



Q1

Delårsrapport för

TREMÅNADERSPERIODEN

som avslutades den 31 mars 2018

Lundin Petroleum AB (publ)

organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

Första kvartalet i korthet

- Starkt EBITDA, operativt kassaflöde och resultat.
- Fritt kassaflöde om cirka 170 MUSD.
- Produktion över prognos.
- Verksamhetskostnader om 3,82 USD per fat.
- Positiva resultat från utvärderingen av Luno II, inlämning av utbyggnadsplan planerad vid slutet av 2018.

Finansiella resultat

	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Produktion i Mboepd	83,1	82,6	86,1
Intäkter och övriga intäkter i MUSD	692,9	421,5	1 997,0
EBITDA i MUSD	456,5	355,8	1 501,5
Operativt kassaflöde i MUSD	461,8	365,9	1 530,0
Periodens resultat i MUSD	228,8	59,2	380,9
Resultat per aktie i USD ¹	0,68	0,18	1,13
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ¹	0,67	0,18	1,13
Nettoskuld	3 724,4	4 028,7	3 883,6

Beloppen i ovanstående tabell för 2017 avser kvarvarande verksamhet.

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

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

"Lundin Petroleum rapporterar starka finansiella resultat för det första kvartalet 2018. Produktionen överträffade prognos och verksamhetskostnaderna minskade ytterligare under kvartalet. Fritt kassaflöde uppgick till cirka 170 MUSD före återbetalning av lån, vilket är nästan i samma nivå som rapporterades för helåret 2017. Betydande ökningar av EBITDA och operativt kassaflöde medförde ett resultat för kvartalet som var cirka fyra gånger högre än motsvarande period i fjol. Med dessa resultat i ryggen är vi övertygade om att det kommer att bli ännu ett lönsamt och framgångsrikt år för Lundin Petroleum. Produktionsprognosen för 2018 förblir mellan 74 och 82 Mboepd.

Nyligen startade det mycket aktiva installationsprogrammet offshore för den första fasen av Johan Sverdrupprojektet och i april slutfördes installationerna av borrhullplattformens stålunderställ och stigrörsplattformens processdäck. Under mitt besök på Haugesundsväret i Norge förra månaden var det imponerande att se det stora processdäcket för borrhullplattformen som nu håller på att färdigställas för installation i juni. Arbetet med projektets andra fas är också i full gång och utbyggnadsplanen kommer att lämnas in före september 2018.

Vår organiska tillväxtstrategi fortsätter att leverera goda resultat. Nyligen meddelade vi att utvärderingen av fyndigheten Luno II, belägen strax söder om Edvard Griegfältet, varit framgångsrik. Utbyggnadsstudier kommer nu att påbörjas och vi siktar på att lämna in utbyggnadsplanen vid slutet av 2018. Vi ser fram emot resultaten från utvärderingen av den närliggande Rolvsnesfyndigheten. Om den är framgångsrik skulle även Rolvsnes kunna vara en möjlig utbyggnad genom återkoppling till Edvard Griegplattformen. Dessutom pågår borrhning på Altafyndigheten i södra Barents hav för ett förlängt borrhstest, vilket kommer att ge oss viktig information för ytterligare utvärderings- och utbyggnadsaktiviteter samt ökad kunskap om detta utforskade prospekteringsområde.

Prospekteringsprogrammet för 2018 har utökats till tio borrhningar som kommer att genomföras inom våra sex kärnområden med målsättning att finna obekräftade nettoresurser om cirka 600 MMboe. Jag hyser stark tilltro till vår förmåga att fortsätta finna nya resurser och med en tydlig och aktiv organisk tillväxtstrategi ser framtiden lika lovande ut som någonsin för vårt bolag."

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 sidan 28.

VERKSAMHETEN

Samtliga belopp och uppdateringar som redovisas i denna verksamhetsrapport avser, om inte annat anges, den tremånadersperiod som avslutades den 31 mars 2018 (rapporteringsperioden).

Norge

Produktion

Produktionen uppgick till 83,1 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 82,6 Mboepd för motsvarande period 2017) och överträffade därmed prognosens medianvärde med 4 procent och översteg prognosintervallet. Detta tack vare starka resultat från såväl anläggningar som reservoarer på Edvard Griegfältet och i Alvheimområdet. Produktionsprognosen för helåret 2018 är mellan 74 och 82 Mboepd.

Verksamhetskostnaderna, inklusive nettoredovisade tariffintäkter, var 3,82 USD per fat, vilket var 7 procent lägre än prognos, främst tack vare ökade produktionsvolymerna. Prognosen för verksamhetskostnaderna är 4,15 USD per fat för helåret.

Produktion i Mboepd	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge			
Olja	73,6	74,6	77,6
Gas	9,5	8,0	8,5
Summa production	83,1	82,6	86,1
Kvantitet i Mboe	7 481,7	7 430,4	31 427,7

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Edvard Grieg	65%	63,9	63,5	66,7
Ivar Aasen	1,385%	0,9	0,6	0,7
Alvheim	15%	8,9	14,6	12,4
Volund	35%	8,2	0,3	3,9
Bøyla	15%	1,0	1,2	1,1
Brynhild	51% ²	0,1	2,2	1,2
Gaupe	40%	0,1	0,2	0,2
		83,1	82,6	86,1

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

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

Produktionen från Edvard Griegfältet överträffade prognosen på grund av en bättre än förväntad produktionseffektivitet om 98 procent. De åttonde och nionde produktionsborrningar genomfördes med resultat som var i linje med eller bättre än förväntat. Den tionde och sista av utbyggnadsplanens produktionsborrningar pågår för närvarande i den norra delen av fältet och när denna borrning slutförts kommer jack-up-riggen Rowan Viking att förflyttas. De nio produktionsborrningar som hittills genomförts har en produktionskapacitet som vida överstiger Edvard Griegfältets kontraktuella anläggningskapacitet. Reservoaren har hittills inte producerat vatten i någon större utsträckning och resultaten fortsätter att överträffa förväntningarna. Insamling av 4D-seismik kommer att genomföras under tredje kvartalet 2018 i syfte att ge underlag för kompletterande borrningar som planeras för 2020. Verksamhetskostnaden för Edvard Griegfältet var 3,59 USD per fat, vilket inkluderar nettoredovisade tariffintäkter.

Produktionen från Ivar Aasenfältet var i linje med prognos. I april 2018 påbörjades två vatteninjiceringsborrningar i syfte att öka tryckstödet i den östra delen av fältet.

