–	387,8
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	–	–	4,4	–	4,4	–	4,4
Summa transaktioner med ägare	–	-35,1	4,4	-153,1	-183,8	–	-183,8
30 september 2018	0,5	107,5	-101,7	-153,1	-146,8	–	-146,8

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Olja från egen produktion	1 396,9	435,7	1 165,3	452,5	1 500,2
Olja från tredje part	419,1	92,6	188,4	85,3	303,5
Kondensat	34,5	25,5	21,2	5,1	43,0
Gas	112,8	42,8	74,4	25,4	111,6
Försäljning av olja och gas	1 963,3	596,6	1 449,3	568,3	1 958,3
Övriga intäkter					
Förändring i under- och överuttagsposition	17,9	31,8	-62,8	-57,7	13,8
Övriga	25,2	8,0	16,8	6,6	24,9
Övriga intäkter	43,1	39,8	-46,0	-51,1	38,7
Intäkter och övriga intäkter	2 006,4	636,4	1 403,3	517,2	1 997,0

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Utvinningskostnader	74,0	26,6	84,4	29,1	117,3
Tariff- och transportkostnader	25,8	8,6	28,9	11,5	37,9
Förändring i lager	0,6	—	-0,3	0,2	-0,4
Övriga	5,4	1,7	7,6	1,8	9,4
Produktionskostnader	105,8	36,9	120,6	42,6	164,2

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge					
Olja från egen produktion	1 396,9	435,7	1 165,3	452,5	1 500,2
Kondensat	34,5	25,5	21,2	5,1	43,0
Gas	112,8	42,8	74,4	25,4	111,6
Intäkter	1 544,2	504,0	1 260,9	483,0	1 654,8
Förändring i under- och överuttagsposition	17,9	31,8	-62,8	-57,7	13,8
Övriga	25,2	8,0	15,2	5,9	24,4
Intäkter och övriga intäkter	1 587,3	543,8	1 213,3	431,2	1 693,0
Produktionskostnader	-105,8	-36,9	-120,6	-42,6	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-341,5	-108,8	-428,5	-153,2	-567,3
Prospekteringskostnader	-6,1	-0,2	-41,1	-16,0	-72,0
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	-30,6	-17,4	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar	—	—	—	—	-14,4
Bruttoresultat	1 133,9	397,9	592,5	202,0	844,5

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Övriga					
Olja från tredje part	419,1	92,6	188,4	85,3	303,5
Intäkter	419,1	92,6	188,4	85,3	303,5
Övriga intäkter	—	—	1,6	0,7	0,5
Intäkter och övriga intäkter	419,1	92,6	190,0	86,0	304,0
Prospekteringskostnader	—	—	-1,1	-0,3	-1,1
Inköp av olja från tredje part	-417,2	-92,4	-188,0	-84,8	-303,3
Bruttoresultat	1,9	0,2	0,9	0,9	-0,4
Summa					
Olja från egen produktion	1 396,9	435,7	1 165,3	452,5	1 500,2
Olja från tredje part	419,1	92,6	188,4	85,3	303,5
Kondensat	34,5	25,5	21,2	5,1	43,0
Gas	112,8	42,8	74,4	25,4	111,6
Intäkter	1 963,3	596,6	1 449,3	568,3	1 958,3
Förändring i under- och överruttagsposition	17,9	31,8	-62,8	-57,7	13,8
Övriga intäkter	25,2	8,0	16,8	6,6	24,9
Intäkter och övriga intäkter	2 006,4	636,4	1 403,3	517,2	1 997,0
Produktionskostnader	-105,8	-36,9	-120,6	-42,6	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-341,5	-108,8	-428,5	-153,2	-567,3
Prospekteringskostnader	-6,1	-0,2	-42,2	-16,3	-73,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	-30,6	-17,4	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar	—	—	—	—	-14,4
Inköp av olja från tredje part	-417,2	-92,4	-188,0	-84,8	-303,3
Bruttoresultat	1 135,8	398,1	593,4	202,9	844,1

