

Lundin
Petroleum



Q4

BOKSLUTSRAPPORT 2019

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055



Sammanfattning

- Starkt finansiellt resultat med rekordhög fritt kassaflöde om 1 271,7 MUSD, varav 312,7 MUSD hänförs till organiskt genererat fritt kassaflöde och 959,0 MUSD till avyttringen av en 2,6-procentig licensandel i Johan Sverdrup
- Utdelning om 1,80 USD per aktie, motsvarande 511 MUSD, föreslås av styrelsen för 2019
- Genomsnittlig produktion för året om 93,3 Mboepd översteg det uppdaterade prognosintervallets medianvärde. Vid årets slut uppgick produktionen till över 150 Mboepd
- Verksamhetskostnad för året om 4,03 USD per fat, vilket understeg helårsprognosen om 4,25 USD per fat
- Johan Sverdrup producerade cirka 350 Mbopd, brutto vid årets slut 2019, vilket utgör cirka 80 procent av den första fasens platåproduktion
- Transaktionen med Equinor avseende försäljning av 2,6 procent av Johan Sverdrup och inlösen av 16 procent av aktierna slutfördes under 2019
- Lansering av strategi för minskade koldioxidutsläpp, med målsättning att bli klimatneutral i sin prospekterings- och produktionsverksamhet 2030
- Styrelsen föreslår att bolaget byter namn till Lundin Energy

Finansiella resultat

	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Produktion i Mboepd	93,3	135,1	81,1	82,1
Intäkter och övriga intäkter i MUSD	2 948,7	749,7	2 640,7	652,2
EBITDA i MUSD¹	1 918,4	695,5	1 932,5	480,7
<i>Per aktie i USD¹</i>	6,07	2,45	5,71	1,42
Fritt kassaflöde i MUSD	1 271,7	153,8	663,0	173,3
<i>Per aktie i USD</i>	4,03	0,54	1,96	0,51
Periodens resultat i MUSD	824,9	155,3	225,7	-98,2
<i>Per aktie i USD</i>	2,61	0,56	0,67	-0,29
Justerat resultat i MUSD	252,7	78,9	295,3	75,2
<i>Per aktie i USD</i>	0,80	0,28	0,87	0,22
Nettoskuld i MUSD	4 006,7	4 006,7	3 398,2	3 398,2

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

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

”2019 har varit en av de mest transformerande perioderna i bolagets utveckling, och avslutades med en rekordhög produktionsnivå om över 150 Mboepd vid årets utgång. Vi har inte enbart transformerat det vi producerar, vi har även fokuserat på hur vi producerar olja och gas på ett så hållbart och effektivt sätt som möjligt. Denna ambition återspeglas i vår strategi för minskade koldioxidutsläpp för att uppnå klimatneutralitet 2030.

Den tidiga produktionsstarten för Johan Sverdrups första fas i oktober 2019 var en mycket viktig milstolpe för vår verksamhet och har lagt grunden för en hållbar och effektiv produktionsstillväxt som kommer att sträcka sig långt in i nästa decennium. Produktionen från fältet har sedan dess ökat snabbt och överträffat förväntningarna. Vid årets slut uppgick produktionen till cirka 350 Mbopd, brutto, vilket utgör cirka 80 procent av anläggningarnas produktionskapacitet för den första fasen om 440 Mbopd. Jag vill passa på att tacka våra team och operatören Equinor, för det goda genomförandet av detta projekt, med produktionsstart två månader före tidplan och under budget, på en utbyggnad av denna storlek. Detta tillför betydande aktieägarvärde och är ett kvitto på det hårda arbete som utförts av alla inblandade.

Vår nyckeltillgång, Edvard Grieg fortsatte att överträffa förväntningarna med en driftseffektivitet om 98 procent som är över prognos. Detta har uppnåtts tack vare fortsatt utmärkta resultat från reservoaren och ett begränsat inflöde av producerat vatten, vilket tillsammans med det kompletterande borrprogrammet för 2020 gör att vi ökar våra slutliga utvinningsbara bruttoreserver till 300 MMboe. Detta fält har genomgående levererat över förväntan och jag är förvissad om att det kommer att fortsätta göra så även framöver, särskilt när vi genom vårt pågående borrprogram kan se att osäkerheten minskar i uppskattningarna av fler närliggande resurser.

Finansiellt sett har vi haft ytterligare en period med starkt fritt kassaflöde, till följd av försäljningen av 2,6 procent i Johan Sverdrup, en högre produktionsnivå och verksamhetskostnader som vi lyckats hålla kvar på industriledande låga nivåer om 4,03 USD per fat. Detta tillsammans med inlösen av Equinors aktier som skedde under året, har haft en positiv påverkan på vårt resultat per aktie och det gläder mig att kunna meddela att styrelsen föreslår att öka utdelningen med 22 procent, till 1,80 USD per aktie (totalt 511 MUSD). Detta visar på ett tydligt sätt vårt fokus på att skapa en god avkastning för våra aktieägare.

När nu beslut fattats om att elektrifiera Edvard Grieg fullt ut, tillsammans med den andra fasen av Johan Sverdrup, närmar vi oss vår ambition att producera olja till en av världens lägsta koldioxidnivåer. Detta kommer att leda till en kraftig minskning av koldioxidutsläpp från Edvard Griegområdet understigande 1 kg CO₂ per fat vid slutet av 2022. I linje med vår strategi för minskade koldioxidutsläpp, började vi dessutom under året verkställa vår plan att år 2022 fullt ut ha ersatt vår andel av elanvändningen på Edvard Grieg och Johan Sverdrup, genom direktinvesteringar i vinstdrivande projekt för förnybar energi. Dessa projekt ger en naturlig hedge mot fluktuationer i elpriset, som kommer att utgöra en betydande andel av våra verksamhetskostnader. I januari 2020 meddelade styrelsen ett förslag om att byta namn på bolaget till Lundin Energy, vilket är i linje med vår strategi för minskade koldioxidutsläpp och vår målsättning att fortsätta att spela en viktig roll i framtidens energimix.

2020 kommer att bli ytterligare ett intensivt år för hela Lundin Petroleums verksamhet med ett fullspäckt prospekterings- och utvärderingsprogram om tio borrhningar, som spänner över hela vår norska tillgångsportfölj, med målsättning att nå 650 MMboe av obekräftade nettoresurser. Jag vill tacka alla våra intressenter för deras stöd under året och jag ser fram emot att rapportera om våra framsteg under 2020.”

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 32 och 34

VERKSAMHETEN

Samtliga belopp och uppdateringar som redovisas i denna verksamhetsrapport avser, om inte annat anges, räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2019.

Norge

Reserver och resurser

Lundin Petroleum har per den 31 december 2019 bevisade och sannolika nettoreserver om 693 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) samt bevisade, sannolika och möjliga nettoreserver om 858 MMboe, vilka certifierats av oberoende tredje part. Lundin Petroleum har också olje- och gasresurser som klassificerats som betingade resurser. Lundin Petroleums betingade nettoresurser enligt bästa estimat uppgick till 185 MMboe per den 31 december 2019. Reserversättningsgraden för bevisade och sannolika reserver uppgick till 150 procent för 2019.

Produktion

Produktionen uppgick till 93,3 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 81,1 Mboepd för 2018), vilket var i den övre delen av det uppdaterade prognosintervallet för helåret, om mellan 90 och 95 Mboepd, och 10 procent över medianvärdet i det ursprungliga prognosintervallet om mellan 75 och 95 Mboepd. Det goda utfallet beror på den tidiga produktionsstarten och snabba produktionsökningen på Johan Sverdrupfältet samt fortsatt goda resultat från både Edvard Griegfältet och Alvheimområdet. Den snabba produktionsökningen på Johan Sverdrup bidrog till att produktionen vid årets slut 2019 uppgick till över 150 Mboepd.

Verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,03 USD per fat, vilket är 5 procent under prognos om 4,25 USD per fat. Det goda utfallet beror på ökade produktionsvolymerna.

Produktion i Mboepd		1 jan 2019-31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019-31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018-31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018-31 dec 2018 3 månader
Norge					
Olja		83,5	123,4	71,9	73,5
Gas		9,8	11,7	9,2	8,6
Summa produktion		93,3	135,1	81,1	82,1
Produktion i Mboepd		1 jan 2019-31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019-31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018-31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018-31 dec 2018 3 månader
Johan Sverdrup	20%	14,0	55,5	—	—
Edvard Grieg	65%	63,7	63,7	63,6	65,6
Ivar Aasen	1,385%	0,8	0,8	0,9	0,8
Alvheim	15%	9,1	8,4	9,3	10,1
Volund	35%	4,8	4,9	6,5	5,2
Bøyla	15%	0,9	1,7	0,7	0,4
Gaupe	40%	—	—	0,1	—
		93,3	135,1	81,1	82,1

¹Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Produktion från den första fasen av Johan Sverdrup-projektet startade den 5 oktober 2019, vilket var tidigt i det prognosintervall som meddelats för produktionsstarten. Produktionen har sedan dess ökat snabbt från de åtta förbörade produktionsborrningarna och överträffat förväntningarna. Vid årets slut producerade fältet cirka 350 tusen fat olja per dag (Mbopd), brutto, vilket motsvarar cirka 80 procent av den första fasens anläggningskapacitet om 440 Mbopd. Reservoaren har i inledningsskedet visat utmärkta resultat och produktiviteten från borrningarna överstiger förväntningarna. Två nya produktionsborrningar kommer att behövas för att uppnå den första fasens platåproduktion, den första av dessa började producera i januari 2020 och den andra förväntas vara i produktion till sommaren 2020. De 12 förbörade vatteninjiceringsborrningarna har successivt tagits i bruk och vatteninjiceringens nivå understödjer mer än vad som krävs för produktionen i reservoaren. Anläggningarna har levererat på en hög nivå, med en produktionseffektivitet under produktionsupptrappningen som var över förväntan, om 94 procent. Verksamhetskostnaderna för Johan Sverdrupfältet var 2,40 USD per fat.

