

Lundin
Petroleum



Q3

Delårsrapport för

NIOMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 30 september 2019

Lundin Petroleum AB (publ)

organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

- Produktionen översteg prognosintervallets medianvärde och uppgick till 79,2 Mboepd för de första nio månaderna och 82,7 Mboepd för det tredje kvartalet
- Produktionen från den första fasen av Johan Sverdrup uppgår i slutet av oktober 2019 till över 200 Mboepd, brutto efter produktionsstart den 5 oktober, vilket skedde före tidsplan och under budget
- Den tidiga produktionsstarten på Johan Sverdrup och fortsatta utmärkta resultat från Edvard Griegfältet innebär att produktionsprognosen för 2019 höjts till mellan 90 och 95 Mboepd från det tidigare intervallet om mellan 75 och 95 Mboepd
- Starka finansiella resultat för rapporteringsperioden och det tredje kvartalet
- Transaktionen med Equinor avseende försäljning av 2,6 procent av Johan Sverdrup och inlösen av 16 procent av aktierna slutfördes i augusti 2019
- Planen att fullt ut elektrifiera Edvard Griegfältet som en del i utbyggnaden av Utsirahöjdområdets kraftnät är klar, vilket kommer att öka produktionskapaciteten ytterligare, och fortsätta den positiva trend att nå under 1 kg CO₂ per boe för Johan Sverdrup och Edvard Griegfältet

Finansiella resultat

	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Produktion i Mboepd	79,2	82,7	80,8	78,2	81,1
Intäkter och övriga intäkter i MUSD	2 199,0	1 215,0	1 988,5	604,6	2 640,7
Operativt kassaflöde i MUSD¹	1 158,9	380,0	1 412,8	434,4	1 864,1
EBITDA i MUSD¹	1 222,9	411,3	1 451,8	476,8	1 932,5
Fritt kassaflöde i MUSD	1 117,9	950,5	489,7	228,7	663,0
Periodens resultat i MUSD	669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Justerat resultat i MUSD	173,8	45,4	220,1	75,1	295,3
Resultat per aktie i USD	2,05	1,72	0,96	0,17	0,67
Justerat resultat per aktie i USD	0,53	0,15	0,65	0,22	0,87
Nettoskuld i MUSD	4 054,9	4 054,9	3 569,9	3 569,9	3 398,2

¹ Exkluderar vinst efter skatt om 756,7 MUSD hänförlig till avyttringen av 2,6 procent licensandel i Johan Sverdrup-projektet.

Kommentarer from Alex Schneiter, koncernchef och vd för Lundin Petroleum:

”Det gläder mig att kunna presentera ännu ett kvartal med starka operationella och finansiella resultat. Bolagets produktion uppgår för närvarande till över 120 Mboepd och som ett resultat av de fortsatt starka produktionsresultaten på Edvard Grieg, den tidiga produktionsstarten och snabbare produktionsökningen från de förbörjade produktionsborrningarna på Johan Sverdrup höjer vi produktionsprognosen för helåret till mellan 90 och 95 Mboepd.

”Produktionsstarten för den första fasen av Johan Sverdrup var en verklig höjdpunkt för oss och är ett projekt i absoluta världsklass. Produktionen startade redan den 5 oktober 2019, vilket var före tidsplan och till en kostnad som var långt under budget. Sedan dess har produktionen ökat snabbt och överträffat våra förväntningar i och med att de åtta förbörjade produktionsborrningarna succesivt tagits i bruk. I slutet av oktober 2019 producerade fältet över 200 Mboepd brutto, från fem borrningar och vi förväntar oss att samtliga åtta borrningar kommer att tas i produktion under november 2019. Nu återstår det att genomföra två till fyra nya borrningar för att nå plåtproduktion om 440 Mbopd för den första fasen, vilket förväntas ske under sommaren 2020.

”Våra övriga producerande tillgångar fortsätter att uppvisa fina resultat med industriledande, låga verksamhetskostnader och en produktion i linje med prognosen för hela året. Edvard Grieg fortsätter att överträffa förväntningarna med en driftseffektivitet och produktion som överstiger förväntningarna. När nu beslut har tagits om ett kompletterande borrprogram förväntar jag mig att bevisade och sannolika bruttoreserver kommer att öka till över 300 MMboe under 2020, jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen om 186 MMboe. Detta är en fantastisk bekräftelse på kvaliteten av detta fält.

”Ett viktigt framsteg att nämna är att vi nu har fattat beslut om att som en del i utbyggnaden av kraftnätet på Utsirahöjdsområdet, som utvecklas tillsammans med den andra fasen av Johan Sverdrup, även elektrifiera Edvard Grieg anläggningen fullt ut. Detta kommer att leda till en kraftig minskning av koldioxidutsläpp och en koldioxidintensitet på mindre än 1 kg CO₂ per fat för våra två nyckeltillgångar, Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Denna låga nivå är mer än 20 gånger under världsgenomsnittet och en av de lägsta nivåerna för någon operatör offshore. Projektet är i linje med den strategi för hållbar energi som styrelsen beslutat att införa och som kommer att förse bolaget med en tydlig plan för att förbli en av de mest effektiva operatörerna offshore när det gäller såväl låg koldioxidintensitet per fat som ökad produktionseffektivitet. Vårt mål är att fortsätta minska vår klimatpåverkan och öka vår produktionseffektivitet genom nya investeringar och innovativa metoder. Mot bakgrund av detta har vi investerat i ett vattenkraftsprojekt i Norge för att klimatkompensera bolagets nettoandel av strömförsörjning från land som inte utgörs av förnybar energi, vilket är i linje med vår strategi för hållbar energi.

”Om vi ser till vad som återstår av året kommer vi att gå in i en intensiv period med ökande produktion från Johan Sverdrup, arbete med utbyggnaden av Solveig och den andra fasen av Johan Sverdrup som fortlöper enligt plan. Det kommer också att bli ännu en intensiv period av prospektering med fokus på den norra delen av Utsirahöjden och det norra Norska havet med målsättning att nå 130 MMboe obekräftade nettoresurser. Vår organiska tillväxtstrategi fortsätter och vi planerar för ett betydande prospekteringsprogram under 2020. Det är nu det 17:e kvartalet i rad som våra produktionsresultat överträffar eller är i linje med förväntningarna och jag ser fram emot att kunna uppdatera våra aktieägare, i januari 2020, om vår utveckling för hela 2019.”

Lundin Petroleum är ett av Europas ledande oberoende bolag för prospektering och produktion av olja och gas. Bolaget fokuserar på verksamhet i Norge och är noterat på Nasdaq Stockholm (ticker LUPE). Läs mer om Lundin Petroleums verksamhet på www.lundin-petroleum.com. Definitioner och förkortningar finns på sidorna 31 och 32.

VERKSAMHETEN

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

Uppdaterad prognos

Den 5 oktober 2019 meddelade bolaget att produktion startat för den första fasen av Johan Sverdrupfältet. Utifrån detta har prognos och övriga uppdateringar avseende verksamheten justerats enligt följande:

2019 prognos	Uppdaterad	Tidigare
Produktion	90 till 95 Mboepd	75 till 95 Mboepd
Verksamhetskostnader	4,25 USD per boe	4,25 USD per boe
Utbyggnadsutgifter	730 MUSD	785 MUSD
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	325 MUSD	325 MUSD

Norge

Produktion

Produktionen uppgick till 79,2 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd), vilket var 4 procent högre än intervallets medianvärde för produktionsprognosen för rapporteringsperioden, och uppgick till 82,7 Mboepd för det tredje kvartalet. Detta beror på fortsatta goda resultat från både Edvard Grieg och Alvheimområdet. Lundin Petroleum höjer produktionsprognosen för helåret till mellan 90 och 95 Mboepd från det tidigare prognosintervallet mellan 75 och 95 Mboepd, vilket speglar effekten av den tidiga produktionsstarten på Johan Sverdrupfältet den 5 oktober 2019, och starka resultat från bolagets övriga producerande tillgångar under rapporteringsperioden.

Verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,31 USD per fat, vilket är i linje med prognos. Prognosen för verksamhetskostnaderna för helåret förblir 4,25 USD per fat.

Ytterligare information avseende produktionsresultaten från Johan Sverdrups första fas, som började producera den 5 oktober 2019, framgår av avsnittet om utbyggnad nedan.

Produktion i Mboepd		1 jan 2019-30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019-30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018-30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018-30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018-31 dec 2018 12 månader
Norge						
Olja		70,1	72,9	71,4	68,9	71,9
Gas		9,1	9,8	9,4	9,3	9,2
Summa produktion		79,2	82,7	80,8	78,2	81,1
Produktion i Mboepd						
	l.a. ¹					
Edvard Grieg	65%	63,6	66,6	63,0	61,6	63,6
Ivar Aasen	1,385%	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Alvheim	15%	9,3	8,6	9,0	9,0	9,3
Volund	35%	4,8	5,6	7,0	5,9	6,5
Bøyla	15%	0,7	1,1	0,8	0,8	0,7
Gaupe	40%	—	—	0,1	0,0	0,1
		79,2	82,7	80,8	78,2	81,1

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

Produktionen från Edvard Griegfältet var 5 procent över förväntan, med en produktionseffektivitet över prognosen på 98 procent. Resultaten från reservoaren fortsätter att överträffa förväntningarna med en låg vattenproduktion och en sammanlagd produktionskapacitet från borrhningarna som med råge överstiger anläggningarnas kapacitet. Ett kompletterande borrprogram har beslutats och planeras att påbörjas under 2020 med målsättning att nå ytterligare bruttoresurser om 18 MMboe genom tre borrhningar, vilket förväntas utöka fältets bevisade och sannolika reserver till över 300 MMboe, brutto. Jack-up-riggen Rowan Viking, som använts för samtliga utbyggnadsborrningar på Edvard Griegfältet, har kontrakterats för det kompletterande borrprogrammet. Baserat på resultaten från Edvard Grieg och återkopplingsprojekten Solveig och Rolvsnes, uppskattas platåproduktionen för Edvard Grieganläggningarna förlängas fram till runt slutet av 2022. Under det andra kvartalet 2019 gjorde en tvågrenad prospekteringsborrning två oljefyndigheter på Jorvik och Tellus på den östra kanten av Edvard Griegfältet. Båda områdena kan nås genom borrhningar från plattformen och Jorvik kommer att bli målet för den första borrhningen i det kompletterande borrprogrammet. Verksamhetskostnaden för Edvard Griegfältet, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,14 USD per fat.

