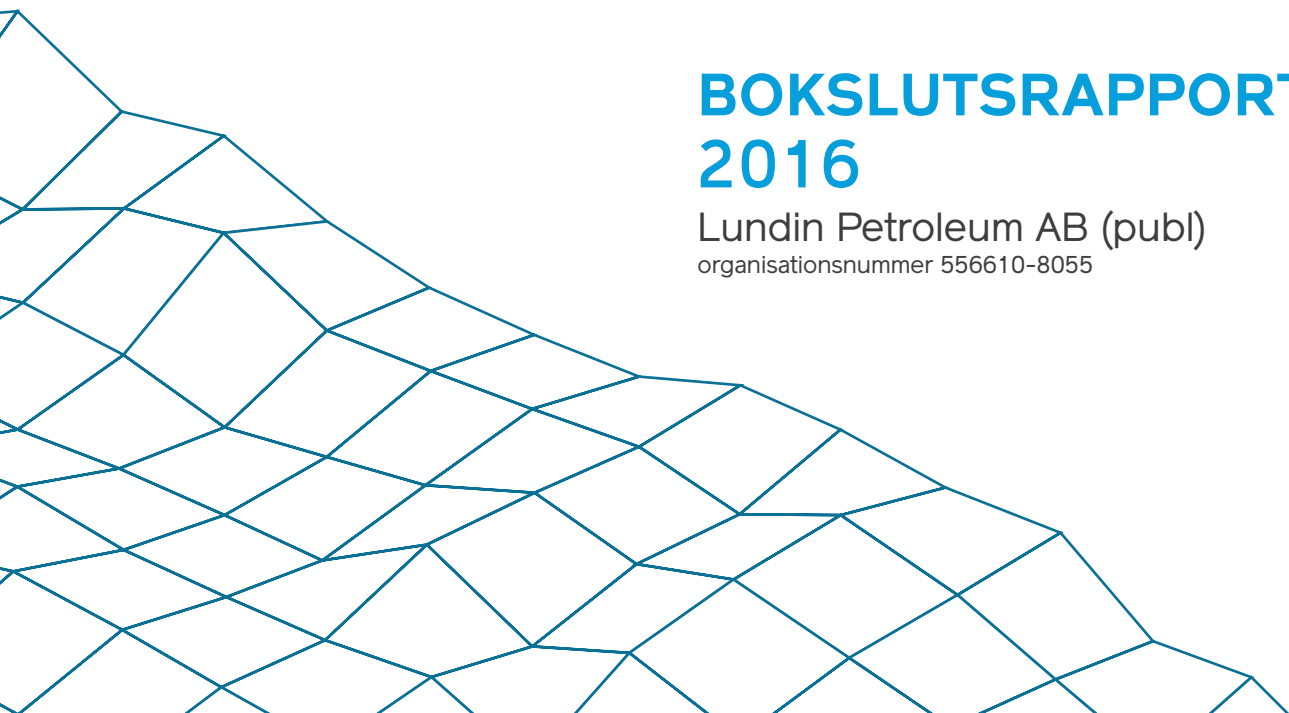




BOKSLUTSRAPPORT 2016

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055



Sammanfattning

Tolvmånadersperioden som avslutades den 31 december 2016 (31 december 2015)

- Produktion om 72,6 Mboepd (32,3 Mboepd)
- Intäkter om 1 159,9 MUSD (569,3 MUSD)
- EBITDA om 902,6 MUSD (384,7 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 1 010,8 MUSD (699,6 MUSD)
- Resultat om -499,3 MUSD (-866,3 MUSD), inklusive en nedskrivning om -548,6 MUSD (-296,3) efter skatt och en valutakursvinst om 15,0 MUSD, netto (507,3 MUSD förlust)
- Nettoskuld om 4 075 MUSD (31 december 2015: 3 786 MUSD)
- Rekordhög produktion för året om 72,6 Mboepd till följd av produktionsstart från Edvard Griegfältet i november 2015.
- Rekordlåga utvinningskostnader för 2016 om 6,25 USD per fat och verksamhetskostnader om 7,80 USD per fat.
- Ny prognos från operatören för Johan Sverdrupprojektet meddelades i augusti 2016. Minskning av total investering till 99 miljarder NOK för Fas 1 och 140–170 miljarder NOK, brutto för Fas 1 och Fas 2. Ökning av total produktionskapacitet till 660 000 bopd, brutto och resursintervall till 1,9–3,0 miljarder boe.
- Ny säkrad reservbaserad kreditfacilitet om 5,0 miljarder USD.