Produktionen från Edvard Griegfältet var något högre än förväntat, tack vare en produktionseffektivitet som låg över prognos på 98 procent. Resultaten från reservoaren fortsätter att överträffa förväntningarna med en låg vattenproduktion och en sammanlagd produktionskapacitet från borrningarna som med råge överstiger anläggningarnas kapacitet. Beslut har fattats avseende ett kompletterande borrhprogram med tre borrningar som påbörjas under 2020, vilket innebär en reservökning om 18 MMboe, brutto och en ökning av fältets bevisade och sannolika reserver till 300 MMboe, brutto, inklusive historisk produktion. Jack-up-riggen Rowan Viking, som använts för samtliga utbyggnadsborrningar, har kontrakterats för det kompletterande borrhprogrammet. Baserat på resultaten från fältet och återkopplingsprojekten Solveig och Rolvsnes, uppskattas platåproduktionen för Edvard Griegfältet att minst upprätthållas fram till slutet av 2022. Under det andra kvartalet 2019 gjorde en tvågrenad prospekteringsborrning oljefyndigheter på Jorvik och Tellus, på den östra kanten av Edvard Griegfältet. Båda områdena kan nås genom borrningar från plattformen och Jorvik kommer att bli målet för den första borrningen i det kompletterande borrhprogrammet. Verksamhetskostnaderna för Edvard Griegfältet, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 4,18 USD per fat.

Planen att elektrifiera Edvard Griegplattformen fullt ut har färdigställts. Elektrifieringen sker i samband med utbyggnaden av Utsirahöjdsområdets kraftnät, tillsammans med den andra fasen av Johan Sverdrup-projektet. Projektet för elektrifiering av Edvard Grieg, som kommer att tas i bruk under 2022, innebär att det befintliga gasturbinsystemet på plattformen avvecklas. System 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 Grieg om cirka 3,6 miljoner ton från 2022 fram till dess att fältet slutar att producera. Detta kommer att leda till koldioxidutsläpp understigande 1 kg 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 i linje med förväntningarna. Två kompletterande borrhningar har genomförts under 2019, båda producerar i linje med förväntningarna.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, var något över förväntningarna. Produktionseffektiviteten för Alvheim FPSO:n på 97 procent överträffade förväntningarna. Två produktionsborrningar började producera under 2019, en kompletterande sidospårsborrning på Volundfältet och det tvågrenade borrhningstestet på Frosk, vilka producerar genom Bøyla anläggningarna. Båda borrhningarna producerar i linje med förväntningarna. I Froskborrningen ingick också borrhning av två pilothål, av vilka ett testade Froskelår North East-strukturen och gjorde en mindre oljefyndighet. En tregrenad pilotborrning genomfördes under det tredje kvartalet 2019 med syfte att minska osäkerheten i bedömningen av möjligheter till kompletterande borrhningar på Alvheimfältet. Resultatet överträffade förväntningarna och kommer att innebära att en kompletterande borrhning kommer att genomföras 2020. Verksamhetskostnaderna för Alvheimområdet var 5,79 USD per fat.

Utbyggnad

Fält	I.a.	Operatör	Uppskattade bruttoreserver	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

Utbyggnadsutgifter för 2019 uppgick till 672 MUSD, vilket är åtta procent under den uppdaterade prognosen om 730 MUSD, vilket är en effekt av senareläggning av kostnader hänförliga till bolagets nyckelprojekt till 2020.

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup-projektets första fas har byggts ut som ett fältcenter bestående av fyra plattformar; borrhplattform, processanläggning, boende- och stigrörsplattformar. Den första fasen av Johan Sverdrup-projektet har färdigställts under ursprunglig investeringsbudget och den sammanlagda investeringen uppskattas nu till nominellt 83 miljarder NOK, brutto. Det motsvarar besparingar till dagens datum om cirka 40 miljarder NOK, brutto jämfört med uppskattningen i utbyggnadsplanen för den första fasen, som uppgick till nominellt 123 miljarder NOK, brutto. Mindre än 10 procent av den sammanlagda investeringsbudgeten för den första fasen återstår för att slutföra produktionsanläggningarna och genomföra 15 nya utbyggnadsborrningar som planeras mellan det första kvartalet 2020 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 platåproduktionskapacitet till 660 Mbopd, brutto. Break-even för hela fältet, inklusive tidigare investeringar, förväntas uppnås vid ett oljepris på under 20 USD per fat.

Investeringen för den andra fasen uppskattas till nominellt 41 miljarder NOK, brutto, vilket är oförändrat jämfört med uppskattningen i utbyggnadsplanen för den andra fasen, men innebär en besparing på över 50 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i den första fasens utbyggnadsplan. 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 stigrörsplattformen. Projektets andra fas fortlöper enligt plan och är till mer än 20 procent genomförd.

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 uppnår platåproduktion kommer verksamhetskostnaderna att understiga 2 USD per fat.

Återkopplingsprojekten 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 Edvard Griegplattformens kapacitet fortsätter att utnyttjas till fullt under en längre tidsperiod. Första fasen kommer att byggas ut med tre oljeproduktionsborrningar samt två vatteninjiceringsborrningar och kommer att nå en maximal produktionsnivå 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 borrhningstestet på Rolvsnes godkändes av det norska olje- och energidepartementet i juli 2019. Borrhningstestet 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, där Solveigprojektets första fas nu är genomförd till över 20 procent, och Rolvsnes förlängda borrhningstest är genomfört till över 35 procent. 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
PL894 ¹	Wintershall DEA	10%	Balderbrå	Januari 2020	Pågående

¹ Villkorad av slutförandet av en transaktion med Wintershall DEA.

I juli 2019 slutfördes en utvärderingsborrning av oljefyndigheten Lille Prinsen, som upptäcktes 2018 i PL167, i Utsirahöjdsområdet i Nordsjön. Utvärderingsborrningen genomfördes 1 km väster om fyndighetsborrningen i den nedre delen av en sluttande reservoar (s.k. downdip) i Outer Wedge-området och utgjorde en oljefyndighet. Avgränsning av andra segment på Lille Prinsen utvärderas.

Som en följd av utvärdering av det förlängda borrtestet som genomfördes på Altafyndigheten 2018 och investeringen i en ny metod för 3D-seismik (TopSeis), har estimat för betingade resurser på Altafyndigheten justerats ned. En fristående utbyggnad av Alta- och den närliggande Gothafyndigheten anses inte längre vara kommersiellt gångbar och en återkoppling längs havsbotten till Johan Castberg eller en annan framtida utbyggnad anses vara det mest lönsamma alternativet. Lundin Petroleum kommer att genomföra borrningar på ett flertal större prospekt i Loppahöjdsområdet under 2020, vilka om de är framgångsrika skulle kunna förändra de kommersiella villkoren i detta område.

I januari 2020 påbörjades en utvärderingsborrning på Balderbrå, belägen i PL894, ett tillväxtområde i Norska havet med väsentlig prospekteringspotential för gas. Balderbrå uppskattas innehålla bruttoresurser om 110 MMboe i sandstensreservoar från kritaperiod och målet med den flergrenade utvärderingsborrningen är att avgränsa fyndigheten ytterligare.

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
PL896	Wintershall DEA	30%	Toutatis	November 2019	Oljefyndighet
PL917	ConocoPhillips	20%	Enniberg	November 2019	Olje- och gasfyndighet
PL820S	MOL	40%	Evra/Iving	November 2019	Pågående
PL917	ConocoPhillips	20%	Hasselbank	Januari 2020	Pågående

15 prospekteringsborrningar slutfördes under 2019 och resulterade i sju olje- och gasfyndigheter, vilka ökat nettoresurserna med mellan 10 och 50 MMboe. Utgifterna för prospektering och utvärdering under 2019 uppgick till 298 MUSD.

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

I mars 2019 gjordes en olje- och gasfyndighet på strukturen Froskelår Main i PL869 i Alvheimområdet. Froskelår Main kommer att utvärderas som en del i en möjlig gemensam utbyggnad 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 reservoartyper 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 borrning på strukturen Froskelår North East, vilket resulterade i en oljefyndighet. Operatören uppskattar att fyndigheten innehåller bruttoresurser om mellan 2 och 10 MMboe och är potentiellt kommersiellt utvinningsbar som en del av en utbyggnad av Frosk/Froskelår.

I juli 2019 genomfördes borrningar på strukturerna Lynghaug i PL758 i Norska havet samt Rumpetroll i PL869 i Alvheimområdet. Båda borrningarna 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. Reservoiren 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 reservoiren och möjligheten till kommersialisering av en mer vidsträckt del av Utsirahöjdens berggrund.