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Valutakursvinst	—	-9,6	324,9	185,7	255,3
Vinst från omförhandling av lånevillkor	183,7	—	—	—	—
Ränteintäkter	1,1	0,3	0,4	0,2	1,0
Resultat från reglering av räntesäkringsavtal	0,1	0,1	—	—	—
Övriga	3,3	—	0,3	0,1	0,4
Finansiella intäkter	188,2	-9,2	325,6	186,0	256,7

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Valutakursförlust	1,2	1,2	—	—	—
Räntekostnader	68,7	19,6	88,2	30,1	115,0
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	—	-1,7	14,4	3,4	17,4
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	12,0	4,3	9,2	3,4	13,7
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	13,5	4,3	13,1	4,6	17,5
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	9,7	2,9	8,1	2,7	11,1
Avgifter för omförhandling av lån	17,3	—	—	—	—
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	15,1	11,4	—	—	—
Nedskrivningar av övriga aktier	—	—	—	—	11,2
Övriga	0,8	0,2	0,9	-0,1	0,7
Finansiella kostnader	138,3	42,2	133,9	44,1	186,6

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Aktuell skatt	54,7	46,0	-0,8	0,3	-0,5
Uppskjuten skatt	785,3	233,3	329,2	109,3	501,7
Inkomstskatter	840,0	279,3	328,4	109,6	501,2

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 sep 2018	31 dec 2017
Norge		
Producerande tillgångar	2 023,4	2,169,7
Tillgångar under utbyggnad	2 764,7	2,162,4
Aktiverade prospekterings- och utvärderingskostnader	753,9	605,0
	5 542,0	4 937,1

Not 8 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 sep 2018	31 dec 2017
Kundfordringar	172,4	202,7
Underuttag	40,8	29,4
Fordringar på joint operations	16,8	15,6
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	22,0	29,3
Övriga	25,1	27,4
	277,1	304,4

Not 9 – Finansiella skulder MUSD	30 sep 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Banklån	3 645,0	3 955,0
Aktiverade finansieringskostnader	-62,0	-75,0
Aktiverad vinst från omförhandling av lånevillkor	-168,2	—
	3 414,8	3 880,0

Not 10 – Avsättningar MUSD	30 sep 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Återställningskostnader	526,4	414,6
Långsiktiga incitamentsprogram	2,6	2,8
Övriga	2,3	3,2
	531,3	420,6
Kortfristiga		
Långsiktiga incitamentsprogram	7,8	7,7
	7,8	7,7
	539,1	428,3

Not 11 – Leverantörsskulder och övriga skulder
MUSD

	30 sep 2018	31 dec 2017
Leverantörsskulder	24,4	30,1
Överuttag	6,6	12,8
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	168,2	188,9
Övriga upplupna kostnader	23,2	19,5
Övriga	8,5	7,7
	230,9	259,0

Not 12 – Finansiella instrument

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

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

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

30 september 2018 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	—	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	40,1	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	40,6	—
	—	80,7	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	11,5	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	2,3	—
	—	13,8	—
 31 december 2017 MUSD	 Nivå 1	 Nivå 2	 Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	6,3	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	26,5	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	7,7	—
	6,3	34,2	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	3,1	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	6,4	—
	—	9,5	—

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden.

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

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter	9,2	0,9	7,0	2,5	9,4
Administrationskostnader	-124,4	-57,6	-96,5	-48,9	-146,7
Rörelseresultat	-115,2	-56,7	-89,5	-46,4	-137,3
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	1 720,6	-0,3	46 543,9	-0,6	46 786,4
Finansiella kostnader	-0,4	-0,2	-0,5	—	-0,5
	1 720,2	-0,5	46 543,4	-0,6	46 785,9
Resultat före skatt	1 605,0	-57,2	46 453,9	-47,0	46 648,6
Inkomstskatt	—	—	—	—	—
Periodens resultat	1 605,0	-57,2	46 453,9	-47,0	46 648,6