Fjärde kvartalet som avslutades den 31 december 2016 (31 december 2015)

- Produktion om 83,4 Mboepd (38,3 Mboepd)
- Intäkter om 385,9 MUSD (136,0 MUSD)
- EBITDA om 317,9 MUSD (93,6 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 343,0 MUSD (175,4 MUSD)
- Resultat om -739,1 MUSD (-493,7 MUSD), inklusive en nedskrivning om -548,6 MUSD (-296,3) efter skatt och en valutakursförlust om -215,9 MUSD, netto (-129,2 MUSD)
- Rekordhög produktion för kvartalet om 83,4 Mboepd till följd av utmärkta resultat och driftstid från de producerande tillgångarna.
- Rekordlåga utvinningskostnader om 5,38 USD per fat och verksamhetskostnader om 6,51 USD per fat.

	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Produktion i Mboepd	72,6	83,4	32,3	38,3
Intäkter i MUSD	1 159,9	385,9	569,3	136,0
Periodens resultat i MUSD	-499,3	-739,1	-866,3	-493,7
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	-356,7	-599,9	-861,7	-492,5
Resultat per aktie i USD ¹	-1,09	-1,76	-2,79	-1,59
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ¹	-1,09	-1,76	-2,79	-1,59
EBITDA i MUSD	902,6	317,9	384,7	93,6
Operativt kassaflöde i MUSD	1 010,8	343,0	699,6	175,4

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleums hemsida, www.lundin-petroleum.com, under rubriken "Definitioner".

Förkortningar

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

Oljeleraterade 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
Bn boe	Miljarder fat oljeekvivalenter
Mcf	Tusen kubikfot

Brev till aktieägare

Kära aktieägare,

Ett rekordår

När vi nu summerar 2016 kan vi slå fast att vi verkligen har lyckats med vårt uppdrag. 2016 har varit ett enastående år för Lundin Petroleum med rekordhög produktion på över 72 000 boepd och rekordlåga verksamhetskostnader på 7,80 USD per fat. Det här är först och främst tack vare utmärkta resultat från Edvard Griegfältet där produktion startade i november 2015, i kombination med stabil produktion från våra tillgångar i Malaysia och Frankrike som har levererat över förväntan. Resultatet för året påverkades dock av en icke-kassaflödespåverkande nedskrivning som uppgick till 548,6 MUSD, netto efter skatt till följd av att fyndigheter i Ryssland och Malaysia inte längre inkluderas i de betingade resurserna.

Reserverna i Edvard Griegfältet har dessutom ökat från 186 MMboe till 223 MMboe sedan de ursprungliga uppskattningarna gjordes i utbyggnadsplanen samtidigt som vi vet sedan tidigare att stora fält tenderar att bli ännu större med tiden. Redan under det första kvartalet 2017 kommer vi att genomföra en utvärderingsborrning med potential att ytterligare öka reserverna.

En annan viktig händelse under året var förvärvet av en 15-procentig andel i Edvard Griegfältet från Statoil. Detta innebar inte endast att vår produktion och våra reserver ökade utan stärkte också vår finansiella ställning ytterligare genom att öka vår tillgång på likviditet, vilken redan var god till följd av den stora reservbaserade kreditfaciliteten om 5,0 miljarder USD som upprättades tidigare under året.

Vårt största utbyggnadsprojekt Johan Sverdrup fortsätter samtidigt att leverera goda nyheter i form av lägre projektkostnader, högre produktionskapacitet samt en ökning av reserverna jämfört med de uppskattningar som gjordes i den ursprungliga utbyggnadsplanen.

Vi har också kunnat se hur vår strategi för prospektering i södra Barents hav har utvecklats i och med den efterlängtrade 23:e licensrundan. Vi är mycket nöjda över att vara ett av de mest framgångsrika bolagen i denna 23:e runda och vårt prospekteringsprogram för 2017 har potential att kunna öka resurserna väsentligt.

Utsikter för 2017 och framåt

Med blicken riktad mot 2017 och framåt är jag övertygad om att framtiden kommer att bli lika spännande som 2016 har varit. Under 2017 kommer vår produktion att fortsätta öka och när det gäller utbyggnadsprojekt kommer det att bli vårt mest aktiva år någonsin i och med det fortsatta arbetet med Johan Sverdrup Fas 1. Det kommer också att bli det år när koncept väljs för Johan Sverdrup Fas 2 och vi kommer att närma oss utbyggnad av denna fas.