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

I november 2019 genomfördes en borrhning på strukturen Toutatis i PL896 i Norska havet. Borrhningen påträffade en mindre icke-kommersiell olje- och gasfyndighet.

I november 2019 påbörjades en borrhning på strukturen Evra/Iving i PL820S, som är belägen öster om Alvheimområdet i Nordsjön. Målsättningen med den tvågrenade borrhningen är att testa sandsten (s.k. injectite) på Evra, och underliggande sandsten från juratriasperiod på Iving.

I januari 2020 genomfördes en borrhning på strukturen Enniberg i PL917 belägen i den västra delen av Alvheimområdet i Nordsjön. Borrhningen påträffade en mindre icke-kommersiell olje- och gasfyndighet. Efterföljande borrhning har genomförts i strukturen Hasselbaink, belägen inom samma licensområde, som testar reservoirens sandsten (s.k. Eocen injectite), strukturen uppskattas innehålla obekräftade bruttoresurser om 45 MMboe.

Strategi för minskade koldioxidutsläpp

I januari 2020 presenterade Lundin Petroleum sin strategi för minskade koldioxidutsläpp med målsättning att bli klimatneutral i sin prospekterings- och produktionsverksamhet 2030. Bolaget har i dagsläget en industriledande låg koldioxidintensitet om cirka 5 kg CO₂ per fat för samtliga tillgångar, under 2019. Dessa nivåer kommer att förbättras ytterligare då Johan Sverdrup redan är elektrifierat fullt ut med strömförsörjning från land och med Edvard Griegfältet som kommer att elektrifieras som en del av den nyligen meddelade energilösningen för Utsirahöjdsområdet. Detta kommer att sänka den genomsnittliga koldioxidintensiteten på bolagets producerande tillgångar till under 2 kg CO₂ per fat från 2023, vilket är cirka en tiondel av världsgenomsnittet. Dessutom har bolaget, från och med 2018, klimatkompenserat för samtliga flygresor, inklusive de helikoptertransporter som används i verksamheten. Klimatkompensationen har gjorts genom naturliga metoder för att avlägsna koldioxid från atmosfären (natural carbon capture).

Genom elektrifieringen av Utsirahöjdsområdet kommer Lundin Petroleum att förbruka cirka 500 GWh, netto per år från 2022. Elen inhandlas från den nordiska elbörsen Nord Pool och merparten kommer från förnybara energikällor (uppskattas till cirka två tredjedelar av total elförbrukning). För att ersätta bolagets andel av elanvändning på Johan Sverdrup, och därefter Edvard Grieg, kommer direktinvesteringar i vinstdrivande projekt för förnybar energi att genomföras.

I oktober 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal med Sognekraft AS om att förvärva en 50-procentig licensandel, utan operatörskap, i vattenkraftsprojektet Leikanger Kraftverk (Leikanger), beläget i västra Norge. Leikanger kommer att producera el från vattenkraft motsvarande cirka 208 GWh årligen, brutto när det tas i drift under 2021. Nettoinvesteringen för Lundin Petroleum uppgår till 60 MUSD, inklusive anskaffningskostnaden, över en treårsperiod mellan 2019 och 2021, och projektet kommer att generera positivt fritt kassaflöde från och med 2022. Transaktionen är villkorad av sedvanliga godkännanden och förväntas att slutföras i början av 2020.

I januari 2020 förvärvade Lundin Petroleum en 100-procentig andel i Metsälamminkangas (MLK) vindkraftsprojekt, beläget i den mellersta delen av Finland, från OX2 AB (OX2). MLK kommer årligen att producera el motsvarande 400 GWh, brutto från 24 landbaserade vindturbiner när det tas i drift under 2022. MLK kommer att drivas av OX2. Lundin Petroleums investering, inklusive anskaffningskostnad, uppgår till cirka 200 MUSD, brutto över en period mellan 2020 och 2021 och projektet kommer att generera positivt fritt kassaflöde från och med 2022. Det är Lundin Petroleums avsikt att avyttra 50 procent av den 100-procentiga andelen.

Tillsammans kommer dessa båda projekt för förnybar energi, Leikanger och MLK, (efter den planerade avyttringen) att ersätta cirka 60 procent av bolagets andel av elförbrukning från och med 2023, med el från energikällor med låg koldioxidintensitet. Det är Lundin Petroleums strategi att fullt ut ersätta bolagets andel av elförbrukning via strömförsörjning från land med ytterligare direktinvesteringar i projekt för förnybar energi. Projekten kommer även att ge en naturlig hedge mot fluktuationer i elpriset. Elförbrukningen på Johan Sverdrup utgör cirka 15 procent av fältets verksamhetskostnader, och för Edvard Grieg uppskattas den att uppgå till cirka 10 procent.

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 en 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, slutfördes i maj 2019, med verkan från den 1 januari 2019.

I juni 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva 10-procentiga licensandelar i vardera PL896 och PL820S från Wintershall DEA. Transaktionen ökade bolagets licensandel i PL820S till 40 procent, och i PL896 till 30 procent.

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. Detta för en kontantersättning om 962 MUSD med verkan från den 1 januari 2019, vilket inkluderar en tilläggsköpeskilling om 52 MUSD som är villkorad av framtida klassificeringar av reserver. Transaktionen slutfördes den 30 augusti 2019.

I december 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal med Wintershall DEA om att förvärva en 10-procentig licensandel i PL894, vilket inkluderar Balderbrå fyndigheten, samt en 5-procentig licensandel i PL533 och PL533B. I transaktionen ingår även köpoptioner avseende andelar i flera andra prospekteringslicenser i Vøring Basin-området, där PL894 ligger. Transaktionen är villkorad av sedvanliga myndighetsgodkännanden och förväntas att slutföras under det första kvartalet 2020.

I december 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal med Neptune Energy Norge AS om att förvärva en 20-procentig licensandel i PL886 och PL886B. Transaktionen ökade bolagets licensandelar till 60 procent i PL886 och PL886B. Transaktionen är villkorad av sedvanliga myndighetsgodkännanden och förväntas att slutföras under det första kvartalet 2020.

I januari 2020 tilldelades bolaget 12 licenser i 2019 års norska licensrunda, varav sju som operatör.

Lundin Petroleum innehar för närvarande 90 licenser i Norge, vilket är en ökning med cirka 35 procent jämfört med i början av 2019.

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. Morskayalicensen har därför återlämnats och det lokala bolaget PetroResurs, har likviderats.

Hälsa, säkerhet och miljö

Under året 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 totalfrekvens för rapporteringsbara incidenter om 0,6 per en miljon arbetade timmar. Inga allvarliga incidenter med väsentlig inverkan på säkerhet eller miljö inträffade.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet för räkenskapsåret uppgick till 1 970,7 MUSD (1 418,7 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 året till 1 214,0 MUSD. Minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på att högre prospekteringsutgifter och nedskrivningar har kostnadsförts under räkenskapsåret, i kombination med lägre oljepriser, till viss del kompenserade av högre produktionsvolymerna.

Årets resultat uppgick till 824,9 MUSD (225,7 MUSD), motsvarande ett resultat per aktie om 2,61 USD (0,67 USD). Resultatet påverkades av en redovisningsmässig vinst efter skatt om 756,7 MUSD från avyttringen av 2,6 procent av Johan Sverdrup under räkenskapsåret, nedskrivningar om 128,3 MUSD, en valutakursförlust om 131,7 MUSD (164,9 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. 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, vilket bättre speglar resultatet från bolagets operativa verksamhet för räkenskapsåret. Justerat resultat för året uppgick till 252,7 MUSD (295,3 MUSD), motsvarande ett justerat resultat per aktie om 0,80 USD (0,87 USD). Minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror främst på ett lägre justerat rörelseresultat.

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) för året uppgick till 1 918,4 MUSD (1 932,5 MUSD), motsvarande EBITDA per aktie om 6,07 USD (5,71 USD). Ökningen per aktie jämfört med samma period föregående år var främst hänförlig till inlösen av 16 procent av bolagets utestående aktier som genomfördes i augusti 2019. Operativt kassaflöde för året uppgick till 1 537,1 MUSD (1 864,1 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 4,87 USD (5,51 USD). Minskningen jämfört med samma period föregående år var hänförlig till en högre aktuell skattekostnad då skattemässiga avdrag för underskott från den särskilda petroleumskatten nyttjades fullt ut under det fjärde kvartalet 2019. Fritt kassaflöde för året uppgick till 1 271,7 MUSD (663,0 MUSD), motsvarande fritt kassaflöde per aktie om 4,03 USD (1,96 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 erhållen ränta och avräkning av kostnader från och med datumet för ikraftträdandet till och med datum för slutförandet, och rörelsekapital med avdrag för tillkommande kostnader. Organiskt genererat fritt kassaflöde för året, vilket exkluderar kassaflödet från försäljningen av den 2,6-procentiga licensandelen i Johan Sverdrup, uppgick till 312,7 MUSD och påverkades även av ökade skattekostnader och kundfordringar till följd av produktionsstarten på Johan Sverdrup i oktober 2019.