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Periodens resultat	1 605,0	-57,2	46 453,9	-47,0	46 648,6
Övrigt totalresultat	—	—	—	—	—
Totalresultat	1 605,0	-57,2	46 453,9	-47,0	46 648,6
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	1 605,0	-57,2	46 453,9	-47,0	46 648,6
	1 605,0	-57,2	46 453,9	-47,0	46 648,6

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 september 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	55 118,9
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,1	—
Summa anläggningstillgångar	55 119,0	55 118,9
Omsättningstillgångar		
Fordringar	5,1	7,5
Likvida medel	31,6	4,8
Summa omsättningstillgångar	36,7	12,3
SUMMA TILLGÅNGAR	55 155,7	55 131,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	55 068,0	54 936,6
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,8	0,6
Summa långfristiga skulder	0,8	0,6
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	86,9	194,0
Summa kortfristiga skulder	86,9	194,0
Summa skulder	87,7	194,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	55 155,7	55 131,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	1 605,0	-57,2	46,453,9	-47,0	46 648,6
Ej kassaflödespåverkande poster	-5,0	0,6	-46 607,6	-1,8	-46 608,2
Förändringar i rörelsekapital	-105,5	55,1	267,4	158,8	189,2
Summa kassaflöde från verksamheten	1 494,5	-1,5	113,7	110,0	229,6
Kassaflöde från investeringar					
Investeringar i övriga materiella tillgångar	-0,1	—	—	—	—
Summa kassaflöde från investeringar	-0,1	—	—	—	—
Kassaflöde från finansiering					
Utbetalning av utdelningar	-1 354,1	—	—	—	—
Köp av egna aktier	-119,5	—	-63,6	-63,6	-229,6
Summa kassaflöde från finansiering	-1 473,6	—	-63,6	-63,6	-229,6
Förändringar i likvida medel	20,8	-1,5	50,1	46,4	—
Likvida medel vid periodens början	4,8	33,4	3,2	6,2	3,2
Valutakursdifferenser i likvida medel	6,0	-0,3	0,9	1,6	1,6
Likvida medel vid periodens slut	31,6	31,6	54,2	54,2	4,8

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital				Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	
1 januari 2017	3,5	861,3	6 828,8	4 519,3	–	11 348,1	12 212,9
Totalresultat	–	–	–	46 453,9	–	46 453,9	46 453,9
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-3 695,3	-3 695,3	-3 695,3
Köp av egna aktier	–	–	-63,6	–	–	-63,6	-63,6
Summa transaktioner med ägare	–	–	-63,6	–	-3 695,3	-3 758,9	-3 758,9
30 september 2017	3,5	861,3	6 765,2	50 973,2	-3 695,3	54 043,1	54 907,9
Totalresultat	–	–	–	194,7	–	194,7	194,7
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	–	-166,0	–	–	-166,0	-166,0
Summa transaktioner med ägare	–	–	-166,0	–	–	-166,0	-166,0
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	–	–	–	1 605,0	–	1 605,0	1 605,0
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-1 354,1	-1 354,1	-1 354,1
Köp av egna aktier	–	–	-119,5	–	–	-119,5	-119,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	-119,5	–	-1 354,1	-1 473,6	-1 473,6
30 september 2018	3,5	861,3	6 479,7	49 077,6	-1 354,1	54 203,2	55 068,0