Vi kommer samtidigt att genomföra prospekteringsborrningar på ett antal strukturer i världsklass i södra Barents hav och fortsätta arbeta med ett utvärderingsprogram i våra Alta- och Gohtafyndigheter. Ett prioriterat område för året kommer också vara att arbeta fram en studie för konceptval för utbyggnad av fyndigheterna Alta, Gohta och Luno II.

I vårt "do nothing case" kommer vår produktion att öka till mer än 120 000 boepd när Johan Sverdrup Fas 1 börjar producera. När Johan Sverdrup Fas 2 når platåproduktion kommer vår produktion att öka till mer än 150 000 boepd och vi förväntar oss att prestera än bättre med nya utbyggnader och de nya resurser som vi kommer att upptäcka under kommande år.

Starkt fokus på HSE

Vi har också uppnått stabila resultat vad gäller hälsa, säkerhet och miljö under 2016 och vi kommer att bibehålla starkt fokus på detta område i takt med att bolaget växer.

Det skulle inte vara möjligt att uppnå så fina resultat utan den entusiasm, professionalism och entreprenörsanda som finns hos mina kollegor och hos ledningen. Mitt första år som vd på Lundin Petroleum har varit mycket givande och det är tack vare det fantastiska lagarbete och den fina laganda som finns inom bolaget.

Till er kära aktieägare, styrelse och medarbetare på Lundin Petroleum, tack för ert fortsatta stöd.

Med vänliga hälsningar,

Alex Schneider

Koncernchef och vd

Stockholm den 1 februari 2017

Bokslutsrapport 2016

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum är ett oberoende bolag för prospektering och produktion av olja och gas med fokus på Norge och med en portfölj av tillgångar i Norge, Malaysia, Frankrike, Nederländerna och Ryssland. Majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet finns i Norge med en produktion för räkenskapsåret 2016 som stod för 82 procent av den totala produktionen. Sammanlagt 96 procent av Lundin Petroleums totala reserver per den 31 december 2016 finns i Norge.

Reserver och Resurser

Lundin Petroleum har bevisade och sannolika reserver om 743,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) per den 31 december 2016, som certifierats av en oberoende tredje part. Lundin Petroleum har också ett antal olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser uppgår enligt bästa estimat till 267 MMboe, netto per den 31 december 2016.

Produktion

Produktionen för året uppgick till 72 600 fat oljeekvivalenter per dag (boepd) (jämfört med 32 300 boepd för 2015) och var därmed i det övre intervallet av den ursprungliga produktionsprognosen om mellan 65 000 och 75 000 boepd och i mittpunkten av den uppdaterade prognosen för 2016 om mellan 70 000 och 75 000 boepd. Produktionen omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Olja				
Norge	53,2	64,0	18,6	21,1
Frankrike	2,6	2,6	2,7	2,5
Malaysia	8,6	8,3	5,5	9,3
Summa produktion olja	64,4	74,9	26,8	32,9
Gas				
Norge	6,1	7,1	2,1	2,3
Nederländerna	1,6	1,4	1,8	1,7
Indonesien	0,5	—	1,6	1,4
Summa produktion gas	8,2	8,5	5,5	5,4
Summa produktion				
Kvantitet i Mboe	26 559,6	7 676,9	11 790,3	3 526,6
Kvantitet i Mboepd	72,6	83,4	32,3	38,3

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a. ¹	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Edvard Grieg	65% ²	42,0	52,3	1,4	5,6
Alvheim	15%	10,0	12,5	7,8	7,2
Volund	35%	2,7	1,8	4,9	4,0
Bøyla	15%	1,7	1,6	2,1	2,0
Brynhild	90%	2,6	2,6	4,2	4,3
Gaupe	40%	0,3	0,3	0,3	0,3
		59,3	71,1	20,7	23,4

¹ Lundin Petroleums licensandel (I.a.)

² I.a. 50% fram till den 30 juni 2016

Bokslutsrapport 2016

Edvard Griegfältets produktion för året om 42 000 boepd var över förväntan till följd av högre reservoarprestanda och drifttid. En fjärde produktionsborrning genomfördes med framgång under det fjärde kvartalet 2016 och började producera vid planerade produktionsnivåer i december 2016, vilket medförde att fältet nådde den förväntade platåproduktionen om 100 000 boepd, brutto. Produktionskapaciteten för de tre första borrningarna har varit över förväntan och tryckminskningen i reservoaren likaså.