Koncernförändringar

I januari 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att förvärva Lime Petroleums 30-procentiga licensandelar i vardera PL338C och PL338E samt en 20-procentig 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, som skedde med verkan från den 1 januari 2019 och slutfördes i maj 2019.

I juli 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal om att avyttra en 2,6-procentig 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 skattekulder	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

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

I oktober 2019 ingick Lundin Petroleum ett avtal med Sognekraft AS om att förvärva en 50-procentig licensandel, utan operatörskap, i vattenkraftsprojektet 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. Investeringen för Lundin Petroleum, inklusive anskaffningskostnaden, uppgår till cirka 60 MUSD över en treårsperiod mellan 2019 och 2021, och projektet kommer att uppnå positivt fritt kassaflöde från 2022. Transaktionen är villkorad av sedvanliga godkännanden och förväntas att slutföras i början av 2020.

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter för året uppgick till 2 948,7 MUSD (2 640,7 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 året uppgick till 2 158,6 MUSD (2 607,9 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit per fat oljeekvivalenter för den egna produktionen uppgick till 61,00 USD (67,89 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för året uppgick till 64,21 USD (71,31 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Försäljning olja				
– Kvantitet i Mboe	29 769,7	10 730,7	26 834,7	7 237,5
– Genomsnittspris per bbl	65,16	64,93	69,97	66,42
Försäljning gas och NGL				
– Kvantitet i Mboe	4 235,7	1 455,8	3 682,0	876,4
– Genomsnittspris per boe	31,77	29,93	52,74	53,50
Summa försäljning				
– Kvantitet i Mboe	34 005,4	12 186,2	30 516,7	8 113,9
– Genomsnittspris per boe	61,00	60,75	67,89	65,03

Tabellen ovan exkluderar oljeintäkter från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 84,3 MUSD (536,1 MUSD) för året och avsåg Grane Blend olja som köpts utanför koncernen och sålts på den externa marknaden av Lundin Petroleum Marketing SA. Intäkter från försäljning av olja och gas redovisas när kunden erhållit kontroll över de sålda produkterna.

Vinsten 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 8. Övriga intäkter för året uppgick till 33,4 MUSD (32,8 MUSD) och avsåg främst tariffintäkter om 27,2 MUSD (29,4 MUSD), hänförliga till tariffier som betalats av Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader för året, inklusive förändringar i under- och överuttagspositioner och förändringar i lager uppgick till 164,8 MUSD (152,4 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

Produktionskostnader	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Utvinningskostnader				
– i MUSD	118,1	36,2	102,5	28,5
– i USD per boe	3,47	2,91	3,46	3,78
Tariff- och transportkostnader				
– i MUSD	46,3	15,6	35,2	9,4
– i USD per boe	1,36	1,25	1,19	1,24
Verksamhetskostnader				
– i MUSD	164,4	51,8	137,7	37,9
– i USD per boe ¹	4,83	4,16	4,65	5,02
Förändring i under- och överuttagsposition				
– i MUSD	-0,9	-3,5	7,0	9,0
– i USD per boe	-0,03	-0,28	0,24	1,19
Förändringar i lager				
– i MUSD	-2,8	-3,1	0,6	0,0
– i USD per boe	-0,08	-0,25	0,02	0,00
Övrigt				
– i MUSD	4,1	1,0	7,1	1,7
– i USD per boe	0,12	0,08	0,24	0,23
Produktionskostnader				
– i MUSD	164,8	46,2	152,4	48,6
– i USD per boe	4,84	3,71	5,15	6,44

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna för året om 4,83 USD (4,65 USD) per fat minskar till 4,03 USD (3,66 USD) per fat när tariffintäkterna nettoredovisas. Verksamhetskostnaderna för det fjärde kvartalet om 4,16 USD (5,02 USD) per fat minskar till 3,54 USD (4,14 USD) per fat när tariffintäkterna nettoredovisas.

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 118,1 MUSD (102,5 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 108,6 MUSD (93,0 MUSD). Ökningen jämfört med föregående år är hänförlig till produktionsstarten på Johan Sverdupfältet i oktober 2019, i kombination med återföring av upplupna kostnader under jämförelseperioden om 5,5 MUSD, till följd av nedläggning av produktionen från Brynhildfältet.

Utvinningskostnaderna per fat för året uppgick till 3,47 USD (3,46 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt, och till 3,19 USD (3,14 USD) exklusive verksamhetsrelaterade projekt. Utvinningskostnaderna per fat för det fjärde kvartalet uppgick till 2,91 USD (3,78 USD) och minskningen jämfört med motsvarande period föregående år beror på produktionsstarten på Johan Sverdupfältet i oktober 2019.

Tariff- och transportkostnader för året uppgick till 46,3 MUSD (35,2 MUSD), motsvarande 1,36 USD (1,19 USD) per fat. Ökningen jämfört med motsvarande period föregående år är ett resultat av produktionsstarten på Johan Sverdup, ökade tariffkostnader för olje- och gasledning, samt ökade transportkostnader under året 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 överutttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Förändringen i under- och överuttagsposition för året värderas till produktionskostnad inklusive återställningskostnad och uppgick till -0,9 MUSD (7,0 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 2019-31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019-31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018-31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018-31 dec 2018 3 månader
Produktionsvolym	93,3	135,1	81,1	82,1
Förändring i lager Johan Sverdup	-0,7	-2,7	–	–
Produktionsvolymer exklusive lagerförändringar	92,6	132,4	81,1	82,1
Försäljningsvolym från egen produktion	93,2	132,5	83,6	88,2
Förändring i under- och överuttagsposition	-0,6	-0,1	-2,5	-6,1

Övriga kostnader för året uppgick till 4,1 MUSD (7,1 MUSD) och är hänförliga till driftstoppsförsäkringen.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader för året uppgick till 443,8 MUSD (458,0 MUSD), vilket motsvarade en genomsnittlig kostnad om 13,03 USD (15,46 USD) per fat, som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna för året jämfört med föregående år beror på produktionsstarten i oktober 2019 på Johan Sverdup, som har en lägre avskrivningsnivå per fat, vilket resulterat i lägre avskrivningar för året trots ökade produktionsvolymer. Avskrivningskostnaderna har dessutom påverkats positivt av 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-dollar jämfört med föregående år.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnader som redovisats i resultaträkningen för året uppgick till 125,6 MUSD (53,2 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 när fakta och övriga omständigheter talar för att en prospektering- och utvärderingstillgångs bokförda värde överstiger dess återvinningsvärde.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar

Nedskrivningar som kostnadsförts i resultaträkningen för året uppgick till 128,3 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till vissa licenser i Barents hav, där möjligheten till en framtida kommersiell utbyggnad bedöms vara osäker. En icke-kassaflödespåverkande nedskrivning om 128,3 MUSD, före skatt redovisades, vilket kompenseras av ett uppskjuten skatteintäkt om 101,3 MUSD, vilket ger en redovisningsmässig kostnad om 27,0 MUSD, efter skatt.

Inköp av olja från tredje part

Inköp av olja från tredje part för året uppgick till 84,3 MUSD (533,8 MUSD) och avsåg inköp av Grane Blend olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 31,2 MUSD (24,6 MUSD) och inkluderade en kostnad om 4,6 MUSD (3,9 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar på sidan 14. Avskrivningar av anläggningstillgångar för året uppgick till 6,7 MUSD (2,6 MUSD) och ökningen jämfört med motsvarande period föregående år är främst hänförlig till avskrivning av tillgångar med nyttjanderätt som redovisats under räkenskapsåret till följd av införandet av standarden IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 27,5 MUSD (192,2 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 25,7 MUSD (3,5 MUSD).

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 322,5 MUSD (345,4 MUSD) och beskrivs i not 5.

Valutakursförluster för året uppgick till 131,7 MUSD (164,9 MUSD). Valutakursförändringar uppstår vid betalningstransaktioner i utländsk valuta samt vid omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än koncernbolagens funktionella valutor. Lundin Petroleum påverkas av fluktuationer i valutakurser mellan US-dollar och andra valutor. För att möta denna valutakursexponering avseende investeringar, bolagsskatt, särskild petroleumskatt och finansiering av inlösen av aktier har bolaget ingått avtal om finansiella derivatinstrument. Den realiserade valutakursförlusten på förfallna instrument för valutasäkring för året uppgick till 60,9 MUSD (vinst om 5,2 MUSD).

US-dollar stärktes med 2 procent gentemot Euron under året, vilket resulterade i en valutakursförlust på det externa lån i US-dollar som tagits av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Dessutom stärktes den norska kronan med mindre än 1 procent gentemot Euron under året, vilket resulterade i en valutakursvinst på en koncernintern lånebalans i norska kronor.

Räntekostnader för året uppgick till 93,4 MUSD (88,7 MUSD) och avsåg den del av ränteutgifterna som redovisats över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under året till ett belopp om 85,7 MUSD (87,6 MUSD). De sammanlagda räntekostnaderna för året var något högre än under jämförelseperioden.