Produktionen från Alvheimområdet, där fälten Alvheim, Volund och Bøyla ingår, överträffade prognos. Detta till följd av starka resultat från reservoärerna och en produktionseffektivitet för FPSO:n Alvheim på 98 procent. De två kompletterande borrningar som under 2017 genomfördes i Boaområdet av Alvheimfältet togs i produktion i februari 2018 och producerar på avsevärt högre nivåer än förväntat. Ytterligare två kompletterande borrningar planeras under andra halvåret 2018, den ena i Kameleonområdet av Alvheimfältet och den andra som en sidospårsborrning till en befintlig borrning på Volund. Verksamhetskostnaden för Alvheimområdet var 4,22 USD per fat.

Produktionen från Brynhildfältet var begränsad och lägre än förväntat. Den flödesbegränsning som under 2017 uppstod i oljeledningen till FPSO:n Haewene Brim, orsakad av en olje- och vattenemulsion, har åtgärdats och fältet är klart att återigen starta produktion. FPSO:n har dock svårigheter med att hantera producerat vatten från Piercefältet och produktion från Brynhild kan inte starta förrän detta är löst. Operatören för FPSO:n arbetar med att åtgärda problemet.

Trots att inga återstående reserver har redovisats för Gaupefältet producerar fältet ändå periodvis när de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma.

Utbyggnad

Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad maximal bruttoproduktion
Johan Sverdrup	22,6%	Statoil	augusti 2015	2,1 – 3,1 Bn boe	slutet av 2019	660 Mbopd

Johan Sverdrup

Första fasen av Johan Sverdupprojektet följer tidsplan och är till cirka 70 procent slutförd, med planerad produktionsstart i slutet av 2019.

2018 är ett mycket aktivt år vad gäller installationer för projektets första fas. I april 2018 installerades stålunderstället för borrhplattformen och de tre moduler som utgör stigrörsplattformens processdäck monterades på det stålunderställe som installerades redan under 2017. Sammankoppling och driftsättning av de installerade processdäcken kommer att påbörjas i maj 2018. Arbetet i Haugsneset avseende strömförsörjningssystemet från land och landanslutningen av oljeledningen i Mongstad är långt framskridet. Nerläggning av oljeledningarna påbörjades i slutet av april 2018 och strömkabeln från land beräknas enligt tidsplan att läggas med start i maj 2018. Borrhplattformens processdäck monterades ihop enligt tidsplan på en pråm i september 2017 och befinner sig för närvarande på Aibels varv Haugesund i Norge för färdigställande och sammankoppling. Tillverkning av de återstående två stålunderställena pågår på Kværner Verdalvarvet i Norge och på Dragadosvarvet i Spanien. Installation av borrhplattformens processdäck och de återstående två stålunderställena är planerad till september 2018.

Tillverkning av processdäcket för processanläggningsplattformen pågår vid Samsung Heavy Industries i Korea och för boendeplattformen vid Kvaerner Stordvarvet i Norge. Installation av de båda processdäcken är planerad till våren 2019.

Åtta produktionsborrningar och tio vatteninjiceringsborrningar har hittills genomförts på Johan Sverdrupfältet med resultat i linje med eller över förväntan. Förbörningsarbetet har avslutats väl före utsatt tid och riggen har hyrts ut för den återstående kontrakterade tiden.

När utbyggnadsplanen lämnades in 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för projektets första fas till nominellt 123 miljarder NOK. Tack vare projektets allt effektivare genomförande har den senaste kostnadsuppskattningen för den första fasen reducerats till nominellt 88 miljarder NOK. Detta motsvarar en besparing på cirka 30 procent och tar då inte i beaktande ytterligare valutakursvinster som en omräkning till USD skulle innebära. Bruttoproduktionskapaciteten för första fasen uppskattas till 440 Mbopd.

Projektets andra fas kommer att innefatta installation av ytterligare en processanläggningsplattform som kommer att sammanlänkas med fältcentret, samt ytterligare undervattensanläggningar för inkoppling av nya borrningar. Detta i avsikt att nå fältets satellitområden Avaldsnes, Kvitsøy och Geitungen. För utbyggnaden av den andra fasen planeras 28 nya borrningar att genomföras. Utökningen av anläggningarna kommer att bidra till att fältets bruttoplatåproduktion ökar till 660 Mbopd. Kostnaderna för andra fasen uppskattas till lägre än nominellt 45 miljarder NOK, vilket motsvarar en minskning om cirka 50 procent jämfört med den ursprungliga uppskattningen i utbyggnadsplanen för den första fasen. Kostnadsminskningen beror på en kombination av marknadsförhållanden och optimering av anläggningarna för den andra fasen. Så kallade FEED-studier (Front-End Engineering Design) har slutförts. Utbyggnadsplanen för den andra fasen beräknas lämnas in före september 2018 och produktionsstart är planerad till 2022. För att säkra synergieffekter med första fasen har förhandsåtaganden gjorts för inköp av utrustning med lång leveranstid. Därutöver har avsiktsförklaringar lämnats till Aibel för totalentreprenadskontrakt (EPC) för processdäck till processanläggningsplattformen samt till ett joint venture mellan Aker Solutions och Kvaerner för modifieringar av fältcentret så att det kan användas för den andra fasen.

Breakeven för hela fältet förväntas uppnås vid ett oljepris på under 20 USD per fat.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2018

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL359	Lundin Norway	50%	Luno II (16/4-11)	februari 2018	slutförd mars 2018
PL338C	Lundin Norway	50%	Rolvsnes (16/1-28 S)	april 2018	pågår
PL609	Lundin Norway	40%	Alta (7220/11-5)	april 2018	pågår
PL203	Aker BP	15%	Gekko (25/4-12 A)	maj eller november 2018, beroende på riggtillgänglighet	

Utvärderingsborrningen på Luno II slutfördes i mars 2018 och påvisade en total oljekolonn om 22 meter i sandsten från triasperiod av mycket god reservoarkvalitet, vilket var ett betydligt bättre resultat än förväntat. Till följd av det positiva resultatet har de uppskattade bruttoresurserna för Luno II ökat till mellan 40 och 100 MMboe. Utbyggnadsstudier kommer nu att arbetas fram med målsättning att lämna in en utbyggnadsplan i slutet av 2018. Utbyggnadskonceptet för Luno II innebär en återkoppling längs havsbotten till den närliggande Edvard Griegplattformen.

I april 2018 påbörjades utvärderingsborrning på oljefyndigheten Rolvsnes i PL338C på Utsirahöjden i Nordsjön. En horisontell borrning kommer att genomföras i uppsprucken och vittrad berggrundsreservoar med målsättning att bekräfta kommersiellt utvinningsbara kolvätenivåer. Rolvsnes betraktas också som en möjlig framtida utbyggnad genom en återkoppling till Edvard Grieg.