De första två borrningarna för vatteninjicering genomfördes också med framgång under året och påträffade bättre reservoarsand än förväntat och har tryckkommunikation med produktionsborrningarna. Båda borrningarna injicerar vatten till planerade nivåer. Anläggningens drifttid har också varit utmärkt med ett genomsnitt för året om 97 procent. Edvard Griegfältet var under driftstopp en kortare period under det fjärde kvartalet 2016 i samband med anslutningen av Ivar Aasenfältet som slutfördes med framgång i november 2016. Edvard Griegplattformen började processa olja och gas från Ivar Aasen den 24 december 2016.

Två vatteninjiceringsborrningar har genomförts under året, vilka har påvisat ytterligare oljereserver i den västra delen av Edvard Griegfältet. Den första vatteninjiceringsborrningen genomfördes på den nordvästra delen av fältet och påträffade den övre delen av reservoaren (toppreservoaren) 23 meter grundare än beräknat med en oljekolonn om 26 meter, brutto. Den andra vatteninjiceringsborrningen, som genomfördes 1,4 km sydväst om den första påträffade också toppreservoaren 13 meter grundare än beräknat med en oljekolonn om 5 meter, brutto. Resultaten från de här två vatteninjiceringsborrningarna indikerar större mängd olja i den västra delen av fältet än vad som tidigare uppskattats, vilket har resulterat i att fältets slutliga utvinningsbara reserverna har ökat med 17 MMboe, brutto till 223 MMboe, brutto vid årets slut 2016. Detta representerar en ökning om 20 procent jämfört med de ursprungliga uppskattningarna i utbyggnadsplanen. Utöver reservökningen kommer en utvärderingsborrning att genomföras i den västra delen av fältet under det första kvartalet 2017, med målsättning att nå ytterligare obekräftade resurser om uppemot 30 MMboe, brutto.

Den femte produktionsborrningen pågår på Edvard Griegfältet och i enlighet med utbyggnadsplanen planeras totalt 14 utbyggnadsborrningar på fältet. Borraktivitet förväntas fortsätta in i 2018. Den totala utvinningskostnaden för året för Edvard Griegfältet var 7,20 USD per fat.

I maj 2016 meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts om att förvärva ytterligare en licensandel om 15 procent i Edvard Griegfältet från Statoil ASA. Transaktionen, som gäller från den 1 januari 2016 och slutfördes den 30 juni 2016, har medfört att Lundin Petroleum har ökat sina reserver med 29,5 MMboe. Transaktionen har medfört en ökad produktion som har redovisats från den 1 juli 2016. För mer information, se avsnittet finansiell översikt.

Produktionen från det större Alvheimområdet för året var bättre än förväntat på grund av bättre reservoarprestanda och en effektivare produktion om 97 procent från Alvheim FPSO:n. Drifttiden inkluderar inte det planerade driftstoppet av Gasterminalen Sage i Storbritannien under augusti 2016 då underhållsarbete pågick under 14 dagar och Alvheim FPSO:n samtidigt var under driftstopp. De totala utvinningskostnaderna för det större Alvheimområdet var 5,10 USD per fat för året. Partnerskapet i det större Alvheimområdet undertecknade ett nytt avtal för riggen Transocean Arctic, som påbörjade ett borrprogram i det större Alvheimområdet i december 2016.

Produktionen från Alvheimfältet för året om 10 000 boepd, netto var över förväntan. Reservoarprestandan är fortsatt utmärkt och produktionen är betydligt högre än förväntat, såväl från den senaste kompletterande tregrenade produktionsborrningen A5 som från Viper- och Kobraborrningarna, vilka började producera i november 2016. På grund av Alvheim FPSO:ns gashanteringskapacitet har produktionen från vissa borrningar begränsats under året, men detta har åtgärdats i och med en uppgradering av processorn för gasexport som har ökat gashanteringskapaciteten. Två kompletterande borrningar planeras på Alvheim under 2017 och de förväntas börja producera först under 2018.

Volundfältets produktion för året om 2 700 boepd, netto var lägre än förväntat. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrningar har identifierats på Volundfältet och under året borrade riggen Transocean Winner med framgång de övre sektionerna på två kompletterande borrningar, innan riggavtalet avslutades i slutet av juli. Riggen Transocean Arctic påbörjade den första utav två kompletterande borrningar i december 2016 och dessa förväntas börja producera under andra halvåret 2017. En prospekteringsborrning på strukturen Volund West är planerad för 2017.