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 19,7 MUSD (17,8 MUSD) för året och avsåg kostnader för upprättandet av den reservbaserade kreditfaciliteten och den kortfristiga bryggfinansiering om 500 MUSD som temporärt togs upp från slutet av juli 2019 till slutet av augusti 2019 i syfte att delvis finansiera transaktionen för inlösen av aktier. Bryggfinansieringen återbetalades i sin helhet i slutet av augusti 2019 i samband med slutförandet av bolagets försäljning av en 2,6-procentig licensandel i Johan Sverdrup. Avgifterna som uppkom i samband med den reservbaserade kreditfaciliteten kostnadsförs över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Engagemangavgifter för lånefaciliteter för året uppgick till 10,9 MUSD (13,0 MUSD) och var främst hänförliga till den lägre marginal för engagemangavgifter som omförhandlats för den reservbaserade kreditfaciliteten med ikraftträdande den 1 juni 2018, vilket i kombination med ett större utestående lån från den reservbaserade kreditfaciliteten efter inlösen av aktier i augusti 2019, resulterade i lägre engagemangavgifter.

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 41,5 MUSD (26,1 MUSD) för året och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Andel i resultat från intresseföretag

Andel i resultat från intresseföretag uppgick till -1,8 MUSD (-1,3 MUSD) för året och avsåg andelen i resultatet i Mintley Caspian Ltd.

Skatt

Den totala skattekostnaden för året uppgick till 849,0 MUSD (1 038,5 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den aktuella skattekostnaden för året uppgick till 405,8 MUSD (90,4 MUSD) och avsåg främst Norge. Den aktuella skattekostnaden i Norge avsåg både bolagsskatt och den särskilda petroleumskatten (Special Petroleum Tax, SPT). Skattemässiga avdrag för underskott gällande den särskilda petroleumskatten nyttjades fullt ut under det fjärde kvartalet 2019, vilket resulterade i en ökning av aktuella skattekostnader. Den skatt som betalats i Norge under året uppgick till 131,7 MUSD, vilket i kombination med den aktuella skattekostnaden för året resulterat i en ökning av den aktuella skatteskulden jämfört med föregående år.

Den uppskjutna skattekostnaden för året uppgick till 443,2 MUSD (948,1 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 året påverkades av resultatposter som inte är avdragsgilla fullt ut, såsom den redovisade valutakursförlusten, 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 5 473,2 MUSD (5 341,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Norge	672,3	174,3	701,9	151,0
Utbyggnadsutgifter	672,3	174,3	701,9	151,0

Under året har ett belopp om 672,3 MUSD (701,9 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till Johan Sverdrupfältet. Dessutom aktiverades ränteutgifter till ett belopp om 85,7 MUSD (87,6 MUSD).

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Norge	298,4	62,1	310,6	85,4
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	298,4	62,1	310,6	85,4

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 298,4 MUSD (310,6 MUSD) för året och avsåg främst de prospekterings- och utvärderingsborrningar som sammanfattas på sidan 5.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 49,4 MUSD (13,6 MUSD) och beskrivs i not 8. Till följd av införandet av IFRS 16, som trädde i kraft den 1 januari 2019, har bolaget redovisat tillgångar med nyttjanderätt uppgående till 35,9 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 14,3 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 12,4 MUSD (– MUSD)

Derivatinstrument uppgick till 2,7 MUSD (2,7 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkom vid värderingen till verkligt värde av utestående valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 40,7 MUSD (36,5 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 349,5 MUSD (216,6 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar uppgick till 305,1 MUSD (153,7 MUSD), de inkluderade fakturerade leveranser och är ej förfallna. Ökningen beror på produktionsstarten på Johan Sverdrup. Underutttag uppgick till 2,0 MUSD (1,9 MUSD) och avsåg underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst hänförliga till olja från Johan Sverdrupfältet. Fordringar på joint operations uppgick till 11,4 MUSD (17,0 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 23,9 MUSD (26,9 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 7,1 MUSD (17,1 MUSD). Minskningen beror främst på erhållen återbetalning under året av den kortfristiga fordran på IPC som avsåg rörelsekapital och uppkom i samband med avknoppningen.

Derivatinstrument uppgick till 11,3 MUSD (34,0 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkom vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Likvida medel uppgick till 85,3 MUSD (66,8 MUSD). Likvida medel innehas främst för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 888,4 MUSD (3 262,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 4 000,0 MUSD (3 465,0 MUSD) och avsåg den långfristiga delen av det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet, medan den kortfristiga delen klassificerades som kortfristiga skulder. Aktiverade finansieringsavgifter avseende uppläggningskostnader för kreditfaciliteten uppgick till 37,1 MUSD (54,1 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid. En redovisningsmässig vinst om 105,6 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 31,1 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 528,1 MUSD (489,1 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 522,2 MUSD (483,9 MUSD) och avsåg den långfristiga delen av framtida återställningsåtaganden. Den kortfristiga delen av framtida återställningsåtaganden redovisades som kortfristiga skulder och uppgick till 49,2 MUSD (6,6 MUSD). Ökningen av återställningskostnader återspeglar dels tillkommande åtaganden för Johan Sverdrupfältet, delvis kompenserade genom avyttringen av 2,6 procentandelar i Johan Sverdrup, samt förväntade öknings av återställningskostnader för övriga fält.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 2 412,7 MUSD (2 103,8 MUSD). Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredo visas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 110,8 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 97,5 MUSD (– MUSD) och beskrivs i not 11. Kortfristiga finansiella skulder var hänförliga till den kortfristiga delen av bolagets utestående banklån och leasingåtaganden.

Utdelningar uppgick till 106,0 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till den kontantutdelning som godkändes av årsstämman som hölls den 29 mars 2019 i Stockholm som kommer att betalas ut kvartalsvis.

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 177,4 MUSD (200,9 MUSD) och beskrivs i not 13. Överuttag uppgick till 0,9 MUSD (1,7 MUSD) och avsåg en överuttagsposition gällande kondensat från Edvard Griegfältet. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 133,6 MUSD (147,4 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 16,6 MUSD (17,6 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 8,5 MUSD (7,6 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 33,2 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 343,3 MUSD (70,4 MUSD) och var främst hänförliga till Norge.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 55,9 MUSD (12,5 MUSD) och beskrivs i not 12. Den kortfristiga delen av avsättningen för framtida återställningsåtaganden uppgick till 49,2 MUSD (6,6 MUSD) och var främst hänförlig till Brynhildfältet. Den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program uppgick till 6,7 MUSD (5,9 MUSD).

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att investera i och förvalta olje- och gastillgångar. Moderbolagets resultat för året uppgick till 18 885,5 MSEK (1 657,8 MSEK) och inkluderade finansiella intäkter om 19 148,4 MSEK (1 812,4 MSEK) till följd av utdelningar som erhöles från ett dotterbolag. Exklusive dessa erhållna utdelningar uppgick resultatet för moderbolaget till -262,9 MSEK (-154,6 MSEK).

I årets resultat ingick administrationskostnader om 248,1 MSEK (180,9 MSEK) och utöver de erhållna utdelningar som nämns ovan uppgick de finansiella kostnaderna till 33,7 MSEK (finansiell intäkt om 5,3 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 året 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 Petroleum's extra bolagsstämma den 31 juli 2019, anses Equinor inte 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 (296,2 MUSD).

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Equinor till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 107,3 MUSD (879,5 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 året.

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. Facilitetens storlek kommer att reduceras från 5,0 miljarder USD till 4,75 miljarder USD per den 1 juli 2020 och till 4,0 miljarder USD per den 1 januari 2021.

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 januari 2020 förvärvade Lundin Petroleum en 100-procentig andel i vindkraftsprojektet Metsälamminkangas (MLK) beläget i den mellersta delen av Finland av OX2 AB (OX2). MLK, med OX2 som operatör, kommer årligen att producera runt 400 GWh, brutto från 24 vindturbiner på land, när det är i full drift 2022. Investeringen, inklusive anskaffningskostnaden, uppgår till cirka 200 MUSD, brutto

under 2020-2021 och projektet kommer att generera positivt fritt kassaflöde från 2022. Det är Lundin Petroleum's avsikt att avyttra 50 procent av den 100-procentiga andelen i MLK.

I januari 2020 ingick Lundin Petroleum en revolverande kreditfacilitet uppgående till 260 MUSD, med en nuvarande räntemarginal över LIBOR om 1,25 procent, för att finansiera projekten för förnybar energi.

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 som genomfördes under året, i syfte att återställa Lundin Petroleum's aktiekapital till samma belopp som omedelbart före inlösenförfarandet av aktier som godkändes av Lundin Petroleum's 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, vilket innebar 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 genom 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 motsvarande beloppet i USD för utdelning som aktieägarna erhåller kan därför skilja något beroende på valutakursen USD/SEK på utbetalningsdagen. Baserat på antalet utestående aktier, exklusive bolagets egna aktier, uppgick det totala och godkända utdelningsbeloppet till 4 638,7 M SEK, motsvarande 501,0 M USD baserat på valutakursen vid datumet för årsstämman. Den utbetalda utdelningen reducerades senare till 460,7 M USD till följd av bolagets inlösen av 54 461 831 aktier, vilket skedde i augusti 2019. Delbetalningarna av utdelningen genomfördes med följande utbetalningsdagar; 5 april 2019, 8 juli 2019, 7 oktober 2019 och 9 januari 2020.

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 inlösenförfarandet från 340 386 445 till 285 924 614 aktier och bolagets totala åtagande gällande utdelning för det tredje och fjärde kvartalet, som godkändes av Lundin Petroleum's årsstämma den 29 mars 2019, minskade med 16 procent som ett resultat av detta aktieinlösen.