Planen för att elektrifiera Edvard Griegplattformen fullt ut tillsammans med utbyggnaden av Utsirahöjdsområdets kraftnät, som byggs ut i samband med den andra fasen av Johan Sverdrup-projektet, har färdigställts. Projektet för elektrifiering av Edvard Grieg, som kommer att tas i bruk från 2022, innebär att det befintliga gasturbinbaserade systemet på plattformen avvecklas. Systemet för att tillhandahålla processvärme och en strömkabel från Johan Sverdrup till Edvard Grieg kommer att installeras. Projektet kommer att leda till en väsentlig minskning av koldioxidutsläpp från Edvard Griegområdet på cirka 3,6 miljoner ton från 2022 fram till dess att fältet slutar att producera. Detta kommer att leda till koldioxidutsläpp understigande 1 CO₂ per fat för området, vilket är cirka 20 gånger lägre än världsgenomsnittet. Dessutom kommer projektet att innebära minskade verksamhetskostnader, minskade koldioxidskatter och ökad produktionseffektivitet, vilket delvis kompenseras av inköp av el från kraftnätet.

Produktionen från Ivar Aasenfältet var något under förväntan. Två kompletterande borrhningar har genomförts under året, båda producerar i linje med förväntningarna.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, var i linje med förväntningarna. Produktionseffektiviteten för Alvheim FPSO:n på 97 procent överträffade förväntningarna. Två produktionsborrningar började producera under rapporteringsperioden, en kompletterande sidospårborrning på Volundfältet och det tvågrenade borrtestet på Frosk, vilket producerar genom Bøyla anläggningarna. Båda borrhningarna producerar i linje med förväntningarna. I Froskborrningen ingick också två pilothål, av vilka ett testade strukturen Froskelår North East och gjorde en mindre oljefyndighet. En tregrenad pilotborrning genomfördes under det tredje kvartalet 2019 och syftet med detta var att minska osäkerheten i bedömningen av möjligheter till kompletterande borrhningar på Alvheimfältet. Resultatet överträffade förväntningarna och kommer att innebära att en kompletterande borrning kommer att genomföras 2020. Verksamhetskostnaderna för Alvheimområdet var 6,23 USD per fat.

Utbyggnad

Fält	I.a.	Operatör	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad maximal bruttoproduktion
Johan Sverdrup	20%	Equinor	2,2 – 3,2 Bn boe	Oktober 2019	660 Mbopd
Solveig Fas 1	65%	Lundin Norway	57 MMboe	Q1 2021	30 Mboepd
Rolvsnæs EWT	80%	Lundin Norway	-	Q2 2021	3 Mboepd

Prognosen för utbyggnadsutgifter för 2019 har minskat till 730 MUSD till följd av att kostnader från bolagets nyckelprojekt förskjutits till 2020 och effekten av en svagare norsk krona.

Johan Sverdrup

Produktion från den första fasen av Johan Sverdrup-projektet startade den 5 oktober 2019, vilket var tidigt i det prognosintervall som meddelats för produktionsstarten. Projektets första fas har byggts ut som ett fältcenter bestående av fyra plattformar – borrhplattform, processanläggning, boende- och stigrörplattformar. Produktionen ökar snabbt och över förväntan allteftersom de åtta förbörjade produktionsborrningarna succesivt kommer i produktion och i slutet av oktober producerade fältet över 200 Mboepd, brutto från fem borrhningar. De återstående tre produktionsborrningarna kommer att tas i bruk under november 2019. Dessutom kommer de 12 förbörjade vatteninjiceringsborrningarna succesivt att tas i bruk för att bibehålla trycket i reservoaren, för närvarande har sju av dessa tagits i bruk. Produktionskapaciteten för den första fasen uppskattas till 440 Mbopd, brutto, vilket förväntas uppnås under sommaren 2020. Två till fyra nya borrhningar kommer att behövas, av vilka den första förväntas börja producera i början av 2020. Fältet drivs med energi från land och kommer att bli ett av de mest koldioxideffektiva fälten i världen, med en koldioxidintensitet på under 1 kg CO₂ per fat, vilket är cirka 20 gånger lägre än världsgenomsnittet. När den första fasen har nått plåtproduktion kommer verksamhetskostnaderna att understiga 2 USD per fat.

Den första fasen av Johan Sverdrup-projektet har färdigställts under ursprunglig investeringsbudget och den sammanlagda investeringen uppskattas nu till nominellt 83 miljarder NOK, brutto, vilket motsvarar besparingar om cirka 40 miljarder NOK, brutto jämfört med uppskattningen i utbyggnadsplanen för den första fasen som uppgick till nominellt 123 miljarder NOK, brutto. Cirka 10 procent av den sammanlagda investeringsbudgeten för den första fasen återstår för att slutföra produktionsanläggningarna och genomföra 15 nya utbyggnadsborrningar som planeras mellan det fjärde kvartalet 2019 och 2023.

Utbyggnadsplanen för projektets andra fas överlämnades till det norska olje- och energidepartementet i augusti 2018, och godkändes i maj 2019. Den andra fasen innefattar en andra processanläggningsplattform som kommer att sammanlänkas med första fasens fältcenter, undervattensanläggningar för att kunna ansluta fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsøy och Geitungen, och implementering av en förbättrad utvinningsteknik genom alternering av vatten- och gasinjicering för hela fältet. Sammanlagt 28 borrhningar planeras för utbyggnaden av den andra fasen. Produktionsstart för den andra fasen är planerad till fjärde kvartalet 2022, vilket kommer att öka fältets plåtproduktionskapacitet till 660 Mbopd, brutto. Break-even för hela fältet förväntas uppnås vid ett oljepris på under 20 USD per fat, inklusive tidigare investeringar.

Investeringen för den andra fasen uppskattas till nominellt 41 miljarder NOK, brutto, vilket är oförändrat jämfört med uppskattningen i utbyggnadsplanen för den andra fasen och innebär en besparing på över 50 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen för den första fasen. Betydande kontrakt har tilldelats för processdäck, stålunderställ och undervattensanläggning för produktion. Uppförande av den andra processanläggningsplattformen har påbörjats, liksom av de nya moduler som ska installeras på den befintliga stigrörplattformen. Projektets andra fas fortlöper enligt plan och är till cirka 15 procent genomförd.

Återkopplingsprojekt i det större Edvard Griegområdet

Utbyggnadsplanen för Solveigprojektets första fas godkändes av det norska olje- och energidepartementet i juni 2019. Solveig är den första undervattensutbyggnaden med återkoppling till Edvard Grieg och kommer att bidra till att kunna nyttja Edvard Griegplattformens kapacitet fullt ut och för en längre tidsperiod. Första fasen kommer att byggas ut med tre oljeproduktionsborrningar samt två vatteninjiceringsborrningar och kommer att nå en plåtproduktion om 30 Mboepd, brutto, med planerad produktionsstart under det första kvartalet 2021.

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

Ansökan om tillstånd för det förlängda borrtestet på Rolvsnes godkändes av det norska olje- och energidepartementet i juli 2019. Borrtestet kommer att utföras genom en 3 km lång återkoppling längs havsbotten från den befintliga horisontella Rolvsnesborrningen till Edvard Griegplattformen. Projektet kommer att genomföras tillsammans med Solveigprojektet för att skapa synergieffekter inom upphandling och implementering, med planerad produktionsstart under andra kvartalet 2021.

Båda återkopplingsprojekten till Edvard Grieg fortlöper enligt plan, med Solveigprojektets första fas nu till mer än 10 procent genomförd och Rolvsnes förlängda borrtest till mer än 15 procent genomfört. Alla betydande kontrakt har tilldelats och modifieringar av Edvard Griegplattformen påbörjades i maj 2019.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2019

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL167	Equinor	20%	Lille Prinsen	Maj 2019	Slutförd juli 2019
PL203	AkerBP	15%	Alvheim kompletterande pilotborrningar	Augusti 2019	Slutförd september 2019

I juli 2019 slutfördes en utvärderingsborrning av oljefyndigheten Lille Prinsen, som upptäcktes 2018 i PL167, i Utsirahöjdsområdet i Nordsjön. Den ursprungliga fyndigheten, Lille Prinsen Main, uppskattas innehålla bruttoresurser om mellan 15 och 35 MMboe. Utvärderingsborrningen utfördes 1 km väster om fyndighetsborrningen i den nedre delen av en sluttande reservoar (s.k. downdip) i Outer Wedge-området. Borrningen utgjorde en oljefyndighet och resursestimat kommer att fastställas när en full bedömning av borresultaten gjorts. Avgränsning av andra segment på Lille Prinsen kommer att utvärderas.

Efter det förlängda borrtestet som genomfördes på Altafyndigheten 2018 och investeringen av ny metod för 3D-seismik (TopSeis), pågår nu tekniska studier i syfte att bestämma utvärderingsstrategin framöver för fyndigheterna Alta och närliggande Gohta.

Prospektering

Borrprogram för 2019

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Resultat
PL857	Equinor	20%	Gjøkåsen Shallow	December 2018	Torr
PL767	Lundin Norway	50%	Pointer/Setter	Januari 2019	Torr
PL869	AkerBP	20%	Froskelår Main	Januari 2019	Olje- och gasfyndighet
PL857	Equinor	20%	Gjøkåsen Deep	Februari 2019	Torr
PL338	Lundin Norway	65%	Jorvik/Tellus East	Mars 2019	Två oljefyndigheter
PL869	AkerBP	20%	Froskelår North East	Mars 2019	Oljefyndighet
PL539	MOL	20%	Vinstra/Otta	April 2019	Torr
PL916	AkerBP	20%	JK	April 2019	Torr
PL859	Equinor	15%	Korpfjell Deep	Juni 2019	Torr
PL758	Capricorn	20%	Lynghaug	Juni 2019	Torr
PL869	AkerBP	20%	Rumpetroll	Juni 2019	Torr
PL815	Lundin Norway	60%	Goddo	Juli 2019	Oljefyndighet
PL921	Equinor	15%	Gladshheim	September 2019	Torr
PL820S ¹	MOL	30%	Evra/Iving	Fjärde kvartalet 2019	
PL896 ¹	Wintershall DEA	20%	Toutatis	Fjärde kvartalet 2019	
PL917	ConocoPhillips	20%	Enniberg	Fjärde kvartalet 2019	

¹ Lundin Petroleums licensandel kommer att öka till 40% i PL820S och till 30% i PL896 när transaktionen med Wintershall DEA slutförts.