Borrning för att utföra ett förlängt borrtest startade i april 2018 på Altafyndigheten i södra Barents hav i syfte att påvisa varaktiga produktionsnivåer och minska osäkerheten kring återvinningsgraden i reservoarerna som är av vittrad och uppsprucken bergart. Ett positivt utfall kommer att utgöra ett viktigt underlag för ytterligare utvärderingsborrningar samt utbyggnadsstudier. Det förlängda borrtestet genomförs med riggen Leiv Eiriksson, för vilken Lundin Petroleum har ett flexibelt hyreskontrakt med ett flertal möjliga borroptioner.

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2018

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Resultat
PL340	Aker BP	15%	Frosk (24/9-12)	januari 2018	oljefyndighet
PL167	Statoil	20%	Lille Prinsen (16/1-29S)	april 2018	pågår
PL659	Aker BP	20%	Svanefjell (7221/12-1)	maj 2018	
PL859	Statoil	15%	Korpfjell Deep (7335/3-1)	tredje kvartalet 2018	
PL830	Lundin Norway	40%	Silfari (6307/1-1)	tredje kvartalet 2018	
PL857	Statoil	20%	Gjokåsen Shallow (7132/2-1)	tredje kvartalet 2018	
PL825	Faroe Petroleum	30%	Rungne (30/6-30)	tredje kvartalet 2018	
PL860	MOL	40%	Driva/Oppdal (2/6-6)	tredje kvartalet 2018	
PL857	Statoil	20%	Gjokåsen Deep (ej tillgängligt)	fjärde kvartalet 2018	
PL916	Aker BP	20%	JK (ej tillgängligt)	fjärde kvartalet 2018	

2018 års borrprogram för prospektering har uppdaterats till 10 borrningar, vars mål är att nå obekräftade nettoresurser om cirka 600 MMboe. Borrningen av strukturen Gjokåsen Deep har tidigare lagts till 2018 och kommer att genomföras direkt efter borrningen av den grundare delen Gjokåsen Shallow. Borrningen av JK-strukturen, som tilldelades i 2017 års norska licensrunda för tilldelning i fördefinierade områden, har också tidigare lagts till 2018. Borrning på strukturen Shenzou i PL722 i södra Barents hav har flyttats fram till 2019 på grund av överväganden avseende borrningens utförande. Till följd av detta uppdaterade program har de förväntade utvärderings- och prospekteringsutgifterna för 2018 ökat från 250 MUSD till 300 MUSD.

I februari 2018 påträffades en oljefyndighet i Froskstrukturen, belägen nordväst om Bøylafältet i Nordsjön. Fyndigheten uppskattas innehålla bruttoreserver om mellan 30 och 60 MMboe, vilket är betydligt mer än vad som tidigare uppskattats och inverkar positivt på bedömningen av ytterligare prospekteringspotential i området. En uppföljande borrning av Froskelårstrukturen i den närliggande licensen PL896 övervägs för slutet av 2018.

I april 2018 påbörjades borrning av strukturen Lille Prinsen i PL167 i Nordsjön, belägen nordost om Ivar Aasenfeltet. Borrningens mål är ett sandstensparti från trias- och juraperiod som ligger i en avsmalning mot en förhöjning i hårdare berggrund.

Licenstilldelningar och transaktioner

I januari 2018 tilldelades Lundin Petroleum 14 licenser i 2017 års norska licensrunda för tilldelning i fördefinierade områden, varav sex som operatör.

Lundin Petroleum har ansökt om licenser i den 24:e norska licensrundan och tilldelningar förväntas meddelas i mitten av 2018.

Lundin Petroleum förvärvade 10-procentiga licensandelar i såväl PL539 som PL860 samt 30-procentiga licensandelar i både PL820S och PL825 från Fortis Petroleum. Lundin Petroleum förvärvade även en 20-procentig licensandel i PL860 från Statoil. Dessa transaktioner ökade Lundin Petroleums totala licensandel i PL860 till 40 procent och i PL539 till 20 procent.

Ryssland

Lundin Petroleum avförde 2016 oljefyndigheten Morskaya från bolagets betingade resurser och skrev ner tillgångens bokförda värde till noll. Bolagsledningen överväger alternativ för tillgången. Under 2017 kom Lundin Petroleum överens med den ryska licensmyndigheten, Rosnedra, om en utvärderingsplan i syfte att bevara licensens status samtidigt som alternativ övervägs för tillgången. Utvärderingsplanen kräver ingen betydande verksamhet på flera år.

Hälsa, säkerhet och miljö

Under rapporteringsperioden inträffade en incident som krävde sjukvård, vilket resulterade i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid som följd om 0,0 per miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporteringsbara incidenter om 2,1 per miljon arbetade timmar. Inga incidenter med väsentlig miljöpåverkan inträffade.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Rörelseresultatet uppgick till 337,6 MUSD (219,8 MUSD) för den kvarvarande verksamheten. Detta som en följd av högre oljepriser jämfört med motsvarande period föregående år.

Periodens resultat uppgick till 228,8 MUSD (59,2 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, främst tack vare goda produktionsresultat i kombination med ökade oljepriser samt en valutakursvinst till följd av att US-dollar försvagades gentemot den norska kronan och Euron.

Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare uppgick till 228,8 MUSD (60,5 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande ett resultat per aktie om 0,68 USD (0,18 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 456,5 MUSD (355,8 MUSD) för den kvarvarande verksamheten, motsvarande EBITDA per aktie om 1,35 USD (1,05 USD). Operativt kassaflöde uppgick till 461,8 MUSD (365,9 MUSD) från den kvarvarande verksamheten, motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,36 USD (1,07 USD).

Koncernförändringar

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

Intäkter och övriga intäkter

Intäkter och övriga intäkter uppgick till 692,9 MUSD (421,5 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition samt övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas uppgick till 694,2 MUSD (381,2 MUSD). Det genomsnittspris Lundin Petroleum erhållit för den egna produktionen uppgick till 64,53 USD (51,14 USD) per fat oljeekvivalenter och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 66,82 USD (53,69 USD) per fat.

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

Försäljning från egen produktion Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Försäljning olja			
– Kvantitet i Mboe	6 958,1	6 266,8	28 106,9
– Genomsnittspris per boe	66,23	52,63	53,37
Försäljning gas och NGL Norge			
– Kvantitet i Mboe	782,9	813,6	3 943,1
– Genomsnittspris per boe	51,01	39,62	39,23
Summa försäljning			
– Kvantitet i Mboe	7 741,0	7 080,4	32 050,0
– Genomsnittspris per boe	64,53	51,14	51,63

Tabellen ovan exkluderar olja från tredje part.

Försäljning av olja från tredje part uppgick till 193,4 MUSD (19,1 MUSD) och avsåg olja som köpts utanför koncernen och sålts på den externa marknaden av Lundin Petroleum Marketing SA.