Föreslagen utdelning för 2019

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

I enlighet med bolagets utdelningspolicy kommer styrelsen att till årsstämma 2020 föreslå en utdelning för 2019 om 1,80 USD per aktie, motsvarande 511 miljoner USD (avrundat), att utbetalas i kvartalsvisa delbetalningar om 0,45 USD per aktie, motsvarande 128 miljoner USD (avrundat). Före varje utbetalningstillfälle kommer den kvartalsvisa utdelningen om 0,45 USD per aktie att omvandlas till ett belopp i SEK, samt utbetalas i SEK, baserat på Riksbankens valutakurs för USD till SEK fyra arbetsdagar före varje avstämningsdag (avrundat till närmaste hela 0,01 SEK per aktie). Det slutgiltiga motsvarande beloppet i USD som aktieägarna erhåller kan därför avvika något beroende på valutakursen USD/SEK på utbetalningsdagen. Beloppet i SEK per aktie som utbetalas varje kvartal kommer att meddelas i ett pressmeddelande fyra arbetsdagar före respektive avstämningsdag.

Den första delbetalningen förväntas ske omkring den 7 april 2020, med förväntad avstämningsdag den 2 april 2020 och förväntad första handelsdag utan rätt till utdelning den 1 april 2020. Den andra delbetalningen förväntas ske omkring den 8 juli 2020, med förväntad avstämningsdag den 3 juli 2020 och förväntad första handelsdag utan rätt till utdelning den 2 juli 2020. Den tredje delbetalningen förväntas ske omkring den 7 oktober 2020, med förväntad avstämningsdag den 2 oktober 2020 och förväntad första handelsdag utan rätt till utdelning den 1 oktober 2020. Den fjärde delbetalningen förväntas ske omkring den 8 januari 2021, med förväntad avstämningsdag den 4 januari 2021 och förväntad första handelsdag utan rätt till utdelning den 30 december 2020.

I enlighet med svensk aktiebolagsrätt ska ett maximalt utdelningsbelopp i SEK beslutas i förväg för att säkerställa att den årliga utdelningen inte överstiger bolagets disponibla vinstmedel. Maxbeloppet för 2019 års utdelning har satts till 9,203 miljarder SEK (d.v.s. 2,301 miljarder SEK per kvartal). Om den totala utdelningen skulle överstiga maxbeloppet om 9,203 miljarder SEK, kommer utdelningen automatiskt att justeras ned så att den totala utdelningen motsvarar maxbeloppet om 9,203 miljarder SEK.

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 var 89 508 respektive 143 492 och 188 425, per den 31 december 2019.

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 31 december 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 31 december 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 31 december 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 tillgångar med nyttjanderätt och leasingkulld. Leasingavgifter ska redovisas som räntekostnad och reducera leasingkulden. Koncernen har gjort följande val vad gäller övergångsregler: (a) tillämpning med modifierad retroaktivitet, (b) rätten att använda en tillgång kommer att beräknas med ett belopp som motsvarar leasingkulden och (c) leasingavtal med mindre än 12 månaders återstående löptid vid årets slut 2018 kommer ej att redovisas som leasingavtal. Koncernen har valt att tillämpa följande principer: kortsiktiga leasingavtal (kortare än 12 månader) och leasingavtal avseende tillgångar till mindre värde kommer inte att redovisas i balansräkningen utan 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 året. Lundin Petroleum har beslutat att ändra redovisningsprincip för sådana under- och överuttag och från och med den 1 april 2019 kommer intäkterna att motsvara sålda volymer (sales method).

Detta innebär att förändringar i under- och överuttag inte längre redovisas som övriga intäkter, värderade till marknadsvärde utan istället redovisas som en justering av kostnader, värderad till produktionskostnad inklusive avskrivningar. Jämförelsetal har räknats om i enlighet med IAS 8, som framgår av tabellen nedan:

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

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

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

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

Risker och riskhantering

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

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

Derivatinstrument

För att möta den valutakursexponering som Lundin Petroleum står inför avseende bolagsskatt och särskild petroleumskatt, samt det framtida investeringsbehovet bolaget åtagit sig för sina utbyggnadsprojekt har bolaget ingått avtal om finansiella derivatinstrument. Per den 31 december 2019 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell Valutakurs	Likvidperiod
7 304,0 MNOK	842,7 MUSD	8,67 NOK:1 USD	jan 2020 – dec 2020
2 470,0 MNOK	310,0 MUSD	7,97 NOK:1 USD	jan 2021 – dec 2021
1 430,0 MNOK	183,4 MUSD	7,80 NOK:1 USD	jan 2022 – dec 2022
530,0 MNOK	64,2 MUSD	8,26 NOK:1 USD	jan 2023 – dec 2023
300,0 MNOK	33,0 MUSD	9,09 NOK:1 USD	jan 2024 – dec 2024

Lundin Petroleum har per den 31 december 2019 utestående räntesäkringsavtal enligt sammanställningen i tabellen nedan:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Genomsnittlig ränta per år	Likvidperiod
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 året har följande valutakurser använts:

	31 dec 2019		31 dec 2018	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,8003	8,7803	8,1329	8,6885
1 USD motsvarar Euro	0,8932	0,8902	0,8464	0,8734
1 USD motsvarar SEK	9,4581	9,2993	8,6921	8,9562

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Intäkter och övriga intäkter	1				
Intäkter		2 158,6	740,3	2 607,9	644,6
Vinst från försäljning av tillgångar		756,7	–	–	–
Övriga intäkter		33,4	9,4	32,8	7,6
		2 948,7	749,7	2 640,7	652,2
Rörelsekostnader					
Produktionskostnader	2	-164,8	-46,2	-152,4	-48,6
Avskrivningar och återställningskostnader		-443,8	-142,2	-458,0	-116,5
Prospekteringskostnader		-125,6	-40,9	-53,2	-47,1
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar		-128,3	-128,3	–	–
Inköp av olja från tredje part		-84,3	–	-533,8	-116,6
Bruttoresultat	3	2 001,9	392,1	1 443,3	323,4
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-31,2	-9,6	-24,6	-6,9
Rörelseresultat		1 970,7	382,5	1 418,7	316,5
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	4	27,5	3,7	192,2	4,0
Finansiella kostnader	5	-322,5	44,1	-345,4	-207,1
		-295,0	47,8	-153,2	-203,1
Andel i resultat från intresseföretag		-1,8	-0,5	-1,3	-0,7
Resultat före skatt		1 673,9	429,8	1 264,2	112,7
Inkomstskatt	6	-849,0	-274,5	-1 038,5	-210,9
Periodens resultat		824,9	155,3	225,7	-98,2
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare		824,9	155,3	225,7	-98,2
Innehav utan bestämmande inflytande		–	–	–	–
		824,9	155,3	225,7	-98,2
Resultat per aktie – USD		2,61	0,56	0,67	-0,29
Resultat per aktie efter full utspädning – USD		2,61	0,56	0,66	-0,29
Justerat resultat per aktie – USD		0,80	0,28	0,87	0,22
Justerat resultat per aktie efter full utspädning – USD		0,80	0,28	0,87	0,22

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Periodens resultat	824,9	155,3	225,7	-98,2
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:				
Valutaomräkningsdifferens	29,0	-45,1	1,5	-14,4
Kassaflödessäkring	-82,5	89,6	-74,1	-118,6
Övrigt totalresultat efter skatt	-53,5	44,5	-72,6	-133,0
Totalresultat	771,4	199,8	153,1	-231,2
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	771,4	199,8	153,1	-231,2
Innehav utan bestämmande inflytande	—	—	—	—
	771,4	199,8	153,1	-231,2

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 december 2019	31 december 2018
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 473,2	5 341,1
Övriga materiella anläggningstillgångar	8	49,4	13,6
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar	9	14,3	0,4
Derivatinstrument	14	2,7	2,7
Summa anläggningstillgångar		5 667,7	5 485,9
Omsättningstillgångar			
Lager		40,7	36,5
Kundfordringar och andra fordringar	10	349,5	216,6
Derivatinstrument	14	11,3	34,0
Likvida medel		85,3	66,8
Summa omsättningstillgångar		486,8	353,9
SUMMA TILLGÅNGAR		6 154,5	5 839,8
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-1 598,8	-383,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	3 888,4	3 262,0
Avsättningar	12	528,1	489,1
Uppskjutna skatteskulder		2 412,7	2 103,8
Derivatinstrument	14	110,8	64,9
Summa långfristiga skulder		6 940,0	5 919,8
Kortfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	97,5	–
Utdelningar		106,0	–
Leverantörsskulder och andra skulder	13	177,4	200,9
Derivatinstrument	14	33,2	20,0
Kortfristiga skatteskulder		343,3	70,4
Avsättningar	12	55,9	12,5
Summa kortfristiga skulder		813,3	303,8
Summa skulder		7 753,3	6 223,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		6 154,5	5 839,8