2019 års prospekteringsprogram har reducerats till 16 borrningar, på grund av att borrningen av PL917 Hasselbaink har flyttats fram till i början av 2020. Sammanlagt 13 prospekteringsborrningar har genomförts hittills i år, vilket resulterat i fem oljefyndigheter som ökat nettoresurserna med mellan 10 och 50 MMboe. De tre prospekteringsborrningar som återstår att genomföra under 2019 har som målsättning att nå 130 MMboe obekräftade nettoresurser. Prognosen för prospektering och utvärderingsutgifter kvarstår och uppgår till 325 MUSD för 2019.

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

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

I april 2019 genomfördes borrningar på strukturerna Gjøkåsen Deep i PL857 i sydöstra Barents hav, Vinstra/Otta i PL539 i Mandalhöjdsområdet i Nordsjön, samt JK i PL916 norr om Utsirahöjdsområdet i Nordsjön. Samtliga tre borrningar var torra.

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

I juni 2019, gjordes två oljefyndigheter på prospekteringsstrukturerna Jorvik och Tellus East på den östra kanten av Edvard Griegfältet i PL338 på Utsirahöjden. Borrningen på Jorvik påträffade olja i konglomeratreservoarer om 30 meter, från triasperiod under tunn sandsten av hög kvalitet. Denna kombination av reservoararter i konglomerat och sandsten återfinns också i den södra och östra delen av Edvard Griegfältet. Borrningen på Tellus East påträffade en oljekolonn om 60 meter, brutto i porös, förvittrad berggrundreservoar. De sammanlagda resurserna i Jorvik och Tellus East uppskattas till mellan 4 och 37 MMboe, brutto och båda strukturerna kan byggas ut som borrningar från Edvard Griegplattformen.

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

I juli 2019 genomfördes borrhningar på strukturerna Lynghaug i PL758 i Norska havet samt Rumpetroll i PL869 i Alvheimområdet. Båda borrhningarna var torra.

I augusti 2019, genomfördes en borrhning på Goddostrukturen i PL815 på Utsirahöjden, vilket resulterade i en oljefyndighet. Det primära målet med borrhningen var att påvisa olja i porös berggrund, liknande den som påträffats i Rolvsnesfyndigheten åt nordväst. Borrhningen påträffade uppsprucken och vittrad berggrund i en oljekolonn som uppskattas till 20 meter, brutto. Reservoaren uppvisar egenskaper liknande de som påträffats på Rolvsnes, de två fyndigheterna kommunicerar däremot inte. Bruttoresurserna uppskattas till mellan 1 och 10 MMboe, med potential för ytterligare resurser i det större Goddo-området och omkringliggande berggrund. Resultaten från Rolvsnes förlängda borrhning kommer att bidra med viktig data avseende reservoaren och möjligheten till kommersialisering och fortsatt utbyggnad av berggrunden på Utsirahöjden.

I oktober 2019 genomfördes en borrhning på strukturen Gladsheim i PL921 i norra Nordsjön. Borrhningen var torr.

Plan för hållbar energi

Med Johan Sverdrupfältet fullt elektrifierat med energiförsörjning från land, och Edvard Griegfältet som kommer att elektrifieras som en del av den nyligen meddelade energilösningen för Utsirahöjdsområdet, kommer Lundin Petroleum att årligen förbruka cirka 500 GWh, netto från 2022. Elen inhandlas från den nordiska elbörsen Nord Pool och merparten kommer från förnybara energikällor. För att kompensera för den delen av strömförsörjningen på Johan Sverdrup och Edvard Grieg som inte utgör förnybar energi (uppskattas till cirka en tredjedel av förbrukad el), kommer vinstdrivande direktinvesteringar i förnybar energi att göras för att fortsätta att minska bolagets klimatpåverkan.

Bolaget har ingått ett avtal med Sognekraft AS om att förvärva en 50-procentig licensandel, utan operatörskap, i projektet Leikanger Kraftverk, beläget i västra Norge. Leikanger kommer att producera el från vattenkraft motsvarande cirka 208 GWh årligen, brutto när det tas i drift under 2021. Produktionen från vattenkraftverket kompenserar för mer än Lundin Petroleums andel av den icke förnybara energi som krävs för strömförsörjningen för den första fasen av Johan Sverdrup. Investeringen för Lundin Petroleum uppgår till cirka 60 MUSD över en treårsperiod mellan 2019 och 2021, och projektet kommer att uppnå positivt fritt kassaflöde från 2022. Dessutom kommer projektet att utgöra en naturlig hedge mot fluktuationer i elpriset. Kostnaden för el kommer att utgöra cirka 15 procent av Johan Sverdrups sammanlagda verksamhetskostnader. Transaktionen är villkorad av sedvanliga godkännanden och förväntas att slutföras i början av 2020.

Det är Lundin Petroleums avsikt att fortsätta söka möjligheter för att klimatkompensera för den andel icke förnybar energi som kommer att användas för att driva Johan Sverdrupfältet och därefter Edvard Grieg-anläggningarna.

Återställning

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

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

Licenstagningar och transaktioner

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

I januari 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva Lime Petroleums 30-procentiga licensandelar i vardera PL338C och PL338E samt 20-procentig licensandel i PL815, där oljefyndigheterna Rolvsnes och Goddo ligger. Transaktionen ökade bolagets licensandelar i PL338C och PL338E till 80 procent samt i PL815 till 60 procent. Transaktionen, som innebar en kontantersättning till Lime Petroleum, skedde med verkan från den 1 januari 2019 och slutfördes i maj 2019.

I juni 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva 10-procentiga licensandelar i vardera PL896 och PL820S från Wintershall DEA. Transaktionen kommer att öka bolagets licensandel i PL820S, som innehåller strukturerna Evra/lving i Nordsjön, till 40 procent, och i PL896, som innehåller strukturen Toutatis i Norska havet, till 30 procent. Transaktionen är villkorad av sedvanliga myndighetsgodkännanden och förväntas att slutföras under det fjärde kvartalet 2019.

I juli 2019 ingick Lundin Petroleum ett överlåtelseavtal om att avyttra 2,6 procent av utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup, som en del i en transaktion om att lösa in 16 procent av det totala antalet utestående aktier i Lundin Petroleum som ägdes av Equinor, för en kontant köpeskilling om 962 MUSD med verkan från den 1 januari 2019. Avtalet inkluderar en tilläggsköpeskilling om 52 MUSD som är villkorad av framtida klassificeringar av reserver. Transaktionen slutfördes den 30 augusti 2019.

I september 2019 ansökte Lundin Petroleum om licenser i 2019 års APA licensrunda, tilldelning av licenser förväntas ske i början av 2020.

Lundin Petroleum innehar för närvarande 79 licenser i Norge, vilket är en ökning med cirka 60 procent jämfört med i början av 2018.

Ryssland

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

Hälsa, säkerhet och miljö

Under rapporteringsperioden inträffade inga incidenter med förlorad arbetstid som följd. En incident inträffade som krävde sjukvård. Detta resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid som följd om 0,0 per en miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporteringsbara incidenter om 0,8 per en miljon arbetade timmar. Inga allvarliga incidenter med väsentlig inverkan på säkerhet inträffade. Den trend av branschledande låga nivåer av koldioxidintensitet som Edvard Griegfältet har uppvisat fortsatte under rapporteringsperioden och uppgick till 4,9 CO₂ kg per boe.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för rapporteringsperioden uppgick till 1 588,2 MUSD (1 102,2 MUSD) och inkluderade en redovisningsmässig vinst efter skatt om 756,7 MUSD från avyttringen av 2,6 procent av Johan Sverdrup. Exklusive denna redovisningsmässiga vinst uppgick rörelseresultatet för rapporteringsperioden till 831,5 MUSD. Minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror på att högre prospekteringsutgifter har kostnadsförts under rapporteringsperioden i kombination med lägre oljepriser och något lägre försäljningsvolym, till viss del kompenserade av lägre avskrivningar.

Resultatet för rapporteringsperioden uppgick till 669,6 MUSD (323,9 MUSD), motsvarande ett resultat per aktie om 2,05 USD (0,96 USD). Resultatet påverkades av en redovisningsmässig vinst efter skatt om 756,7 MUSD från avyttringen av 2,6 procent av Johan Sverdrup under rapporteringsperioden, en valutakursförlust om 237,7 MUSD (1,2 MUSD) och en redovisningsmässig vinst före skatt om 183,7 MUSD under jämförelseperioden, som ett resultat av de förmånligare lånevillkor som omförhandlats för bolagets reservbaserade kreditfacilitet. Bolagsledningen har infört ett nyckeltal för justerat resultat, under rapporteringsperioden, i syfte att bättre spegla resultatet från bolagets operativa verksamhet. I nyckeltalet justerat resultat exkluderas effekterna av redovisningsmässiga vinster/förluster från försäljning av tillgångar, vinst från omförhandling av lånevillkor, valutakursvinster/förluster, nedskrivningar samt skattekostnader hänförliga till dessa poster. Justerat resultat för rapporteringsperioden uppgick till 173,8 MUSD (220,1 MUSD), motsvarande ett justerat resultat per aktie om 0,53 USD (0,65 USD). Minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på ett lägre justerat rörelseresultat, till viss del kompenserat av lägre justerade finansiella kostnader.

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) för rapporteringsperioden uppgick till 1 222,9 MUSD (1 451,8 MUSD), motsvarande EBITDA per aktie om 3,75 USD (4,29 USD). Minskningen jämfört med samma period föregående år var främst hänförlig till ett lägre försäljningspris per boe och något lägre sålda volymer. Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 1 158,9 MUSD (1 412,8 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 3,55 USD (4,17 USD). Minskningen jämfört med samma period föregående år var hänförlig till en högre aktuell skattekostnad. Fritt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 1 117,9 MUSD (489,7 MUSD), motsvarande fritt kassaflöde per aktie om 3,42 USD (1,45 USD). Ökningen jämfört med samma period föregående år var hänförlig till kassaflöde om 959,0 MUSD från avyttringen av 2,6 procent av Johan Sverdrup, vilket inkluderar ränta och avräkning av kostnader från och med datumet för ikraftträdandet till och med datumet för slutförandet, samt rörelsekapital med avdrag för tillkommande kostnader.