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålida volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline. Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till en kostnad om 9,5 MUSD (intäkt om 35,6 MUSD), beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktion.

Övriga intäkter uppgick till 8,2 MUSD (4,7 MUSD) och inkluderade en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim och tariffintäkter om 7,6 MUSD (4,2 MUSD), hänförliga till tariff som betalats från Ivar Aasen till Edvard Grieg.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick till 38,6 MUSD (36,1 MUSD) och beskrivs i not 2. Den totala produktionskostnaden per fat oljeekvivalenter framgår av nedanstående tabell:

Produktionskostnader	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Utvinningskostnader			
– i MUSD	27,3	26,4	117,3
– i USD per fat	3,65	3,56	3,73
Tariff- och transportkostnader			
– i MUSD	8,9	7,7	37,9
– i USD per fat	1,18	1,03	1,21
Verksamhetskostnader			
– i MUSD	36,2	34,1	155,2
– i USD per fat ¹	4,83	4,59	4,94
Förändringar i lager			
– i MUSD	0,6	-0,6	-0,4
– i USD per fat	0,08	-0,08	-0,02
Övrigt			
– i MUSD	1,8	2,6	9,4
– i USD per fat	0,24	0,35	0,30
Produktionskostnader			
– i MUSD	38,6	36,1	164,2
– i USD per fat	5,15	4,86	5,22

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

¹ Beloppen i ovanstående tabell exkluderar tariffintäkter. Verksamhetskostnaderna om 4,83 USD (4,59 USD) per fat för rapporteringsperioden minskar till 3,82 USD (4,04 USD) per fat när de nettoredovisas.

De totala utvinningskostnaderna uppgick till 27,3 MUSD (26,4 MUSD). Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 24,9 MUSD (24,9 MUSD).

Utvinningskostnaderna per fat uppgick till 3,65 USD (3,56 USD) inklusive verksamhetsrelaterade projekt och till 3,33 USD (3,36 USD) per fat exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Tariff- och transportkostnader uppgick till 8,9 MUSD (7,7 MUSD) eller 1,18 USD (1,03 USD) per fat. Kostnadsökningen per fat beror främst på ökad produktion från Volundfältet.

Övriga kostnader uppgick till 1,8 MUSD (2,6 MUSD) och avsåg tecknandet av en driftstoppsförsäkring samt ett kostnadsdelningsavtal för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till slutet av maj 2017. Avtalet värderas till verkligt värde till terminskursen på olja.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 118,5 MUSD (131,1 MUSD), vilket motsvarar en genomsnittlig kostnad om 15,84 USD (17,64 USD) per fat som beskrivs i not 3. De lägre avskrivningarna jämfört med motsvarande period 2017 beror på en lägre avskrivningsgrad per fat från Edvard Griegfältet till följd av reservökningen som gjordes vid årets slut 2017.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnader som redovisats i resultaträkningen uppgick till -0,3 MUSD (4,2 MUSD) och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Övriga rörelsekostnader

Övriga rörelsekostnader uppgick till 192,2 MUSD (19,3 MUSD) och avser Lundin Petroleum Marketing SA:s inköp av olja från bolag utanför koncernen.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar uppgick till 6,3 MUSD (11,0 MUSD), och innehöll en kostnad om 1,0 MUSD (1,1 MUSD) hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om Ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 0,7 MUSD (0,6 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter uppgick till 162,4 MUSD (20,6 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten uppgick till 162,1 MUSD (20,4 MUSD). Valutakursförändringar uppstår vid betalningstransaktioner i utländsk valuta samt vid omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än koncernbolagens funktionella valutor. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetskostnader som uppkommer i utländsk valuta mot US-dollar och den realiserade valutakursvinsten på förfallna valutakurssäkringar uppgick till 5,4 MUSD (6,0 MUSD förlust).

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

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader uppgick till 39,0 MUSD (45,3 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader uppgick till 24,5 MUSD (28,6 MUSD) och avsåg den del av ränteutgifterna som redovisats över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under rapporteringsperioden till ett belopp om 21,6 MUSD (12,2 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till jämförelseperioden, främst till följd av högre räntor. Räntesäkringsavtalen resulterade i en förlust om 2,0 MUSD (6,0 MUSD).

Avskrivningar av uppskjutna finansieringsavgifter uppgick till 4,6 MUSD (4,3 MUSD), och avser kostnaden för upprättandet av kreditfaciliteten som kostnadsförs över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangsavgifter för lånefaciliteter uppgick till 3,5 MUSD (2,8 MUSD) och ökningen jämfört med motsvarande period föregående år beror på att ett lägre lånebelopp utnyttjats.

Andel i resultat från intresseföretag

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

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 232,2 MUSD (135,9 MUSD) och beskrivs i not 6.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 231,9 MUSD (135,6 MUSD) och avser skatter i Norge. Uppskjuten skatt uppkommer huvudsakligen när det finns en skillnad mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar.

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

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultatet hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till — MUSD (-1,3 MUSD). Resultatet för jämförelseperioden avser innehavet utan bestämmande inflytande i Mintley Caspian Ltd., holdingbolaget för Lundin Petroleums investering i Ryssland, som var till fullo konsoliderat fram till slutet av det tredje kvartalet 2017. Investeringen i Mintley Caspian Ltd. exkluderades ur koncernredovisningen i slutet av det tredje kvartalet 2017 och resultatet redovisas därefter som andel i resultat från intresseföretag.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 5 315,3 MUSD (4 937,1 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utgifter för utbyggnad, prospektering och utvärdering beskrivs nedan:

	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD			
Norge	171,0	257,0	950,0
Utbyggnadsutgifter	171,0	257,0	950,0

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 171,0 MUSD (257,0 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Dessutom aktiverades räntekostnader till ett belopp om 21,6 MUSD.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter belopp i MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge	54,1	54,1	227,1
Ryssland	—	0,4	1,1
Prospekterings- och utvärderingsutgifter	54,1	54,5	228,2

Utgifter för prospektering och utvärdering i Norge uppgick till 54,1 MUSD (54,1 MUSD) och förklaras av utvärderingsbörningen på Luno II i PL359, prospekteringsbörningen på Frosk i PL340 och investeringar hänförliga till Rolvsnes i PL338C, Alta i PL609 samt andra fasen av Johan Sverdrupprojektet.

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

Finansiella tillgångar uppgick till 7,0 MUSD (6,7 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 6,6 MUSD (6,3 MUSD) avseende aktier i ShaMaran, vilka har redovisats till marknadsvärde.