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	824,9	155,3	225,7	-98,2
Justeringar för:				
Vinst från försäljning av tillgångar	-756,7	—	—	—
Prospekteringskostnader	125,6	40,9	53,2	47,1
Avskrivningar och nedskrivningar	450,5	143,9	460,6	117,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	128,3	128,3	—	—
Aktuell skatt	405,8	325,3	90,4	35,7
Uppskjuten skatt	443,2	50,8	948,1	175,2
Långsiktiga incitamentsprogram	14,7	4,6	14,6	0,5
Valutakursvinst/förlust	70,8	-120,5	162,5	161,5
Räntekostnader	93,4	38,7	88,7	20,0
Vinst från omförhandling av lånevillkor	—	—	-183,7	—
Avgifter för omförhandling av lån	—	—	17,3	—
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	41,5	10,1	26,1	11,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	19,7	3,9	17,8	4,3
Övriga	17,8	4,4	12,8	4,4
Erhållen ränta	1,8	0,5	1,1	0,3
Betald ränta	-177,4	-59,2	-176,0	-42,9
Erhållen/betald skatt	-132,7	-97,3	-15,8	-10,0
Förändringar i rörelsekapital	-193,0	-135,2	-25,1	6,7
Summa kassaflöde från verksamheten	1 378,2	392,9	1 718,3	432,7
Kassaflöde från investeringar				
Investering i olje- och gastillgångar	-1 057,8	-235,9	-1 060,1	-258,4
Investering i övriga anläggningstillgångar	-2,5	-1,1	-3,2	-0,5
Investering i övriga aktier och andelar	-1,5	-1,2	9,3	—
Avyttring av anläggningstillgångar ¹	959,0	—	—	—
Betalda återställningskostnader	-3,7	-0,9	-1,3	-0,5
Summa kassaflöde från investeringar	-106,5	-239,1	-1 055,3	-259,4
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga banklån	627,0	-58,0	-490,0	-180,0
Förändring av leasingåtaganden ²	-3,4	-0,8	—	—
Betalda finansieringsavgifter	-3,3	—	-17,3	—
Betalda utdelningar	-355,6	-105,1	-153,1	—
Inlösen av aktier	-1 517,2	—	—	—
Köp av egna aktier	—	—	-14,3	—
Summa kassaflöde från finansiering	-1 252,5	-163,9	-674,7	-180,0
Förändring av likvida medel	19,2	-10,1	-11,7	-6,7
Likvida medel vid periodens början	66,8	95,1	71,4	75,1
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,7	0,3	7,1	-1,6
Likvida medel vid periodens slut	85,3	85,3	66,8	66,8

¹ Inkluderar tilläggsköpeskillingen värderad till verkligt värde, villkorad av framtida klassificering av reserver, inklusive ränta och avräkning för kostnader från och med datum för ikraftträdande till och med datum 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	–	–	225,7	–	225,7
Övrigt totalresultat	–	-72,6	–	–	-72,6
Summa totalresultat	–	-72,6	225,7	–	153,1
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	–	–	5,5	–	5,5
Summa transaktioner med ägare	–	-35,1	5,5	-153,1	-182,7
31 december 2018	0,5	-25,5	-205,7	-153,1	-383,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	-153,1	–	153,1	–
Totalresultat					
Periodens resultat	–	–	824,9	–	824,9
Övrigt totalresultat	–	-53,5	–	–	-53,5
Summa totalresultat	–	-53,5	824,9	–	771,4
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	–	–	5,3	–	5,3
Summa transaktioner med ägare	–	-1 490,7	5,3	-501,0	-1 986,4
31 december 2019	0,5	-1 722,8	624,5	-501,0	-1 598,8

¹Avser förändring av redovisningsprincip för intäktsredovisning relaterad till över- och underuttagspositioner, som beskrivs på sidan 15.

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Intäkter				
Olja från egen produktion	1 939,8	696,8	1 877,6	480,7
Olja från tredje part	84,3	–	536,1	117,0
Kondensat	41,4	17,8	41,8	7,3
Gas	93,1	25,7	152,4	39,6
Försäljning av olja och gas	2 158,6	740,3	2 607,9	644,6
Vinst från försäljning av tillgångar	756,7	–	–	–
Övriga intäkter	33,4	9,4	32,8	7,6
Intäkter och övriga intäkter	2 948,7	749,7	2 640,7	652,2

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Utvinningskostnader	118,1	36,2	102,5	28,5
Tariff- och transportkostnader	46,3	15,6	35,2	9,4
Förändring i under- och överuttagsposition	-0,9	-3,5	7,0	9,0
Förändring i lager	-2,8	-3,1	0,6	–
Övriga	4,1	1,0	7,1	1,7
Produktionskostnader	164,8	46,2	152,4	48,6

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Norge				
Olja från egen produktion	1 939,8	696,8	1 877,6	480,7
Kondensat	41,4	17,8	41,8	7,3
Gas	93,1	25,7	152,4	39,6
Intäkter	2 074,3	740,3	2 071,8	527,6
Vinst från försäljning av tillgångar	756,7	–	–	–
Övriga intäkter	33,4	9,4	32,8	7,6
Intäkter och övriga intäkter	2 864,4	749,7	2 104,6	535,2
Produktionskostnader	-164,8	-46,2	-152,4	-48,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-443,8	-142,2	-458,0	-116,5
Prospekteringskostnader	-125,6	-40,9	-53,2	-47,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-128,3	-128,3	–	–
Bruttoresultat	2 001,9	392,1	1 441,0	323,0
Övriga				
Olja från tredje part	84,3	–	536,1	117,0
Intäkter	84,3	–	536,1	117,0
Inköp av olja från tredje part	-84,3	–	-533,8	116,6
Bruttoresultat	0,0	–	2,3	0,4

Not 3 – Segmentinformation forts. MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Summa				
Olja från egen produktion	1 939,8	696,8	1 877,6	480,7
Olja från tredje part	84,3	–	536,1	117,0
Kondensat	41,4	17,8	41,8	7,3
Gas	93,1	25,7	152,4	39,6
Intäkter	2 158,6	740,3	2 607,9	644,6
Vinst från försäljning av tillgångar	756,7	–	–	–
Övriga	33,4	9,4	32,8	7,6
Intäkter och övriga intäkter	2 948,7	749,7	2 640,7	652,2
Produktionskostnader	-164,8	-46,2	-152,4	-48,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-443,8	-142,2	-458,0	-116,5
Prospekteringskostnader	-125,6	-40,9	-53,2	-47,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-128,3	-128,3	–	–
Inköp av olja från tredje part	-84,3	–	-533,8	-116,6
Bruttoresultat	2 001,9	392,1	1 443,3	323,4

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Vinst från omförhandling av lånevillkor	–	–	183,7	–
Ränteintäkter	1,8	0,5	1,7	0,6
Vinst från reglering av räntesäkringsavtal	25,7	3,2	3,5	3,4
Övriga	–	–	3,3	–
Finansiella intäkter	27,5	3,7	192,2	4,0

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Valutakursförlust	131,7	-106,0	164,9	163,7
Räntekostnader	93,4	38,7	88,7	20,0
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	17,9	4,5	16,4	4,4
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	19,7	3,9	17,8	4,3
Engagemangavgifter för lånefacilitet	10,9	2,0	13,0	3,3
Avgifter för omförhandling av lån	–	–	17,3	–
Avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	41,5	10,1	26,1	11,0
Övriga	7,4	2,7	1,2	0,4
Finansiella kostnader	322,5	-44,1	345,4	207,1

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Aktuell skatt	405,8	325,3	90,4	35,7
Uppskjuten skatt	443,2	50,8	948,1	175,2
Inkomstskatter	849,0	274,5	1 038,5	210,9

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	31 dec 2019	31 dec 2018
Norge		
Producerande tillgångar	4 065,3	1 759,3
Tillgångar under utbyggnad	652,2	2 750,1
Aktiverade prospekterings- och utvärderingsutgifter	775,7	831,7
	5 473,2	5 341,1
Not 8 – Övriga materiella anläggningstillgångar MUSD	31 dec 2019	31 dec 2018
Tillgångar med nyttjanderätt	35,9	–
Övriga	13,5	13,6
	49,4	13,6
Not 9 – Finansiella tillgångar MUSD	31 dec 2019	31 dec 2018
Tilläggsköpeskilling	12,4	–
Övriga aktier och andelar	0,3	–
Övriga	1,6	0,4
	14,3	0,4
Not 10 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	31 dec 2019	31 dec 2018
Kundfordringar	305,1	153,7
Underuttag	2,0	1,9
Fordringar på joint operations	11,4	17,0
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	23,9	26,9
Övriga	7,1	17,1
	349,5	216,6
Not 11 – Finansiella skulder MUSD	31 dec 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Banklån	4 000,0	3 465,0
Aktiverade finansieringskostnader	-37,1	-54,1
Aktiverad vinst från omförhandling av lånevillkor	-105,6	-148,9
Leasingåtaganden	31,1	–
	3 888,4	3 262,0
Kortfristiga		
Banklån	92,0	–
Leasingåtaganden	5,5	–
	97,5	–
	3 985,9	3 262,0
Not 12 – Avsättningar MUSD	31 dec 2019	31 dec 2018
Långfristiga		
Återställningskostnader	522,2	483,9
Långsiktiga incitamentsprogram	2,7	2,4
Övriga	3,2	2,8
	528,1	489,1
Kortfristiga		
Återställningskostnader	49,2	6,6
Långsiktiga incitamentsprogram	6,7	5,9
	55,9	12,5
	584,0	501,6

Not 13 – Leverantörsskulder och andra skulder

MUSD	31 dec 2019	31 dec 2018
Leverantörsskulder	17,8	26,6
Överuttag	0,9	1,7
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	133,6	147,4
Övriga upplupna kostnader	16,6	17,6
Övriga	8,5	7,6
	177,4	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:

31 december 2019

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Tilläggsköpeskilling	–	–	12,4
Derivatinstrument – långfristiga	–	2,7	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	11,3	–
	–	14,0	12,4
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	110,8	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	33,2	–
	–	144,0	–

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 året.