Koncernförändringar

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

I juli 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att avyttra 2,6 procent licensandel i utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup till Equinor vilket minskade Lundin Petroleums licensandel i Johan Sverdrup till 20 procent. Transaktionen innebar en kontantersättning från Equinor om 962,0 MUSD, vilket inkluderade en tilläggsköpeskillning om nominellt 52,0 MUSD villkorad av framtida klassificering av reserver. Transaktionen slutfördes i augusti 2019, med verkan från den 1 januari 2019. Transaktionen redovisades vid datumet för avyttringens slutförande och resulterade i en redovisningsmässig vinst efter skatt om 756,7 MUSD, vilket motsvarar skillnaden mellan erhållen ersättning och den avyttrade tillgångens bokförda värde. Den redovisningsmässiga vinsten redovisas som vinst från försäljning av tillgångar, vilket framgår av tabellen nedan. Vinsten från avyttringen redovisas efter skatt eftersom köpeskillningen fastställs netto efter skatt i enlighet med norska petroleumskatteregler.

Belopp i MUSD

Tillgångar

Olje- och gastillgångar	343,7
Summa avyttrade tillgångar	343,7

Skulder

Avsättning för återställningskostnader	16,2
Uppskjutna skatteskulder	108,9
Rörelsekapital	4,0
Summa avyttrade skulder	129,1

Avyttrade nettotillgångar **214,6**

Köpeskillning ¹	974,0
Tillkommande kostnader	-2,7
Redovisningsmässig vinst efter skatt	756,7

¹ Inkluderar tilläggsköpeskillningen värderad till verkligt värde, villkorad av framtida klassificering av reserver, inklusive ränta och avräkning för kostnader från och med datumet för ikraftträdandet till och med datumet för slutförandet, samt rörelsekapital.

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 2 199,0 MUSD (1 988,5 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, vinst från avyttringen av 2,6 procent av Johan Sverdrup, samt övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för rapporteringsperioden uppgick till 1 418,3 MUSD (1 963,3 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit per fat oljeekvivalenter för den egna produktionen uppgick till 61,14 USD (68,92 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 64,59 USD (72,13 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	19 039,0	7 028,0	19 597,2	5 881,4	26 834,7
– Genomsnittspris per bbl	65,29	61,44	71,28	74,09	69,97
Försäljning gas och NGL					
– Kvantitet i Mboe	2 780,2	788,0	2 805,6	1 233,9	3 682,0
– Genomsnittspris per boe	32,74	23,87	52,50	55,34	52,74
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	21 819,2	7 816,0	22 402,8	7 115,3	30 516,7
– Genomsnittspris per boe	61,14	57,65	68,92	70,84	67,89

Tabellen ovan exkluderar oljeintäkter från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 84,3 MUSD (419,1 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg Grane Blend olja som köpts utanför koncernen och sålts på den externa marknaden av Lundin Petroleum Marketing SA.

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen.

Vinst från försäljning av tillgångar uppgick till 756,7 MUSD (– MUSD) och är hänförlig till avyttringen av 2,6 procent av Johan Sverdrup, vilket beskrivs närmare på sidan 7.

Övriga intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 24,0 MUSD (25,2 MUSD) och avsåg främst tariffintäkter om 19,5 MUSD (22,7 MUSD), hänförliga till tariff som betalats av Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader för rapporteringsperioden, inklusive förändringar i under- och överuttagspositioner och förändringar i lager uppgick till 118,6 MUSD (103,8 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

Produktionskostnader	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	81,9	25,5	74,0	26,6	102,5
– i USD per boe	3,79	3,35	3,35	3,70	3,46
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	30,7	10,9	25,8	8,6	35,2
– i USD per boe	1,42	1,44	1,17	1,19	1,19
Verksamhetskostnader					
– i MUSD	112,6	36,4	99,8	35,2	137,7
– i USD per boe ¹	5,21	4,79	4,52	4,89	4,65
Förändring i under- och överuttagsposition					
– i MUSD	2,6	4,2	-2,0	-5,1	7,0
– i USD per boe	0,12	0,54	-0,09	-0,71	0,24
Förändringar i lager					
– i MUSD	0,3	0,0	0,6	0,0	0,6
– i USD per boe	0,02	0,00	0,03	0,00	0,02
Övrigt					
– i MUSD	3,1	1,0	5,4	1,7	7,1
– i USD per boe	0,14	0,13	0,24	0,24	0,24
Produktionskostnader					
– i MUSD	118,6	41,6	103,8	31,8	152,4
– i USD per boe	5,49	5,46	4,70	4,42	5,15

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna för rapporteringsperioden om 5,21 USD (4,52 USD) per fat minskar till 4,31 USD (3,49 USD) per fat när tariffintäkterna nettoredovisas. Verksamhetskostnaderna för det tredje kvartalet om 4,79 USD (4,89 USD) per fat minskar till 3,97 USD (3,88 USD) per fat när tariffintäkterna nettoredovisas.

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 81,9 MUSD (74,0 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 74,4 MUSD (67,5 MUSD). Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år inkluderade en återföring av upplupna kostnader under jämförelseperioden om 5,5 MUSD, till följd av nedläggning av produktionen från Brynhildfältet.

Utvinningskostnaderna per fat för rapporteringsperioden uppgick till 3,79 USD (3,35 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt, och till 3,44 USD (3,06 USD) per fat exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 30,7 MUSD (25,8 MUSD) eller 1,42 USD (1,17 USD) per fat. Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år är ett resultat av ökade tariffkostnader för olje- och gasledning i kombination med ökade transportkostnader vid försäljning av råolja gällande vissa frakter med transportvillkor CFR.

Sålda volymer kan under en period avvika från producerade volymer beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Förändringen i under- och överuttagsposition för rapporteringsperioden värderas till produktionskostnad inklusive återställningskostnad och uppgick till 2,6 MUSD (kredit om 2,0 MUSD), beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen. Sålda och producerade volymer framgår av nedanstående tabell:

Förändring i under- och överuttagsposition i Mboepd	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Produktionsvolym	79,2	82,7	80,8	78,2	81,1
Försäljningsvolym från egen produktion	-79,9	-85,0	82,1	77,3	83,6
Förändring i under- och överuttagsposition	-0,7	-2,3	-1,3	0,9	-2,5

Övriga kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 3,1 MUSD (5,4 MUSD) och är hänförliga till driftstoppsförsäkringen.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader för rapporteringsperioden uppgick till 301,6 MUSD (341,5 MUSD), vilket motsvarade en genomsnittlig kostnad om 13,95 USD (15,48 USD) per fat som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna för rapporteringsperioden jämfört med samma period föregående år beror på lägre produktionsvolymer i kombination med ett lägre belopp för avskrivning per fat i USD, eftersom beloppet för avskrivning per fat beräknas i norska kronor och den norska kronan försvagats gentemot US-dollarn.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnader som redovisats i resultaträkningen för rapporteringsperioden uppgick till 84,7 MUSD (6,1 MUSD) och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekterings- och utvärderingsborringar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Inköp av olja från tredje part

Inköp av olja från tredje part för rapporteringsperioden uppgick till 84,3 MUSD (417,2 MUSD) och avsåg inköp av Grane Blend olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 21,6 MUSD (17,7 MUSD) och inkluderade en kostnad om 3,4 MUSD (3,4 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar på sidan 13. Avskrivningar av anläggningstillgångar för rapporteringsperioden uppgick till 5,1 MUSD (2,0 MUSD) och ökningen är hänförlig till avskrivning av tillgångar med nyttjanderätt som redovisats under rapporteringsperioden till följd av införandet av standarden IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 23,8 MUSD (188,2 MUSD) och beskrivs i not 4.

Under jämförelseperioden omförhandlades villkoren framgångsrikt för bolagets reservbaserade kreditfacilitet, vilket resulterade i att räntemarginalen över LIBOR sänktes från 3,15 procent till 2,25 procent. De nya lånevillkoren trädde i kraft den 1 juni 2018. Justeringen av räntemarginalen resulterade i en redovisningsmässig vinst för jämförelseperioden om 183,7 MUSD i enlighet med IFRS 9 som skrivs av över facilitetens återstående nyttjandetid.

Förfallna räntesäkringsavtal resulterade i en vinst om 22,5 MUSD (0,1 MUSD).

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 366,6 MUSD (138,3 MUSD) och beskrivs i not 5.

Valutakursförluster för rapporteringsperioden uppgick till 237,7 MUSD (1,2 MUSD). Valutakursförändringar uppstår vid betalningstransaktioner i utländsk valuta samt vid omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än koncernbolagens funktionella valutor. Lundin Petroleum har säkrat vissa kostnader som uppkommer i utländsk valuta såsom finansieringskostnader, kostnader för bolagsskatt och särskild petroleumskatt samt finansieringsbehov för inlösen av aktier mot US-dollarn. Den realiserade valutakursförlusten på dessa förfallna valutakurssäkringar för rapporteringsperioden uppgick till 46,5 MUSD (vinst om 7,4 MUSD).

US-dollarn stärktes med 5 procent gentemot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursförlust på det externa lån i US-dollar som tagits av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom stärktes den norska kronan med mindre än 1 procent gentemot Euron, vilket resulterade i en valutakursvinst på en koncernintern lånebalans i norska kronor.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 54,7 MUSD (68,7 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 79,3 MUSD (64,9 MUSD). De sammanlagda räntekostnaderna var i linje med jämförelseperioden.

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 15,8 MUSD (13,5 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg upprättandet av den reservbaserade kreditfaciliteten och den kortfristiga bryggfinansiering om 500 MUSD som temporärt togs upp från slutet av juli till slutet av augusti i syfte att finansiera del av transaktionen för inlösen av aktier. Bryggfinansieringen återbetalades i sin helhet, i slutet av augusti 2019, i samband med försäljningen av 2,6 procent licensandel av Johan Sverdrup-projektet. Avgifterna som uppkom i samband med den reservbaserade kreditfaciliteten kostnadsförs över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Engagemangavgifter för lånefaciliteter för rapporteringsperioden uppgick till 8,9 MUSD (9,7 MUSD) och var främst hänförliga till den lägre marginalen för engagemangavgifter som omförhandlats för den reservbaserade kreditfaciliteten. De nya villkoren trädde i kraft den 1 juni 2018.

Som ett resultat av de framgångsrikt omförhandlade lånevillkoren redovisades under jämförelseperioden avgifter för omförhandling av lån till ett belopp om 17,3 MUSD.

De förmånligare lånevillkoren som omförhandlats för bolagets reservbaserade kreditfacilitet resulterade i en redovisningsmässig vinst som efter nuvärdesjustering uppgick till 31,4 MUSD (15,1 MUSD) för rapporteringsperioden och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Andel i resultat från intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till -1,3 MUSD (-0,6 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd.