Derivatinstrument uppgick till 57,7 MUSD (26,5 MUSD) och var hänförliga till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 34,1 MUSD (33,7 MUSD) och inkluderade lager av såväl borrhutrustning som av olja och gas.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 289,6 MUSD (304,4 MUSD) och beskrivs i not 9. Samtliga kundfordringar är kortfristiga och uppgick till 192,3 MUSD (202,7 MUSD) och inkluderade fakturerade leveranser. Underutttag uppgick till 23,1 MUSD (29,4 MUSD) och förklaras av underuttagspositioner vid de producerande fälten, främst i Alvheimområdet. Fordringar på samarbetspartners inom joint operations uppgick till 12,8 MUSD (15,6 MUSD). Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 31,1 MUSD (29,3 MUSD) och avsåg främst förutbetalda verksamhets- och försäkringskostnader. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 30,3 MUSD (27,4 MUSD) och inkluderade en kortfristig fordran på IPC avseende rörelsekapital till följd av avknoppningen, momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 37,3 MUSD (7,7 MUSD) och var hänförliga till den vinst som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Likvida medel uppgick till 100,6 MUSD (71,4 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 751,3 MUSD (3 880,0 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 3 825,0 MUSD (3 955,0 MUSD) och avsåg det utestående lånet inom koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, avseende uppläggningskostnader för koncernens kreditfacilitet, uppgick till 73,7 MUSD (75,0 MUSD) och skrivs av över facilitetens förväntade nyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 467,9 MUSD (420,6 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 460,6 MUSD (414,6 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Den ökade avsättningen avser främst Edvard Grieg och utbyggnaden av Johan Sverdrup.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 1 591,8 MUSD (1 302,2 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 — MUSD (3,1 MUSD) och var hänförlig till den förlust som uppkommer vid värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Kortfristiga skulder

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 237,5 MUSD (259,0 MUSD) och beskrivs i not 12. Överutttag uppgick till 15,2 MUSD (12,8 MUSD) och avsåg en överuttagsposition vid de producerande fälten, främst Edvard Grieg och Brynhild. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 183,7 MUSD (188,9 MUSD) och avsåg aktiviteter i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 16,5 MUSD (19,5 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 4,3 MUSD (7,7 MUSD).

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

Kortfristiga avsättningar uppgick till 8,9 MUSD (7,7 MUSD) och avsåg den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -15,4 MSEK (-29,8 MSEK).

I resultatet ingick administrationskostnader om 27,2 MSEK (30,6 MSEK) och finansiella intäkter om 4,5 MSEK (-0,2 MSEK).

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

Transaktioner med närstående

Under rapporteringsperioden har koncernen genomfört transaktioner med närstående till marknadsmässiga villkor. Större transaktioner beskrivs nedan.

Koncernen har köpt olja från Statoilkoncernen till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 112,2 MUSD.

Koncernen har sålt olja och därtill relaterade produkter till Statoilkoncernen till marknadsmässiga villkor till ett belopp om 340,2 MUSD.

Vid datumet för IPC-avknoppningen innehade koncernen en fordran avseende rörelsekapital som uppgick till 27,4 MUSD. Denna fordran har därefter minskat till 23,5 MUSD och förfaller under 2018.

Likviditet

I februari 2016 ingick Lundin Petroleum en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD. Faciliteten är en reservbaserad kreditfacilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är avtalat under faciliteten omräknas var sjätte månad och är baserat på det beräknade kassaflödet som genereras av vissa producerande fält och fält under utbyggnad till ett oljepris och med ekonomiska antaganden som överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton.

Händelser efter balansdagens utgång

Inga händelser har inträffat efter balansdagens utgång.

Aktiedata

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

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

Styrelsen föreslår att årsstämman som hålls den 3 maj 2018 i Stockholm beslutar om en första kontantutdelning om 4,00 SEK per aktie för 2017, baserat på antalet utestående aktier, exklusive bolagets egna aktier. Detta uppgår till ett sammanlagt belopp om 1 354 miljoner SEK, motsvarande cirka 162 miljoner USD baserat på valutakursen på balansdagen, och föreslås betalas ut efter årsstämman 2018.

Ersättningar

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

Unit Bonus Program

Antalet utställda units som ingår i 2015, 2016 och 2017 års unit bonus program per den 31 mars 2018 var 135 902 respektive 224 043 och 288 216.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2017 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2017 och kostnaden redovisas från och med det andra halvåret 2017. Det totala antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2018 uppgick till 355 954 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2017, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 100,10 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2016 gäller från och med den 1 juli 2016 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2018 uppgick till 406 902 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2016, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Antalet utestående rättigheter ökade jämfört med det ursprungliga antalet till följd av utdelningen efter IPC-avknoppningen, i enlighet med reglerna för programmet. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 89,30 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Rättigheter för medarbetare som nu är anställda av IPC har räknats om proportionellt fram till den 24 april 2017.

Programmet för 2015 gäller från och med 1 juli 2015 och antalet utestående rättigheter per den 31 mars 2018 uppgick till 646 503 och redovisas över en period om tre år från och med 1 juli 2015, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Antalet utestående rättigheter ökade jämfört med det ursprungliga antalet till följd av utdelningen efter IPC-avknoppningen, i enlighet med reglerna för programmet. Varje ursprunglig rättighet har värderats till 91,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell. Rättigheter för medarbetare som nu är anställda av IPC har räknats om proportionellt fram till den 24 april 2017.

Redovisningsprinciper

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

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

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

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

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

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

Risker och riskhantering

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

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

Derivatinstrument

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

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
2 618,1 MNOK	318,0 MUSD	8,23 NOK: 1 USD	apr 2018 — dec 2018
1 672,4 MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 — dec 2019
1 000,0 MNOK	130,0 MUSD	7,69 NOK: 1 USD	jan 2020 — dec 2020
750,0 MNOK	98,3 MUSD	7,63 NOK: 1 USD	jan 2021 — dec 2021
500,0 MNOK	65,6 MUSD	7,62 NOK: 1 USD	jan 2022 — dec 2022

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

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

I enlighet med IAS 39 kommer dessa säkringar att behandlas som effektiva, förutsatt effektivitetstest, och förändringar i det verkliga värdet redovisas i övrigt totalresultat.