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- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Intäkter	18,9	9,4	21,0	11,8
Administrationskostnader	-248,1	-77,6	-180,9	-56,5
Rörelseresultat	-229,2	-68,2	-159,9	-44,7
Finansiella poster				
Finansiella intäkter	19 148,5	-11,3	1 818,1	97,5
Finansiella kostnader	-33,8	-0,6	-0,4	–
	19 114,7	-11,9	1 817,7	97,5
Resultat före skatt	18 885,5	-80,1	1 657,8	52,8
Inkomstskatt	–	–	–	–
Periodens resultat	18 885,5	-80,1	1 657,8	52,8

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Periodens resultat	18 885,5	-80,1	1 657,8	52,8
Övrigt totalresultat	–	–	–	–
Totalresultat	18 885,5	-80,1	1 657,8	52,8
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	18 885,5	-80,1	1 657,8	52,8
	18 885,5	-80,1	1 657,8	52,8

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 december 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	1 107,4	5,4
Likvida medel	31,7	29,5
Summa omsättningstillgångar	1 139,1	34,9
SUMMA TILLGÅNGAR	56 258,4	55 154,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	55 242,8	55 120,8
Långfristiga skulder		
Avsättningar	1,0	0,7
Summa långfristiga skulder	1,0	0,7
Kortfristiga skulder		
Utdelningar	985,7	–
Övriga skulder	28,9	32,7
Summa kortfristiga skulder	1 014,6	32,7
Summa skulder	1 015,6	33,4
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	56 258,4	55 154,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	18 885,5	-80,1	1 657,8	52,8
Ej kassaflödespåverkande poster	-1 157,9	1 171,5	-4,8	0,2
Förändringar i rörelsekapital	133,0	-68,3	-159,9	-54,4
	17 860,6	1 023,1	1 493,1	-1,4
Summa kassaflöde från verksamheten				
Kassaflöde från investeringar				
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	-0,1	–	-0,4	-0,3
	-0,1	–	-0,4	-0,3
Summa kassaflöde från investeringar				
Kassaflöde från finansiering				
Betald utdelning	-3 347,6	-1 025,4	-1 354,1	–
Inlösen av aktier	-14 510,3	–	–	–
Köp av egna aktier	–	–	-119,5	–
	-17 857,9	-1 025,4	-1 473,6	–
Summa kassaflöde från finansiering				
Förändringar i likvida medel	2,6	-2,3	19,1	-1,7
Likvida medel vid periodens början	29,5	36,9	4,8	31,6
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,4	-2,9	5,6	0,4
Likvida medel vid periodens slut	31,7	31,7	29,5	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	–	–	–	1 657,8	–	1 657,8	1 657,8
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-1 354,1	-1 354,1	-1 354,1
Köp av egna aktier	–	–	-119,5	–	–	-119,5	-119,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	-119,5	–	-1 354,1	-1 473,6	-1 473,6
31 december 2018	3,5	861,3	6 479,7	49 130,4	-1 354,1	54 256,0	55 120,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	–	–	-1 354,1	1 354,1	–	–
Totalresultat	–	–	–	18 885,5	–	18 885,5	18 885,5
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
31 december 2019	3,5	861,3	6 479,7	52 537,0	-4 638,7	54 378,0	55 242,8

Finansiella nyckeltal

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

Finansiell data MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Intäkter och övriga intäkter	2 948,7	749,7	2 640,7	652,2
Operativt kassaflöde ¹	1 537,1	378,2	1 864,1	451,3
EBITDA ¹	1 918,4	695,5	1 932,5	480,7
Fritt kassaflöde	1 271,7	153,8	663,0	173,3
Periodens resultat	824,9	155,3	225,7	-98,2
Justerat resultat	252,7	78,9	295,3	75,2
Nettoskuld	4 006,7	4 006,7	3 398,2	3 398,2
Nyckeltal, per aktie USD				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-5,63	-5,63	-1,13	-1,13
Operativt kassaflöde per aktie ¹	4,87	1,33	5,51	1,34
EBITDA per aktie ¹	6,07	2,45	5,71	1,42
Fritt kassaflöde per aktie	4,03	0,54	1,96	0,51
Resultat per aktie	2,61	0,56	0,67	-0,29
Resultat per aktie efter full utspädning	2,61	0,56	0,66	-0,29
Justerat resultat per aktie	0,80	0,28	0,87	0,22
Justerat resultat per aktie efter full utspädning	0,80	0,28	0,87	0,22
Utdelning per aktie ²	1,11	0,37	0,45	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	285 924 614	285 924 614	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
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	315 833 140	284 051 304	338 592 250	338 513 135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	316 551 300	284 531 709	339 513 634	339 078 717
Börskurs				
Börskurs vid periodens slut i SEK	318,30	318,30	221,40	221,40
Börskurs vid periodens slut i USD ³	34,23	34,23	24,72	24,72
Nyckeltal				
Räntabilitet på eget kapital (%) ⁴	–	–	–	–
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	72	14	47	9
Nettoskuldsättningsgrad (%) ⁴	–	–	–	–
Nettoskuld/EBITDA ¹	2,1	2,1	1,8	1,8
Soliditet (%)	-26	-26	-7	-7
Andel riskbärande kapital (%)	13	13	29	29
Räntetäckningsgrad	20	9	17	15
Operativt kassaflöde/räntekostnader ¹	16	10	21	23
Direktavkastning	3	1	2	–

¹ Exkluderar vinst efter skatt om 756,7 MUSD som hänför sig 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 31 december 2018 och 31 december 2019.

Avstämning av alternativa nyckeltal

EBITDA MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Rörelseresultat	1 970,7	382,5	1 418,7	316,5
Minus: vinst från sålda tillgångar	-756,7	–	–	–
Plus: avskrivningar av olje- och gastillgångar	443,8	142,2	458,0	116,5
Plus: prospekteringskostnader	125,6	40,9	53,2	47,1
Plus: nedskrivningar av olje- och gastillgångar	128,3	128,3	–	–
Plus: avskrivningar av övriga materiella anläggnings- tillgångar	6,7	1,6	2,6	0,6
EBITDA	1 918,4	695,5	1 932,5	480,7

Operativt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Intäkter och övriga intäkter	2 948,7	749,7	2 640,7	652,2
Minus: vinst från sålda tillgångar	-756,7	–	–	–
Minus: produktionskostnader	-164,8	-46,2	-152,4	-48,6
Minus: inköp av olja från tredje part	-84,3	–	-533,8	-116,6
Minus: aktuella skatter	-405,8	-325,3	-90,4	-35,7
Operativt kassaflöde	1 537,1	378,2	1 864,1	451,3

Fritt kassaflöde MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Kassaflöde från verksamheten	1 378,2	392,9	1 718,3	432,7
Minus: kassaflöde från investeringar	-106,5	-239,1	-1 055,3	-259,4
Fritt kassaflöde	1 271,7	153,8	663,0	173,3

Justerat resultat MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Resultat	824,9	155,3	225,7	-98,2
Justerat för vinst eller -förlust från avyttrade tillgångar	-756,7	–	–	–
Justerat för nedskrivningar av olje- och gastillgångar	128,3	128,3	–	–
Justerat för vinst från omförhandling av lånevillkor	–	–	-183,7	–
Justerat för avskrivning av vinst från omförhandling av lånevillkor	41,5	10,1	26,1	11,0
Justerat för valutakursvinst eller -förlust	131,7	-106,0	164,9	163,7
Justerat för skattemässiga effekter av ovanstående poster	-117,0	-108,8	62,3	-1,3
Justerat resultat	252,7	78,9	295,3	75,2

Nettoskuld MUSD	1 jan 2019- 31 dec 2019 12 månader	1 okt 2019- 31 dec 2019 3 månader	1 jan 2018- 31 dec 2018 12 månader	1 okt 2018- 31 dec 2018 3 månader
Banklån	4 092,0	4 092,0	3 465,0	3 465,0
Minus: likvida medel	-85,3	-85,3	-66,8	-66,8
Nettoskuld	4 006,7	4 006,7	3 398,2	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).

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

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef tillika verkställande direktören försäkrar att den finansiella rapporten för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2019 ger en rättvisande översikt av bolagets och koncernens verksamhet, ställning och resultat samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm, 31 januari 2020

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Peggy Bruzelius

C. Ashley Heppenstall

Lukas H. Lundin

Torstein Sanness

Grace Reksten Skaugen

Jakob Thomasen

Cecilia Vieweg

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2020) kommer att publiceras den 30 april 2020.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2020) kommer att publiceras den 29 juli 2020.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2020) kommer att publiceras den 29 oktober 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 franc
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 januari 2020 kl 07.30 CET.

Framåtriktade uttalanden

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

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

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