Skatt

Den totala skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 574,5 MUSD (827,6 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 80,5 MUSD (54,7 MUSD) och avsåg främst Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge avsåg endast bolagsskatt och inte den särskilda petroleumskatten eftersom bolaget fortfarande kan dra fördel av skattemässiga avdrag för underskott inom detta skatteslag, vilket förväntas att nyttjas fullt ut under det fjärde kvartalet 2019. Den skatt som betalats i Norge under rapporteringsperioden uppgick till 35,1 MUSD, vilket i kombination med den aktuella skattekostnaden för rapporteringsperioden resulterat i en ökning av den aktuella skatteskulden jämfört med samma period föregående år.

Den uppskjutna skattekostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 494,0 MUSD (772,9 MUSD) och var hänförlig till Norge. Uppskjuten skatt uppkommer huvudsakligen när det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 21,4 och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för rapporteringsperioden påverkades av resultatposter som inte är skattepliktiga fullt ut, såsom den redovisade valutakursvinsten, finansiella poster för den norska verksamheten och det särskilda avdraget för skatteändamål som gäller för utbyggnadsutgifter i enlighet med de skatteregler som gäller för verksamhet offshore i Norge.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 5 321,7 MUSD (5 341,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Norge	498,0	140,8	550,9	174,6	701,9
Utbyggnadsutgifter	498,0	140,8	550,9	174,6	701,9

Under rapporteringsperioden har 498,0 MUSD (550,9 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till Johan Sverdrupfältet. Dessutom aktiverades ränteutgifter till ett belopp om 79,3 MUSD (64,9 MUSD).

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Norge	236,3	53,0	225,2	52,5	310,6
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	236,3	53,0	225,2	52,5	310,6

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 236,3 MUSD (225,2 MUSD) för rapporteringsperioden och avsåg främst de prospekterings- och utvärderingsborrningar som sammanfattas på sidan 5.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 44,9 MUSD (13,6 MUSD) och beskrivs i not 8. Till följd av införandet av IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019, har bolaget redovisat tillgångar med nyttjanderätt uppgående till 31,9 MUSD (– MUSD). Goodwill hänförlig till redovisningen av Edvard Griegtransaktionen som gjordes under 2016 uppgick till 128,1 MUSD (128,1 MUSD).

Finansiella tillgångar uppgick till 13,0 MUSD (0,4 MUSD) och beskrivs i not 9. Avyttringen av en 2,6-procentig licensandel i Johan Sverdrup inkluderade en tilläggsköpeskilling villkorad av framtida klassificeringar av reserver och förfaller till betalning 2026. Denna tilläggsköpeskilling värderades till verkligt värde av bolaget till 12,3 MUSD (– MUSD).

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 35,7 MUSD (36,5 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 250,2 MUSD (216,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar uppgick till 201,7 MUSD (153,7 MUSD), de inkluderade fakturerade leveranser och är ej förfallna. Underuttag uppgick till 4,8 MUSD (1,9 MUSD) och avsåg underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst gällande kondensat från Edvard Griegfältet. Fordringar på joint operations uppgick till 14,1 MUSD (17,0 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 28,7 MUSD (26,9 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 0,9 MUSD (17,1 MUSD). Minskningen beror främst på återbetalningen, under rapporteringsperioden, av den kortfristiga fordran på IPC som avsåg rörelsekapital och uppkom i samband med avknoppningen.

Derivatinstrument uppgick till 1,3 MUSD (34,0 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkom vid värderingen till verkligt värde av utestående räntesäkringsavtal med likviddag inom tolv månader.

Likvida medel uppgick till 95,1 MUSD (66,8 MUSD). Likvida medel innehas främst för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 4 025,6 MUSD (3 262,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 4 150,0 MUSD (3 465,0 MUSD) och avsåg det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter avseende uppläggningskostnader för kreditfaciliteten uppgick till 39,8 MUSD (54,1 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. En redovisningsmässig vinst om 112,1 MUSD (148,9 MUSD) hänförlig till omförhandlingen av lånevillkoren för den reservbaserade kreditfaciliteten under 2018 har aktiverats i redovisningen och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. Leasingåtaganden uppgick till 27,5 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den långfristiga delen av leasingåtagandena efter införandet av IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019. Den kortfristiga delen av leasingåtagandena redovisas som kortfristiga skulder.

Avsättningar uppgick till 493,4 MUSD (489,1 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 489,3 MUSD (483,9 MUSD) och avsåg den långfristiga delen av framtida återställningsåtaganden. Den kortfristiga delen av framtida återställningsåtaganden redovisades som kortfristiga skulder. Ökningen av återställningskostnaderna återspeglar ytterligare åtaganden för utbyggnadsprojektet Johan Sverdrup, delvis kompenserade av avyttringen om 2,6 procent i Johan Sverdrup.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 2 374,5 MUSD (2 103,8 MUSD). Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 161,7 MUSD (64,9 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga finansiella skulder uppgick till 5,0 MUSD (– MUSD) och beskrivs i not 11. Kortfristiga finansiella skulder var hänförliga till den kortfristiga delen av bolagets leasingåtaganden.

Utdelningar uppgick till 209,5 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den kontantutdelning som godkändes av årsstämman som hölls den 29 mars 2019 i Stockholm och kommer att betalas ut kvartalsvis.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 220,0 MUSD (200,9 MUSD) och beskrivs i not 13. Överuttag uppgick till 7,1 MUSD (1,7 MUSD) och avsåg en överuttagsposition gällande olja från Alvheimområdet och Edvard Griegfältet. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 156,5 MUSD (147,4 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 34,1 MUSD (17,6 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 13,3 MUSD (7,6 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 52,3 MUSD (20,0 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga skatteskulder uppgick till 110,5 MUSD (70,4 MUSD) och avsåg huvudsakligen bolagsskatt i Norge.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 37,4 MUSD (12,5 MUSD) och beskrivs i not 12. Den kortfristiga delen av avsättningen för framtida återställningsåtaganden uppgick till 32,6 MUSD (6,6 MUSD) och var främst hänförlig till Brynhildfältet. Den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program uppgick till 4,8 MUSD (5,9 MUSD).

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Moderbolagets resultat för rapporteringsperioden uppgick till 18 965,6 MSEK (1 605,0 MSEK) och inkluderade finansiella intäkter om 19 148,4 MSEK (1 714,6 MSEK) till följd av utdelningar som erhållits från ett dotterbolag. Exklusive dessa erhållna utdelningar uppgick resultatet för moderbolaget till -182,8 MSEK (109,6 MSEK).

I resultatet för rapporteringsperioden ingick administrationskostnader om 170,5 MSEK (124,4 MSEK) och utöver de erhållna utdelningar som nämns ovan uppgick de finansiella kostnaderna till 21,8 MSEK (finansiell intäkt om 5,6 MSEK).

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

Transaktioner med närstående

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

Efter inlösen av 16 procent av de utestående aktier i Lundin Petroleum som tidigare innehades av Equinor, i enlighet med godkännande vid Lundin Petroleums extra bolagsstämma den 31 juli 2019, anses inte Equinor längre vara närstående. De transaktioner med närstående avseende Equinor som beskrivs nedan gäller därför perioden fram till slutet av juli.

Koncernen har köpt olja från Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om – MUSD (247,5 MUSD).

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 122,0 MUSD (760,7 MUSD).

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

Likviditet

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

Eventualförpliktelser

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

Händelser efter balansdagens utgång

I oktober 2019 ingick Lundin Petroleum ytterligare valutasäkringskontrakt för att möta delar av det framtida kapitalbehovet i NOK relaterade till bolagets utbyggnadsprojekt, och för att möta delar av bolagets framtida åtaganden avseende bolagsskatt och särskild petroleumskatt, enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
4 899,0 MNOK	536,7 MUSD	9,13 NOK:1 USD	jan 2020 – dec 2020
340,0 MNOK	37,3 MUSD	9,12 NOK:1 USD	jan 2021 – dec 2021
230,0 MNOK	25,2 MUSD	9,13 NOK:1 USD	jan 2022 – dec 2022
120,0 MNOK	13,2 MUSD	9,09 NOK:1 USD	jan 2023 – dec 2023
300,0 MNOK	33,0 MUSD	9,09 NOK:1 USD	jan 2024 – dec 2024

I oktober 2019 genomfördes en borrning på strukturen Gladshheim i PL921 i norra Nordsjön. Borrningen var torr och kommer att kostnadsföras under det fjärde kvartalet.

I oktober 2019 ingick bolaget ett avtal med Sognekraft AS om att förvärva en 50-procentig licensandel, utan operatörskap, i projektet Leikanger Kraftverk, beläget i västra Norge. Leikanger kommer att producera el från vattenkraft motsvarande cirka 208 GWh årligen, brutto när det tas i drift under 2021. Produktionen från vattenkraftverket kompenserar för mer än Lundin Petroleums andel av den icke förnybara energi som krävs för strömförsörjningen för den första fasen av Johan Sverdrup. Investeringen för Lundin Petroleum uppgår till cirka 60 MUSD över en treårsperiod mellan 2019 till 2021, och projektet kommer att uppnå positivt fritt kassaflöde från 2022. Projektet kommer även att utgöra en naturlig hedge mot fluktuationer i elpriset. Kostnaden för el kommer att utgöra cirka 15 procent av Johan Sverdrups sammanlagda verksamhetskostnader. Transaktionen är villkorad av sedvanliga godkännanden och förväntas att slutföras i början av 2020.

Aktiedata

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 478 713 SEK, vilket motsvarar 285 924 614 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK (avrundat). Det registrerade aktiekapitalet inkluderar en fondemission om 556 594 SEK under rapporteringsperioden i syfte att återställa Lundin Petroleums aktiekapital till samma belopp som omedelbart före inlösen av aktierna, vilket godkändes av Lundin Petroleums extra bolagsstämma den 31 juli 2019.

Under 2017 återköpte Lundin Petroleum 1 233 310 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 186,14 SEK, i enlighet med bemyndigandet från årsstämman 2017. Under 2018 gjorde Lundin Petroleum återköp av ytterligare 640 000 egna aktier till en genomsnittlig aktiekurs om 186,77 SEK, i enlighet med bemyndigandet från årsstämman 2017, med resultatet att bolagets innehav av egna aktier uppgick till 1 873 310.