Valutakurser

Vid upprättandet av de finansiella rapporterna har följande valutakurser använts:

	31 mar 2018		31 mar 2017		31 dec 2017	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	7,8358	7,7773	8,4380	8,5757	8,2712	8,2050
1 USD motsvarar Euro	0,8134	0,8116	0,9392	0,9354	0,8855	0,8338
1 USD motsvarar SEK	8,1117	8,3470	8,9272	8,9161	8,5481	8,2080

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	1			
Intäkter		694,2	381,2	1 958,3
Övriga intäkter		-1,3	40,3	38,7
		692,9	421,5	1 997,0
Rörelsekostnader				
Produktionskostnader	2	-38,6	-36,1	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader		-118,5	-131,1	-567,3
Prospekteringskostnader		0,3	-4,2	-73,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		—	—	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar		—	—	-14,4
Övriga rörelsekostnader		-192,2	-19,3	-303,3
Bruttoresultat	3	343,9	230,8	844,1
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-6,3	-11,0	-31,7
Rörelseresultat		337,6	219,8	812,4
Finansiella poster				
Finansiella intäkter	4	162,4	20,6	256,7
Finansiella kostnader	5	-39,0	-45,3	-186,6
		123,4	-24,7	70,1
Andel i resultat från intresseföretag		-0,0	—	-0,4
Resultat före skatt		461,0	195,1	882,1
Inkomstskatt	6	-232,2	-135,9	-501,2
Periodens resultat från kvarvarande Verksamhet		228,8	59,2	380,9
Avyttrad verksamhet				
Periodens resultat – IPC		—	4,0	46,5
Periodens resultat		228,8	63,2	427,4
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare		228,8	64,5	431,2
Innehav utan bestämmande inflytande		—	-1,3	-3,8
		228,8	63,2	427,4
Resultat per aktie – USD¹				
Från kvarvarande verksamhet		0,68	0,18	1,13
Från avyttrad verksamhet		—	0,01	0,14
Resultat per aktie efter full utspädning – USD¹				
Från kvarvarande verksamhet		0,67	0,18	1,13
Från avyttrad verksamhet		—	0,01	0,14

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Periodens resultat	228,8	63,2	427,4
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:			
Valutaomräkningsdifferens	-8,9	1,9	-96,2
Kassaflödessäkring	65,4	18,7	76,4
Finansiell tillgång som kan säljas	—	-0,8	4,9
Övrigt totalresultat efter skatt	56,5	19,8	-14,9
Totalresultat	285,3	83,0	412,5
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	285,3	84,2	416,3
Innehav utan bestämmande inflytande	—	-1,2	-3,8
	285,3	83,0	412,5

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 mars 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	5 315,3	4 937,1
Övriga materiella anläggningstillgångar		13,6	13,2
Goodwill		128,1	128,1
Finansiella tillgångar	8	7,0	6,7
Derivatinstrument	13	57,7	26,5
Summa anläggningstillgångar		5 521,7	5 111,6
Omsättningstillgångar			
Lager		34,1	33,7
Kundfordringar och andra fordringar	9	289,6	304,4
Derivatinstrument	13	37,3	7,7
Likvida medel		100,6	71,4
Summa omsättningstillgångar		461,6	417,2
SUMMA TILLGÅNGAR		5 983,3	5 528,8
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-78,9	-350,8
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	3,751,3	3 880,0
Avsättningar	11	467,9	420,6
Uppskjutna skatteskulder		1,591,8	1 302,2
Derivatinstrument	13	—	3,1
Summa långfristiga skulder		5 811,0	5 605,9
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	12	237,5	259,0
Derivatinstrument	13	4,2	6,4
Kortfristiga skatteskulder		0,6	0,6
Avsättningar	11	8,9	7,7
Summa kortfristiga skulder		251,2	273,7
Summa skulder		6 062,2	5 879,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 983,3	5 528,8

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Kassaflöde från verksamheten			
Periodens resultat	228,8	59,2	380,9
Justeringar för:			
Prospekteringskostnader	-0,3	4,2	73,1
Avskrivningar och nedskrivningar	119,2	131,7	570,9
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	—	—	30,6
Aktuell skatt	0,3	0,3	-0,5
Uppskjuten skatt	231,9	135,6	501,7
Nedskrivningar av övriga aktier	—	—	11,2
Långsiktiga incitamentsprogram	3,7	3,3	12,7
Valutakursvinst	-156,7	-22,8	-258,0
Räntekostnader	24,5	28,6	115,0
Aktiverade finansieringsavgifter	4,6	4,3	17,5
Övriga	3,6	2,7	26,4
Erhållen ränta	0,2	0,1	1,0
Betald ränta	-46,0	-40,6	-177,3
Erhållen/betald skatt	-0,3	—	82,2
Förändringar i rörelsekapital	-10,9	34,1	-88,1
Summa kassaflöde från verksamheten	402,6	340,7	1 299,3
Kassaflöde från investeringar			
Investering i olje- och gastillgångar	-229,9	-311,5	-1 178,2
Investering i övriga anläggningstillgångar	-0,9	-0,6	-1,6
Investering i övriga aktier och andelar	—	-1,3	-1,3
Betalda återställningskostnader	—	0,2	-0,4
Avyttring av anläggningstillgångar ¹	—	—	93,7
Övriga betalningar	—	—	-7,8
Summa kassaflöde från investeringar	-230,8	-313,2	-1 095,6
Kassaflöde från finansiering			
Förändring av långfristiga skulder	-130,0	-59,5	-188,7
Kassaflöde från/till avyttrad verksamhet	—	31,7	31,7
Köp av egna aktier	-14,3	—	-28,0
Summa kassaflöde från finansiering	-144,3	-27,8	-185,0
Förändring av likvida medel	27,5	-0,3	18,7
Likvida medel vid periodens början	71,4	56,1	56,1
Valutakursdifferenser i likvida medel	1,7	0,5	-3,2
Likvida medel från verksamhet som exkluderats ur koncernredovisningen	—	—	-0,2
Likvida medel vid periodens slut	100,6	56,3	71,4

¹ Kontant ersättning erhållen för försäljningen av en 39-procentig licensandel i Brynhildfältet, inklusive betalning av rörelsekapital..