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- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	2,006,4	636,4	1,403,3	517,2	1,997,0
EBITDA ¹	1,467,7	503,5	1,071,7	382,4	1,501,5
Periodens resultat	327,4	62,6	431,8	227,0	380,9
Operativt kassaflöde ¹	1,428,7	461,1	1,095,5	389,5	1,530,0
Fritt kassaflöde	489,7	228,7	43,1	67,6	203,7
Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet USD					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-0,43	-0,43	-0,73	-0,73	-1,03
Operativt kassaflöde per aktie	4,22	1,36	3,22	1,15	4,50
Kassaflöde från verksamheten per aktie	3,79	1,41	2,82	1,05	3,82
Resultat per aktie	0,97	0,19	1,28	0,67	1,13
Resultat per aktie efter full utspädning	0,96	0,18	1,28	0,67	1,13
EBITDA per aktie	4,33	1,48	3,15	1,12	4,41
EBITDA per aktie efter full utspädning	4,32	1,48	3,14	1,12	4,40
Antal utställda aktier vid periodens slut	340,386,445	340,386,445	340,386,445	340,386,445	340,386,445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	338,513,135	338,513,135	340,013,211	340,013,211	339,153,135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens Slut	338,618,911	338,513,135	340,351,886	340,282,769	340,237,772
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	339,588,763	339,223,597	341,558,091	341,233,400	341,380,316
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut i SEK	340,20	340,20	178,20	178,20	187,80
Börskurs vid periodens slut i USD ²	38,20	38,20	21,80	21,80	22,88
Nyckeltal från kvarvarande verksamhet					
Räntabilitet på eget kapital (%) ³	—	—	—	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	36	11	15	5	22
Netto skuldsättningsgrad (%) ³	—	—	—	—	—
Soliditet (%)	-2	-2	-4	-4	-6
Andel riskbärande kapital (%)	31	31	14	14	17
Räntetäckningsgrad	18	21	5	6	6
Operativt kassaflöde/räntekostnader	21	26	11	12	12
Direktavkastning	1	1	6	6	5

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

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

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

Avstämning av alternativa nyckeltal

EBITDA MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Rörelseresultat	1 118,1	393,9	568,5	194,7	812,4
Plus: avskrivningar av olje- och gastillgångar	341,5	108,8	428,5	153,2	568,4
Plus: prospekteringskostnader	6,1	0,2	42,2	16,3	73,1
Plus: nedskrivning av olje- och gastillgångar	—	—	30,6	17,4	30,6
Plus: förlust vid försäljning av tillgångar	—	—	—	—	14,4
Plus: avskrivningar av andra tillgångar	2,0	0,6	1,9	0,8	2,6
EBITDA	1 467,7	503,5	1 071,7	382,4	1 501,5

Operativt kassaflöde MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	2 006,4	636,4	1 403,3	517,2	1 997,0
Minus: produktionskostnader	-105,8	-36,9	-120,6	-42,6	-164,2
Minus: inköp av olja från tredje part	-417,2	-92,4	-188,0	-84,8	-303,3
Minus: aktuella skatter	-54,7	-46,0	0,8	-0,3	0,5
Operativt kassaflöde	1 428,7	461,1	1 095,5	389,5	1 530,0

Fritt kassaflöde MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Kassaflöde från verksamheten	1 285,6	478,2	960,6	359,2	1 299,3
Minus: kassaflöde från investeringar	-795,9	-249,5	-917,5	-291,6	-1 095,6
Fritt kassaflöde	489,7	228,7	43,1	67,6	203,7

Nettoskuld MUSD	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2017- 30 sep 2017 9 månader	1 jul 2017- 30 sep 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Banklån	3 645,0	3 645,0	4 115,0	4 115,0	3 955,0
Minus: likvida medel	-75,1	-75,1	-91,0	-91,0	-71,4
Nettoskuld	3 569,9	3 569,9	4 024,0	4 024,0	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).

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari – december 2018) kommer att publiceras den 30 januari 2019.
- Rapporten för tre månadersperioden (januari – mars 2019) kommer att publiceras den 2 maj 2019.
- Rapporten för sex månadersperioden (januari – juni 2019) kommer att publiceras den 31 juli 2019.

Årsmötet 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
CAD	Kanadensiska dollar
CHF	Schweiziska francs
EUR	Euro
NOK	Norska kronor
RUR	Ryska rubler
SEK	Svenska kronor
USD	US dollar
TSEK	Tusen SEK
TUSD	Tusen USD
MSEK	Miljoner SEK
MUSD	Miljoner USD

Oljerelaterade förkortningar

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

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldig att offentliggöra enligt EU:s marknadsmissbruksförordning och lagen om värdepappersmarknaden, Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 7 november 2018 kl 07.30 CET.

Framåtriktade uttalanden

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

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

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