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

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

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

Lundin Petroleum's extra bolagsstämma, som hölls den 31 juli 2019 i Stockholm, beslutade om inlösen av 54 461 831 aktier som tidigare ägdes av Equinor, motsvarande 16 procent av de utestående aktierna, till ett pris om 266,40 SEK per aktie. Det totala antalet aktier minskade på grund av inlösen från 340 386 445 aktier till 285 924 614 aktier och bolagets totala åtagande gällande kontantutdelning för det tredje och fjärde kvartalet, som godkändes av Lundin Petroleum's årsstämma den 29 mars 2019, minskade som ett resultat av denna aktieinlösen med 16 procent.

Ersättningar

Lundin Petroleum's ersättningsprinciper och information om de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2018 samt i information som utgätt till aktieägarna inför årsstämman 2019. Detta material finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com.

Unit Bonus Program

Antalet utställda units som ingår i 2017, 2018 och 2019 års unit bonus program per den 30 september 2019 var 90 813 respektive 145 816 och 190 587.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2019 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2019 och kostnaden redovisas från och med det andra halvåret 2019. Det totala antalet utestående rättigheter per den 30 september 2019 uppgick till 316 855 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2019, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 169,00 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2018 gäller från och med den 1 juli 2018 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 30 september 2019 uppgick till 271 159 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 2019 uppgick till 350 419 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.

Redovisningsprinciper

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

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

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

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

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

Utöver ovan nämnda förändringar är redovisningsprinciperna som tillämpats i alla andra avseenden i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2018.

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

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

Risker och riskhantering

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

En detaljerad analys av Lundin Petroleum's strategiska, finansiella och operativa risker samt bolagets åtgärder för att hantera dessa risker beskrivs i Lundin Petroleum's årsredovisning 2018.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har ingått valutasäkringskontrakt för att möta delar av det framtida kapitalbehovet i NOK relaterade till de utbyggnadsprojekt bolaget åtagit sig, liksom för att möta delar av bolagets framtida skatteåtaganden i NOK. Per den 30 september 2019 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
1 253,0 MNOK	152,0 MUSD	8,24 NOK:1 USD	okt 2019 – dec 2019
2 405,0 MNOK	306,0 MUSD	7,86 NOK:1 USD	jan 2020 – dec 2020
2 130,0 MNOK	272,7 MUSD	7,81 NOK:1 USD	jan 2021 – dec 2021
1 200,0 MNOK	158,2 MUSD	7,59 NOK:1 USD	jan 2022 – dec 2022
410,0 MNOK	51,0 MUSD	8,04 NOK:1 USD	jan 2023 – dec 2023

Lundin Petroleum har per den 30 september 2019 utestående räntesäkringsavtal enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan ränta per år	Genomsnittlig Likvidperiod
3 000	1,42%	okt 2019 – dec 2019
3 300	1,96%	jan 2020 – dec 2020
3 100	2,28%	jan 2021 – dec 2021
2 900	2,41%	jan 2022 – dec 2022
2 000	1,75%	jan 2023 – dec 2023
1 500	1,91%	jan 2024 – dec 2024

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

Valutakurser

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

	30 sep 2019		30 sep 2018		31 dec 2018	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,6957	9,0874	8,0295	8,1777	8,1329	8,6885
1 USD motsvarar Euro	0,8899	0,9184	0,8369	0,8639	0,8464	0,8734
1 USD motsvarar SEK	9,4060	9,8226	8,5757	8,9055	8,6921	8,9562

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	1					
Intäkter		1 418,3	450,5	1 963,3	596,6	2 607,9
Vinst från försäljning av tillgångar		756,7	756,7	—	—	—
Övriga intäkter		24,0	7,8	25,2	8,0	32,8
		2 199,0	1 215,0	1 988,5	604,6	2 640,7
Rörelsekostnader						
Produktionskostnader	2	-118,6	-41,6	-103,8	-31,8	-152,4
Avskrivningar och återställningskostnader		-301,6	-105,0	-341,5	-108,8	-458,0
Prospekteringskostnader		-84,7	-13,8	-6,1	-0,2	-53,2
Inköp av olja från tredje part		-84,3	—	-417,2	-92,4	-533,8
Bruttoresultat	3	1 609,8	1 054,6	1 119,9	371,4	1 443,3
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-21,6	-7,1	-17,7	-4,2	-24,6
Rörelseresultat		1 588,2	1 047,5	1 102,2	367,2	1 418,7
Finansiella poster						
Finansiella intäkter	4	23,8	-27,7	188,2	-9,2	192,2
Finansiella kostnader	5	-366,6	-288,2	-138,3	-42,2	-345,4
		-342,8	-315,9	49,9	-51,4	-153,2
Andel i resultat från intresseföretag		-1,3	-0,3	-0,6	-0,6	-1,3
Resultat före skatt		1 244,1	731,3	1 151,5	315,2	1 264,2
Inkomstskatt	6	-574,5	-211,4	-827,6	-258,5	-1 038,5
Periodens resultat		669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Innehav utan bestämmande inflytande		—	—	—	—	—
		669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Resultat per aktie – USD		2,05	1,72	0,96	0,17	0,67
Resultat per aktie efter full utspädning – USD		2,05	1,71	0,95	0,16	0,66
Justerat resultat per aktie – USD		0,53	0,15	0,65	0,22	0,87
Justerat resultat per aktie efter full utspädning – USD		0,53	0,15	0,65	0,22	0,87

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Periodens resultat	669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	74,1	61,5	15,9	3,6	1,5
Kassaflödessäkring	-172,1	-102,5	44,5	5,3	-74,1
Övrigt totalresultat efter skatt	-98,0	-41,0	60,4	8,9	-72,6
Totalresultat	571,6	478,9	384,3	65,6	153,1
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	571,6	478,9	384,3	65,6	153,1
Innehav utan bestämmande inflytande	—	—	—	—	—
	571,6	478,9	384,3	65,6	153,1

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 september 2019	31 december 2018
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 321,7	5 341,1
Övriga materiella anläggningstillgångar	8	44,9	13,6
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar	9	13,0	0,4
Derivatinstrument	14	—	2,7
Summa anläggningstillgångar		5 507,7	5 485,9
Omsättningstillgångar			
Lager		35,7	36,5
Kundfordringar och andra fordringar	10	250,2	216,6
Derivatinstrument	14	1,3	34,0
Likvida medel		95,1	66,8
Summa omsättningstillgångar		382,3	353,9
SUMMA TILLGÅNGAR		5 890,0	5 839,8
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-1 799,9	-383,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	4 025,6	3 262,0
Avsättningar	12	493,4	489,1
Uppskjutna skatteskulder		2 374,5	2 103,8
Derivatinstrument	14	161,7	64,9
Summa långfristiga skulder		7 055,2	5 919,8
Kortfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	5,0	—
Utdelningar		209,5	—
Leverantörsskulder och andra skulder	13	220,0	200,9
Derivatinstrument	14	52,3	20,0
Kortfristiga skatteskulder		110,5	70,4
Avsättningar	12	37,4	12,5
Summa kortfristiga skulder		634,7	303,8
Summa skulder		7 689,9	6 223,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 890,0	5 839,8

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Justeringar för:					
Vinst från försäljning av tillgångar	-756,7	-756,7	—	—	—
Prospekteringskostnader	84,7	13,8	6,1	0,2	53,2
Avskrivningar och nedskrivningar	306,6	106,6	343,5	109,4	460,6
Aktuell skatt	80,5	36,7	54,7	46,0	90,4
Uppskjuten skatt	494,0	174,7	772,9	212,5	948,1
Långsiktiga incitamentsprogram	10,1	3,4	14,1	4,2	14,6
Valutakursvinst/förlust	191,3	234,9	1,0	10,7	162,5
Räntekostnader	54,7	22,8	68,7	19,6	88,7
Vinst från omförhandling av lånevillkor	—	—	-183,7	—	-183,7
Avgifter för omförhandling av lån	—	—	17,3	—	17,3
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	31,4	10,3	15,1	11,4	26,1
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	15,8	7,4	13,5	4,3	17,8
Övriga	13,4	4,2	8,4	4,8	12,8
Erhållen ränta	1,3	0,5	0,8	0,2	1,1
Betald ränta	-118,2	-35,0	-133,1	-41,2	-176,0
Erhållen/betald skatt	-35,4	-19,6	-5,8	-5,1	-15,8
Förändringar i rörelsekapital	-57,8	-93,1	-31,8	44,5	-25,1
Summa kassaflöde från verksamheten	985,3	230,8	1 285,6	478,2	1 718,3
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-821,9	-237,6	-801,7	-248,0	-1 060,1
Investering i övriga anläggningstillgångar	-1,4	-0,5	-2,7	-0,7	-3,2
Investering i övriga aktier och andelar	-0,3	-0,3	9,3	—	9,3
Avyttring av anläggningstillgångar ¹	959,0	959,0	—	—	—
Betalda återställningskostnader	-2,8	-0,9	-0,8	-0,8	-1,3
Summa kassaflöde från investeringar	132,6	719,7	-795,9	-249,5	-1 055,3
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga banklån	685,0	690,0	-310,0	-250,0	-490,0
Förändring av leasingåtaganden ²	-2,6	-0,8	—	—	—
Betalda finansieringsavgifter	-3,3	-3,3	-17,3	-0,4	-17,3
Betalda utdelningar	-250,5	-125,3	-153,1	—	-153,1
Inlösen av aktier	-1 517,2	-1 517,2	—	—	—
Köp av egna aktier	—	—	-14,3	—	-14,3
Summa kassaflöde från finansiering	-1 088,6	-956,6	-494,7	-250,4	-674,7
Förändring av likvida medel	29,3	-6,1	-5,0	-21,7	-11,7
Likvida medel vid periodens början	66,8	100,7	71,4	96,5	71,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	-1,0	0,5	8,7	0,3	7,1
Likvida medel vid periodens slut	95,1	95,1	75,1	75,1	66,8

¹ Inkluderar tilläggsköpeskillingen värderad till verkligt värde, villkorad av framtida klassificering av reserver, inklusive ränta och avräkning för kostnader från och med datumet för ikraftträdande till och med datumet för slutförande, samt rörelsekapital.