Förändringar i koncernens egna kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare						Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
1 januari 2017	0,5	548,3	-787,4	–	-238,6	-113,6	-352,2
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	64,5	–	64,5	-1,3	63,2
Övrigt totalresultat	–	19,7	–	–	19,7	0,1	19,8
Summa totalresultat	–	19,7	64,5	–	84,2	-1,2	83,0
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	-410,0	-410,0	–	-410,0
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,0	–	1,0	–	1,0
Summa transaktioner med ägare	–	–	1,0	-410,0	-409,0	–	-409,0
31 mars 2017	0,5	568,0	-721,9	-410,0	-563,4	-114,8	-678,2
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	366,7	–	366,7	-2,5	364,2
Övrigt totalresultat	–	-34,6	–	–	-34,6	-0,1	-34,7
Summa totalresultat	–	-34,6	366,7	–	332,1	-2,6	329,5
Transaktioner med ägare							
Förändring i konsolidering	–	–	-82,0	–	-82,0	117,1	35,1
Köp av egna aktier	–	-28,0	–	–	-28,0	–	-28,0
IPC-avknoppning	–	–	–	–	–	0,3	0,3
Aktierelaterade ersättningar	–	-13,2	–	–	-13,2	–	-13,2
Värde av tjänster från anställda	–	–	3,7	–	3,7	–	3,7
Summa transaktioner med ägare	–	-41,2	-78,3	–	-119,5	117,4	-2,1
31 december 2017	0,5	492,2	-433,5	-410,0	-350,8	–	-350,8
Överföring av utdelningar från föregående år	–	-410,0	–	410,0	–	–	–
Totalresultat							
Periodens resultat	–	–	228,8	–	228,8	–	228,8
Övrigt totalresultat	–	56,5	–	–	56,5	–	56,5
Summa totalresultat	–	56,5	228,8	–	285,3	–	285,3
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	-14,3	–	–	-14,3	–	-14,3
Värde av tjänster från anställda	–	–	0,9	–	0,9	–	0,9
Summa transaktioner med ägare	–	-14,3	0,9	–	-13,4	–	-13,4
31 mars 2018	0,5	124,4	-203,8	–	-78,9	–	-78,9

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter och övriga intäkter MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Olja från egen produktion	460,8	329,9	1 500,2
Olja från tredje part	193,4	19,1	303,5
Kondensat	3,8	6,4	43,0
Gas	36,2	25,8	111,6
Försäljning av olja och gas	694,2	381,2	1 958,3
Övriga intäkter			
Förändring i under- och överruttagsposition	-9,5	35,6	13,8
Övriga	8,2	4,7	24,9
Övriga intäkter	-1,3	40,3	38,7
Intäkter och övriga intäkter	692,9	421,5	1 997,0

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Utvinningskostnader	27,3	26,4	117,3
Tariff- och transportkostnader	8,9	7,7	37,9
Förändring i lager	0,6	-0,6	-0,4
Övriga	1,8	2,6	9,4
Produktionskostnader	38,6	36,1	164,2

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Norge			
Olja från egen produktion	460,8	329,9	1 500,2
Kondensat	3,8	6,4	43,0
Gas	36,2	25,8	111,6
Intäkter	500,8	362,1	1 654,8
Förändring i under- och överruttagsposition	-9,5	35,6	13,8
Övriga intäkter	8,2	4,3	24,4
Intäkter och övriga intäkter	499,5	402,0	1 693,0
Produktionskostnader	-38,6	-36,1	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-118,5	-131,1	-567,3
Prospekteringskostnader	0,3	-3,8	-72,0
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar	—	—	-14,4
Bruttoresultat	342,7	231,0	844,5

Not 3 – Segmentinformation fort. MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Övriga			
Olja från tredje part	193,4	19,1	303,5
Intäkter	193,4	19,1	303,5
Övriga intäkter	—	0,4	0,5
Intäkter och övriga intäkter	193,4	19,5	304,0
Prospekteringskostnader	—	-0,4	-1,1
Övriga rörelsekostnader	-192,2	-19,3	-303,3
Bruttoresultat	1,2	-0,2	-0,4
Summa			
Olja från egen produktion	460,8	329,9	1 500,2
Olja från tredje part	193,4	19,1	303,5
Kondensat	3,8	6,4	43,0
Gas	36,2	25,8	111,6
Intäkter	694,2	381,2	1 958,3
Förändring i under- och överruttagsposition	-9,5	35,6	13,8
Övriga intäkter	8,2	4,7	24,9
Intäkter och övriga intäkter	692,9	421,5	1 997,0
Produktionskostnader	-38,6	-36,1	-164,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-118,5	-131,1	-567,3
Prospekteringskostnader	0,3	-4,2	-73,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	-30,6
Förlust vid försäljning av tillgångar	—	—	-14,4
Övriga rörelsekostnader	-192,2	-19,3	-303,3
Bruttoresultat	343,9	230,8	844,1

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Valutakursvinst	162,1	20,4	255,3
Ränteintäkter	0,2	0,1	1,0
Övriga	0,1	0,1	0,4
Finansiella intäkter	162,4	20,6	256,7

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Räntekostnader	24,5	28,6	115,0
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	2,0	6,0	17,4
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	3,9	2,8	13,7
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	4,6	4,3	17,5
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	3,5	2,8	11,1
Nedskrivningar av övriga aktier och andelar	—	—	11,2
Övriga	0,5	0,8	0,7
Finansiella kostnader	39,0	45,3	186,6

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Aktuell skatt	0,3	0,3	-0,5
Uppskjuten skatt	231,9	135,6	501,7
Inkomstskatter	232,2	135,9	501,2

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	31 mar 2018	31 dec 2017
Norge		
Producerande tillgångar	2 196,6	2 169,7
Tillgångar under utbyggnad	2 423,7	2 162,4
Aktiverade prospekterings- och utvärderingskostnader	695,0	605,0
	5 315,3	4 937,1

Not 8 – Finansiella tillgångar MUSD	31 mar 2018	31 dec 2017
Övriga aktier och andelar	6,6	6,3
Övriga	0,4	0,4
	7,0	6,7

Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	31 mar 2018	31 dec 2017
Kundfordringar	192,3	202,7
Underuttag	23,1	29,4
Fordringar på joint operations	12,8	15,6
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	31,1	29,3
Övriga	30,3	27,4
	289,6	304,4

Not 10 – Finansiella skulder MUSD	31 mar 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Banklån	3 825,0	3 955,0
Aktiverade finansieringskostnader	-73,7	-75,0
	3 751,3	3 880,0

Not 11 – Avsättningar MUSD	31 mar 2018	31 dec 2017
Långfristiga		
Återställningskostnader	460,6	414,6
Långsiktiga incitamentsprogram	3,9	2,8
Övriga	3,4	3,2
	467,9	420,6
Kortfristiga		
Långsiktiga incitamentsprogram	8,9	7,7
	8,9	7,7
	476,8	428,3

Not 12 – Leverantörsskulder och övriga skulder

MUSD	31 mar 2018	31 dec 2017
Leverantörsskulder	17,8	30,1
Överuttag	15,2	12,8
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	183,7	188,9
Övriga upplupna kostnader	16,5	19,5
Övriga	4,3	7,7
	237,5	259,0

Not 13 – Finansiella instrument

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

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

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

31 mars 2018 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	6,6	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	57,7	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	37,3	—
	6,6	95,0	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	—	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	4,2	—
	—	4,2	—

31 december 2017 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	6,3	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	26,5	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	7,7	—
	6,3	34,2	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	3,1	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	6,4	—
	—	9,5	—

Det har inte gjorts några överföringar mellan nivåerna under rapporteringsperioden.

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

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter	7,3	1,0	9,4
Administrationskostnader	-27,2	-30,6	-146,7
Rörelseresultat	-19,9	-29,6	-137,3
Finansiella poster			
Finansiella intäkter	4,7	0,3	46 786,4
Finansiella kostnader	-0,2	-0,5	-0,5
	4,5	-0,2	46 785,9
Resultat före skatt	-15,4	-29,8	46 648,6
Inkomstskatt	—	—	—
Periodens resultat	-15,4	-29,8	46 648,6

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Periodens resultat	-15,4	-29,8	46 648,6
Övrigt totalresultat	—	—	—
Totalresultat	-15,4	-29,8	46 648,6
Hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	-15,4	-29,8	46 648,6
	-15,4	-29,8	46 648,6

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 mars 2018	31 december 2017
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	55 118,9	55 118,9
Summa anläggningstillgångar	55 118,9	55 118,9
Omsättningstillgångar		
Fordringar	9,5	7,5
Likvida medel	31,3	4,8
Summa omsättningstillgångar	40,8	12,3
SUMMA TILLGÅNGAR	55 159,7	55 131,2
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	54 801,7	54 936,6
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,7	0,6
Skulder till koncernbolag	—	—
Summa långfristiga skulder	0,7	0,6
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	357,3	194,0
Summa kortfristiga skulder	357,3	194,0
Summa skulder	358,0	194,6
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	55 159,7	55 131,2

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Kassaflöde från verksamheten			
Periodens resultat	-15,4	-29,8	46 648,6
Ej kassaflödespåverkande poster	-4,3	2,9	-46 608,2
Förändringar i rörelsekapital	165,7	-1,4	189,2
Summa kassaflöde från verksamheten	146,0	-28,3	229,6
Kassaflöde från finansiering			
Förändring i långfristiga skulder	—	41,9	—
Köp av egna aktier	-119,5	—	-229,6
Summa kassaflöde från finansiering	-119,5	41,9	-229,6
Förändringar i likvida medel	26,5	13,6	—
Likvida medel vid periodens början	4,8	3,2	3,2
Valutakursdifferenser i likvida medel	—	-0,2	1,6
Likvida medel vid periodens slut	31,3	16,6	4,8

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital				Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Utdelningar	Summa	
1 januari 2017	3,5	861,3	6 828,8	4 519,3	–	11 348,1	12 212,9
Totalresultat	–	–	–	-29,8	–	-29,8	-29,8
Transaktioner med ägare							
Utdelningar	–	–	–	–	-3 655,6	-3 655,6	-3 655,6
Summa transaktioner med ägare	–	–	–	–	-3 655,6	-3 655,6	-3 655,6
31 mars 2017	3,5	861,3	6 828,8	4 489,5	-3 655,6	7 662,7	8 527,5
Totalresultat	–	–	–	46 678,4	–	46 678,4	46 678,4
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	–	-229,6	–	–	-229,6	-229,6
Utdelningar	–	–	–	–	-39,7	-39,7	-39,7
Summa transaktioner med ägare	–	–	-229,6	–	-39,7	-269,3	-269,3
31 december 2017	3,5	861,3	6 599,2	51 167,9	-3 695,3	54 071,8	54 936,6
Totalresultat	–	–	–	-15,4	–	-15,4	-15,4
Transaktioner med ägare							
Köp av egna aktier	–	–	-119,5	–	–	-119,5	-119,5
Summa transaktioner med ägare	–	–	-119,5	–	–	-119,5	-119,5
31 mars 2018	3,5	861,3	6 479,7	51 152,5	-3 695,3	53 936,9	54 801,7

Finansiella nyckeltal

Lundin Petroleum tillämpar alternativa nyckeltal i de finansiella rapporterna i enlighet med ESMA:s riktlinjer (European Securities and Markets Authority). Definitioner av nyckeltal beskrivs nedan:

Finansiell data från kvarvarande verksamhet MUSD	1 jan 2018- 31 mar 2018 3 månader	1 jan 2017- 31 mar 2017 3 månader	1 jan 2017- 31 dec 2017 12 månader
Intäkter och övriga intäkter	692,9	421,5	1,997,0
EBITDA ¹	456,5	355,8	1,501,5
Periodens resultat	228,8	59,2	380,9
Operativt kassaflöde ¹	461,8	365,9	1 530,0
Fritt kassaflöde	171,8	27,5	203,7
Nyckeltal, per aktie från kvarvarande verksamhet USD			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-0,23	-1,66	-1,03
Operativt kassaflöde per aktie	1,36	1,07	4,50
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,19	1,00	3,82
Resultat per aktie	0,68	0,18	1,13
Resultat per aktie efter full utspädning	0,67	0,18	1,13
EBITDA per aktie	1,35	1,05	4,41
EBITDA per aktie efter full utspädning	1,34	1,04	4,40
Antal utställda aktier vid periodens slut	340,386,445	340,386,445	340,386,445
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	338,513,135	340,386,445	339,153,135
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	338,833,988	340,386,445	340,237,772
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	339,752,964	341,466,152	341,380,316
Börskurs SEK			
Börskurs vid periodens slut	209,60	181,80	187,80
Nyckeltal från kvarvarande verksamhet			
Räntabilitet på eget kapital (%) ²	—	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	9	7	22
Netto skuldsättningsgrad (%) ²	—	—	—
Soliditet (%)	-1	-14	-6
Andel riskbärande kapital (%)	25	2	17
Räntetäckningsgrad	12	6	6
Operativt kassaflöde/räntekostnader	17	11	12
Direktavkastning	n/a	n/a	5

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

² Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 31 mars 2018, 31 december 2017 samt 31 mars 2017.

Definitioner av nyckeltal

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

Operativt kassaflöde: Intäkter minus produktionskostnader och aktuella skatter.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Soliditet: Totalt eget kapital dividerat med balansomslutningen.

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

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

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

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

Finansiell information

Den finansiella informationen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2018 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm, 2 maj 2018

Alex Schneider
Koncernchef och vd

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2018) kommer att publiceras den 31 juli 2018.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2018) kommer att publiceras den 7 november 2018.
- Bokslutsrapporten (januari – december 2018) kommer att publiceras den 31 januari 2019.

Årsstämman kommer att hållas den 3 maj 2018 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Alex Budden
VP Communications &
Investor Relations
Tel: +41 22 595 10 19
alex.budden@lundin.ch

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

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

Definitioner och förkortningar

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

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

Oljerelaterade förkortningar

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

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldig att offentliggöra enligt EU:s marknadsmissbruksförordning och lagen om värdepappersmarknaden, Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 2 maj 2018 kl 07.30 CEST.

Framåtriktade uttalanden

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

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

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