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

Förändringar i koncernens egna kapital

Belopp i MUSD	Aktiekapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa eget kapital
1 januari 2018	0,5	82,2	-433,5	—	-350,8
Förändring av redovisningsprincip ¹	—	—	-3,4	—	-3,4
Omräknat eget kapital per den 1 januari 2018	0,5	82,2	-436,9	—	-354,2
Totalresultat					
Periodens resultat	—	—	323,9	—	323,9
Övrigt totalresultat	—	60,4	—	—	60,4
Summa totalresultat	—	60,4	323,9	—	384,3
Transaktioner med ägare					
Utdelningar	—	—	—	-153,1	-153,1
Köp av egna aktier	—	-14,3	—	—	-14,3
Aktierelaterade ersättningar	—	-20,8	—	—	-20,8
Värde av tjänster från anställda	—	—	4,4	—	4,4
Summa transaktioner med ägare	—	-35,1	4,4	-153,1	-183,8
30 september 2018	0,5	107,5	-108,6	-153,1	-153,7
Totalresultat					
Periodens resultat	—	—	-98,2	—	-98,2
Övrigt totalresultat	—	-133,0	—	—	-133,0
Summa totalresultat	—	-133,0	-98,2	—	-231,2
Transaktioner med ägare					
Värde av tjänster från anställda	—	—	1,1	—	1,1
Summa transaktioner med ägare	—	—	1,1	—	1,1
31 december 2018	0,5	-25,5	-205,7	-153,1	-383,8
Överföring av utdelningar från föregående år	—	-153,1	—	153,1	—
Totalresultat					
Periodens resultat	—	—	669,6	—	669,6
Övrigt totalresultat	—	-98,0	—	—	-98,0
Summa totalresultat	—	-98,0	669,6	—	571,6
Transaktioner med ägare					
Utdelningar	—	—	—	-501,0	-501,0
Inlösen av aktier	-0,1	-1 476,9	—	—	-1 477,0
Fondemission	0,1	-0,1	—	—	—
Aktierelaterade ersättningar	—	-13,7	—	—	-13,7
Värde av tjänster från anställda	—	—	4,0	—	4,0
Summa transaktioner med ägare	—	-1 490,7	4,0	-501,0	-1 987,7
30 september 2019	0,5	-1 767,3	467,9	-501,0	-1 799,9

¹Avser förändring av redovisningsprincip för intäktsredovisning relaterad till över- och underuttagspositioner, som beskrivs på sidan 13.

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter					
Olja från egen produktion	1 243,0	431,7	1 396,9	435,7	1 877,6
Olja från tredje part	84,3	–	419,1	92,6	536,1
Kondensat	23,6	0,2	34,5	25,5	41,8
Gas	67,4	18,6	112,8	42,8	152,4
Försäljning av olja och gas	1 418,3	450,5	1 963,3	596,6	2 607,9
Vinst från försäljning av tillgångar	756,7	756,7	–	–	–
Övriga intäkter	24,0	7,8	25,2	8,0	32,8
Intäkter och övriga intäkter	2 199,0	1 215,0	1 988,5	604,6	2 640,7

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Utvinningskostnader	81,9	25,5	74,0	26,6	102,5
Tariff- och transportkostnader	30,7	10,9	25,8	8,6	35,2
Förändring i under- och överuttagsposition	2,6	4,2	-2,0	-5,1	7,0
Förändring i lager	0,3	–	0,6	–	0,6
Övriga	3,1	1,0	5,4	1,7	7,1
Produktionskostnader	118,6	41,6	103,8	31,8	152,4

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Norge					
Olja från egen produktion	1 243,0	431,7	1 396,9	435,7	1 877,6
Kondensat	23,6	0,2	34,5	25,5	41,8
Gas	67,4	18,6	112,8	42,8	152,4
Intäkter	1 334,0	450,5	1 544,2	504,0	2 071,8
Vinst från försäljning av tillgångar	756,7	756,7	–	–	–
Övriga intäkter	24,0	7,8	25,2	8,0	32,8
Intäkter och övriga intäkter	2 114,7	1 215,0	1 569,4	512,0	2 104,6
Produktionskostnader	-118,6	-41,6	-103,8	-31,8	-152,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-301,6	-105,0	-341,5	-108,8	-458,0
Prospekteringskostnader	-84,7	-13,8	-6,1	-0,2	-53,2
Bruttoresultat	1 609,8	1 054,6	1 118,0	371,2	1 441,0
Övriga					
Olja från tredje part	84,3	–	419,1	92,6	536,1
Intäkter	84,3	–	419,1	92,6	536,1
Inköp av olja från tredje part	-84,3	–	-417,2	-92,4	-533,8
Bruttoresultat	0,0	–	1,9	0,2	2,3

Not 3 – Segmentinformation forts. MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Summa					
Olja från egen produktion	1 243,0	431,7	1 396,9	435,7	1 877,6
Olja från tredje part	84,3	–	419,1	92,6	536,1
Kondensat	23,6	0,2	34,5	25,5	41,8
Gas	67,4	18,6	112,8	42,8	152,4
Intäkter	1 418,3	450,5	1 963,3	596,6	2 607,9
Vinst från försäljning av tillgångar	756,7	756,7	–	–	–
Övriga	24,0	7,8	25,2	8,0	32,8
Intäkter och övriga intäkter	2 199,0	1 215,0	1 988,5	604,6	2 640,7
Produktionskostnader	-118,6	-41,6	-103,8	-31,8	-152,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-301,6	-105,0	-341,5	-108,8	-458,0
Prospekteringskostnader	-84,7	-13,8	-6,1	-0,2	-53,2
Inköp av olja från tredje part	-84,3	–	-417,2	-92,4	-533,8
Bruttoresultat	1 609,8	1 054,6	1 119,9	371,4	1 443,3

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Valutakursvinst	–	-34,7	–	-9,6	–
Vinst från omförhandling av lånevillkor	–	–	183,7	–	183,7
Ränteintäkter	1,3	0,5	1,1	0,3	1,7
Vinst från reglering av räntesäkringsavtal	22,5	6,5	0,1	0,1	3,5
Övriga	–	–	3,3	–	3,3
Finansiella intäkter	23,8	-27,7	188,2	-9,2	192,2

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Valutakursförlust	237,7	237,7	1,2	1,2	164,9
Räntekostnader	54,7	22,8	68,7	19,6	88,7
Förlust från reglering av räntesäkringsavtal	–	–	–	-1,7	–
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	13,4	4,4	12,0	4,3	16,4
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	15,8	7,4	13,5	4,3	17,8
Engagemangavgifter för lånefacilitet	8,9	1,9	9,7	2,9	13,0
Avgifter för omförhandling av lån	–	–	17,3	–	17,3
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	31,4	10,3	15,1	11,4	26,1
Övriga	4,7	3,7	0,8	0,2	1,2
Finansiella kostnader	366,6	288,2	138,3	42,2	345,4

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Aktuell skatt	80,5	36,7	54,7	46,0	90,4
Uppskjuten skatt	494,0	174,7	772,9	212,5	948,1
Inkomstskatter	574,5	211,4	827,6	258,5	1 038,5

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	30 sep 2019	31 dec 2018
Norge		
Producerande tillgångar	1 412,8	1 759,3
Tillgångar under utbyggnad	3 072,1	2 750,1
Aktiverade prospekterings- och utvärderingsutgifter	836,8	831,7
	5 321,7	5 341,1
Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar MUSD	30 sep 2019	31 dec 2018
Tillgångar med nyttjanderätt	31,9	–
Övriga	13,0	13,6
	44,9	13,6
Not 9 – Finansiella tillgångar MUSD	30 sep 2019	31 dec 2018
Tilläggsköpeskilling	12,3	–
Övriga aktier och andelar	0,3	–
Övriga	0,4	0,4
	13,0	0,4
Not 10 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 sep 2019	31 dec 2018
Kundfordringar	201,7	153,7
Underutttag	4,8	1,9
Fordringar på joint operations	14,1	17,0
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	28,7	26,9
Övriga	0,9	17,1
	250,2	216,6
Not 11 – Finansiella skulder MUSD	30 sep 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Banklån	4 150,0	3 465,0
Aktiverade finansieringskostnader	-39,8	-54,1
Aktiverad vinst från omförhandling av lånevillkor	-112,1	-148,9
Leasingåtaganden	27,5	–
	4 025,6	3 262,0
Kortfristiga		
Leasingåtaganden	5,0	–
	5,0	–
	4 030,6	3 262,0
Not 12 – Avsättningar MUSD	30 sep 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Återställningskostnader	489,3	483,9
Långsiktiga incitamentsprogram	1,7	2,4
Övriga	2,4	2,8
	493,4	489,1
Kortfristiga		
Återställningskostnader	32,6	6,6
Långsiktiga incitamentsprogram	4,8	5,9
	37,4	12,5
	530,8	501,6

Not 13 – Leverantörsskulder och andra skulder

MUSD	30 sep 2019	31 dec 2018
Leverantörsskulder	9,0	26,6
Överuttag	7,1	1,7
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	156,5	147,4
Övriga upplupna kostnader	34,1	17,6
Övriga	13,3	7,6
	220,0	200,9

Not 14 – 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 2019

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Tilläggsköpeskilling	–	–	12,3
Derivatinstrument – långfristiga	–	–	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	1,3	–
	–	1,3	12,3
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	161,7	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	52,3	–
	–	214,0	–

31 december 2018

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

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden.

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

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter	9,5	1,0	9,2	0,9	21,0
Administrationskostnader	-170,5	-83,9	-124,4	-57,6	-180,9
Rörelseresultat	-161,0	-82,9	-115,2	-56,7	-159,9
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	19 159,8	14 520,8	1 720,6	-0,3	1 818,1
Finansiella kostnader	-33,2	-33,1	-0,4	-0,2	-0,4
	19 126,6	14 487,7	1 720,2	-0,5	1 817,7
Resultat före skatt	18 965,6	14 404,8	1 605,0	-57,2	1 657,8
Inkomstskatt	–	–	–	–	–
Periodens resultat	18 965,6	14 404,8	1 605,0	-57,2	1 657,8

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Periodens resultat	18 965,6	14 404,8	1 605,0	-57,2	1 657,8
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	18 965,6	14 404,8	1 605,0	-57,2	1 657,8
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	18 965,6	14 404,8	1 605,0	-57,2	1 657,8
	18 965,6	14 404,8	1 605,0	-57,2	1 657,8

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 september 2019	31 december 2018
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	55 118,9
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,4	0,4
Summa anläggningstillgångar	55 119,3	55 119,3
Omsättningstillgångar		
Fordringar	2 260,5	5,4
Likvida medel	36,9	29,5
Summa omsättningstillgångar	2 297,4	34,9
SUMMA TILLGÅNGAR	57 416,7	55 154,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	55 322,9	55 120,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,7	0,7
Summa långfristiga skulder	0,7	0,7
Kortfristiga skulder		
Utdelningar	2 057,8	–
Övriga skulder	35,3	32,7
Summa kortfristiga skulder	2 093,1	32,7
Summa skulder	2 093,8	33,4
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	57 416,7	55 154,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	18 965,6	14 404,8	1 605,0	-57,2	1 657,8
Ej kassaflödespåverkande poster	-2 329,4	1 149,4	-5,0	0,6	-4,8
Förändringar i rörelsekapital	201,3	121,9	-105,5	55,1	-159,9
Summa kassaflöde från verksamheten	16 837,5	15 676,1	1 494,5	-1,5	1 493,1
Kassaflöde från investeringar					
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	-0,1	-0,1	-0,1	—	-0,4
Summa kassaflöde från investeringar	-0,1	-0,1	-0,1	—	-0,4
Kassaflöde från finansiering					
Betald utdelning	-2 322,2	-1 161,1	-1 354,1	—	-1 354,1
Inlösen av aktier	-14 510,3	-14 510,3	—	—	—
Köp av egna aktier	—	—	-119,5	—	-119,5
Summa kassaflöde från finansiering	-16 832,5	-15 671,4	-1 473,6	—	-1 473,6
Förändringar i likvida medel	4,9	4,6	20,8	-1,5	19,1
Likvida medel vid periodens början	29,5	30,6	4,8	33,4	4,8
Valutakursdifferenser i likvida medel	2,5	1,7	6,0	-0,3	5,6
Likvida medel vid periodens slut	36,9	36,9	31,6	31,6	29,5

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital				Summa eget kapital
	Aktie- kapital	Reserv- fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	
1 januari 2018	3,5	861,3	6 599,2	47 472,6	–	54 071,8	54 936,6
Totalresultat	–	–	–	1 605,0	–	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
Totalresultat	–	–	–	52,8	–	52,8	52,8
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	–	–	–
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	–	–	–
31 december 2018	3,5	861,3	6 479,7	49 130,4	-1 354,1	54 256,0	55 120,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	–	–	-1 354,1	1 354,1	–	–
Totalresultat	–	–	–	18 965,6	–	18 965,6	18 965,6
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-4 638,7	-4 638,7	-4 638,7
Inlösen av aktier	-0,6	–	–	-14 124,2	–	-14 124,2	-14 124,8
Fondemission	0,6	–	–	-0,6	–	-0,6	–
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	-14 124,8	-4 638,7	-18 763,5	-18 763,5
30 september 2019	3,5	861,3	6 479,7	52 617,1	-4 638,7	54 458,1	55 322,9

Finansiella nyckeltal

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

Finansiell data MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	2 199,0	1 215,0	1 988,5	604,6	2 640,7
Operativt kassaflöde ¹	1 158,9	380,0	1 412,8	434,4	1 864,1
EBITDA ¹	1 222,9	411,3	1 451,8	476,8	1 932,5
Fritt kassaflöde	1 117,9	950,5	489,7	228,7	663,0
Periodens resultat	669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Justerat resultat	173,8	45,4	220,1	75,1	295,3
Nettoskuld	4 054,9	4 054,9	3 569,9	3 569,9	3 398,2
Nyckeltal, per aktie USD					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-6,34	-6,34	-0,45	-0,45	-1,13
Operativt kassaflöde per aktie ¹	3,55	1,25	4,17	1,28	5,51
EBITDA per aktie ¹	3,75	1,36	4,29	1,41	5,71
Fritt kassaflöde per aktie	3,42	2,91	1,45	0,68	1,96
Resultat per aktie	2,05	1,72	0,96	0,17	0,67
Resultat per aktie efter full utspädning	2,05	1,71	0,95	0,16	0,66
Justerat resultat per aktie	0,53	0,15	0,65	0,22	0,87
Justerat resultat per aktie efter full utspädning	0,53	0,15	0,65	0,22	0,87
Utdelning per aktie ²	0,74	0,74	0,45	—	0,45
Antal utställda aktier vid periodens slut	285 924 614	285 924 614	340 386 445	340 386 445	340 386 445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	284 051 304	284 051 304	338 513 135	338 513 135	338 513 135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	326 543 502	302 994 550	338 618 911	338 513 135	338 592 250
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	327 263 582	303 534 682	339 558 763	339 223 597	339 513 634
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut i SEK	295,30	295,30	340,20	340,20	221,40
Börskurs vid periodens slut i USD ³	30,06	30,06	38,20	38,20	24,72
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%) ⁴	—	—	—	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	60	40	36	10	47
Nettoskuldssättningsgrad (%) ⁴	—	—	—	—	—
Nettoskuld/EBITDA ¹	2,4	2,4	1,9	1,9	1,8
Soliditet (%)	-31	-31	-2	-2	-7
Andel riskbärande kapital (%)	10	10	31	31	29
Räntetäckningsgrad	28	45	18	19	17
Operativt kassaflöde/räntekostnader ¹	21	17	21	24	21
Direktavkastning	2	1	1	—	2

¹ Exkluderar vinst efter skatt om 756,7 MUSD som hänförs till avyttringen av en 2,6-procentig licensandel i Johan Sverdrup-projektet.

² Utdelning per aktie motsvarar den utdelning som utbetalats.

³ Börskursen vid periodens slut i USD är baserad på börskursen i SEK och växelkursen mellan SEK och USD vid periodens slut.

⁴ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom det egna kapitalet är negativt per den 30 september 2019, 31 december 2018 och 30 september 2018.

Avstämning av alternativa nyckeltal

EBITDA MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Rörelseresultat	1 588,2	1 047,5	1 102,2	367,2	1 418,7
Minus: vinst från sålda tillgångar	-756,7	-756,7	—	—	—
Plus: avskrivningar av olje- och gastillgångar	301,6	105,0	341,5	108,8	458,0
Plus: prospekteringskostnader	84,7	13,8	6,1	0,2	53,2
Plus: avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar	5,1	1,7	2,0	0,6	2,6
EBITDA	1 222,9	411,3	1 451,8	476,8	1 932,5

Operativt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	2 199,0	1 215,0	1 988,5	604,6	2 640,7
Minus: vinst från sålda tillgångar	-756,7	-756,7	—	—	—
Minus: produktionskostnader	-118,6	-41,6	-103,8	-31,8	-152,4
Minus: inköp av olja från tredje part	-84,3	—	-417,2	-92,4	-533,8
Minus: aktuella skatter	-80,5	-36,7	-54,7	-46,0	-90,4
Operativt kassaflöde	1 158,9	380,0	1 412,8	434,4	1 864,1

Fritt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Kassaflöde från verksamheten	985,3	230,8	1 285,6	478,2	1 718,3
Minus: kassaflöde från investeringar	132,6	719,7	-795,9	-249,5	-1 055,3
Fritt kassaflöde	1 117,9	950,5	489,7	228,7	663,0

Justerat resultat MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Resultat	669,6	519,9	323,9	56,7	225,7
Justerat för vinst eller -förlust från avyttrade tillgångar	-756,7	-756,7	—	—	—
Justerat för vinst från omförhandling av lånevillkor	—	—	-183,7	—	-183,7
Justerat för avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	31,4	10,3	15,1	11,4	26,1
Justerat för valutakursvinst eller -förlust	237,7	272,4	1,2	10,8	164,9
Justerat för skattemässiga effekter av ovanstående poster	-8,2	-0,5	63,6	-3,8	62,3
Justerat resultat	173,8	45,4	220,1	75,1	295,3

Nettoskuld MUSD	1 jan 2019- 30 sep 2019 9 månader	1 jul 2019- 30 sep 2019 3 månader	1 jan 2018- 30 sep 2018 9 månader	1 jul 2018- 30 sep 2018 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader
Banklån	4 150,0	4 150,0	3 645,0	3 645,0	3 465,0
Minus: likvida medel	-95,1	-95,1	-75,1	-75,1	-66,8
Nettoskuld	4 054,9	4 054,9	3 569,9	3 569,9	3 398,2

Definitioner av nyckeltal

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

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

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

Justerat resultat: Resultatet justerat med följande poster:

- Vinst eller förlust från försäljning av tillgångar justeras eftersom vinsten eller förlusten inte ger någon indikation på verksamhetens framtida- eller nuvarande resultat.
- Nedskrivning och återföring av nedskrivning justeras eftersom det påverkar värdet på tillgången under hela dess nyttjandeperiod, inte enbart under perioden då nedskrivning eller återföring sker.
- Övriga intäkter och kostnader justeras när påverkan på periodens resultat är sådan att den inte är ett direkt resultat av företagets verksamhet under perioden. Sådana poster kan vara ovanliga eller sällsynta transaktioner, men även transaktioner som är väsentliga och som inte skulle kvalificeras som varken ovanliga eller sällsynta.
- Vinst eller förlust i utländsk valuta justeras eftersom den inte ger någon indikation på verksamhetens framtida- eller nuvarande resultat då kursutvecklingen varierar mellan perioder.
- Skattemässiga effekter som ovan nämnda poster har på resultatet.

Nettoskuld: Banklån minus likvida medel.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari – december 2019) kommer att publiceras den 31 januari 2020.
- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2020) kommer att publiceras den 30 april 2020.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2020) kommer att publiceras den 29 juli 2020.

Årsstämman kommer att hållas den 31 mars 2020 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

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

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

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

Definitioner och förkortningar

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

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

Oljerelaterade förkortningar

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

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldigt att offentliggöra enligt lag (2007:528) om värdepappersmarknaden. Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 31 oktober 2019 kl 07.30 CET.

Framåtriktade uttalanden

Vissa uttalanden samt viss informationen i detta meddelande utgör "framåtriktad information" (enligt tillämplig värdepapperslagstiftning). Sådana uttalanden och information (tillsammans, "framåtriktade uttalanden") avser framtida händelser, inklusive Lundin Petroleums framtida resultat, affärsutsikter och affärsmöjligheter. Framåtriktade uttalanden inkluderar, men är inte begränsade till, uttalanden avseende uppskattningar av reserver och/eller resurser, framtida produktionsnivåer, framtida investeringar och fördelningen av dessa på prospekterings- och utbyggnadsaktiviteter, framtida 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 uttalanden. Uttalanden om bevisade och sannolika reserver och resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "anteciperar", "planera", "försätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitans på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och Lundin Petroleum har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimater, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i Lundin Petroleums årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

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