Bøylafältets produktion för året om 1 700 boepd, netto var något över förväntan till följd av god reservoarprestanda och ett lägre förhållande mellan vatten och olja än förväntat.

Brynhildfältets produktion för året om 2 600 boepd, netto var lägre än förväntat på grund av en tillfälligt lägre borrar kapacitet till följd av att vatteninjiceringssystemet inte har varit tillgängligt sedan augusti 2016. Den senare beräknas komma igång igen i början av 2017 efter att pumpen har reparerats. Drifttiden för Brynhildfältet var 65 procent under året, om det planerade driftstoppet tidigare i år exkluderas. Under det fjärde kvartalet 2016 var Haewene Brim FPSO:n driftstoppad under 20 dagar då planerat inspektionsarbete av anläggningen utfördes.

Trots att de återstående reserverna inte har redovisats för Gaupefältet producerar fältet av och till när de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma. Gaupefältets produktion för året uppgick till 300 boepd, netto.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
Ivar Aasen enheten	Ivar Aasen	1,385%	Aker BP	Maj 2013	183 MMboe	Produktionsstart december 2016	67 Mboepd
Johan Sverdrup enheten	Johan Sverdrup	22,60%	Statoil	Augusti 2015	1,9 – 3,0 miljarder boe	Slutet av 2019	660 Mboepd

Ivar Aasen

Produktion från Ivar Aasenfältet startade den 24 december 2016. Produktionen förväntas trappas upp under 2017 enligt det kommersiella avtalet med värdplattformen Edvard Grieg och upptrappning sker för närvarande från tre borrhningar.

Johan Sverdrup

Utbyggnaden Johan Sverdrup fortgår enligt plan och majoriteten av avtalen för Fas 1 har nu tilldelats, vilket har resulterat i att den sammanlagda kostnaden för projektet har minskat jämfört med den ursprungliga uppskattningen. Konstruktionsarbete för Fas 1 påbörjades under 2015 och slutförandet av hela projektet fortgår enligt plan.

Konstruktion av tre stålunderställ har påbörjats vid Kværners varv på den norska västkusten och ett vid Dragados varv i Spanien. Aibel och Kværner/KBR arbetar för närvarande med konstruktionen av borrh- och boendeplattformarna i Norge och Samsung Heavy Industries påbörjade konstruktionen av stigrörs- och processplattformarna i Korea under det tredje kvartalet. Kontrakt för inköp och tillverkning av dessa plattformar tilldelades Aker Solutions. Dessutom pågår ingenjörsarbete på kraftförsörjningssystemet från land vid Haugsneset i Norge. Förborrning av utbyggnadsborrningar startade i mars 2016 och åtta utbyggnadsborrningar har hittills slutförts, vilket är tidigare än planerat.

Kontrakt för de tunga lyft som ska göras i samband med installationen av tre av processdäcken har ingåtts med Allseas och kontrakt för borrhningar har tilldelats Odfjell Drilling. Rosenberg WorleyParsons har tilldelats kontrakt för konstruktion av de tre bryggor som sammanlänkar plattformarna och för två gasförbränningsstorn. I oktober 2016 tilldelades Aker Solutions kontrakt för modifieringsarbete vid Mongstad oljeterminal.

När planen för utbyggnad och drift för Fas 1 lämnades in i februari 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för Fas 1 till 123 miljarder NOK (nominellt). När de flesta stora kontrakt nu har tilldelats har den senaste kostnadsberäkningen, som offentliggjordes av Statoil under det tredje kvartalet 2016, reducerats till 99 miljarder NOK (nominellt), vilket motsvarar en minskning om cirka 20 procent. Beräkningen baseras på en fast växelkurs om 6 NOK per USD och exkluderar ytterligare valutakursdifferenser som uppkommer vid en omräkning till USD. Produktion från Fas 1 av utbyggnaden beräknas starta i slutet av 2019. Produktionskapaciteten för Fas 1 uppskattades ursprungligen till mellan 315 000 och 380 000 bopd, brutto. Åtgärder för att få bort flaskhalsar har medfört att processkapaciteten för Fas 1 kommer att öka till 440 000 bopd. Utöver detta tillkommer ytterligare kapacitet för gas.

Planen för utbyggnad och drift för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnadskoncept för hela fältet, vilket innefattar en förväntad platåproduktion för hela fältet om 660 000 bopd. Under det tredje kvartalet meddelade Statoil en ökning av resurserna till mellan 1,9 och 3,0 miljarder boe, brutto varav 95 procent är olja.

Statoil reviderade också ner utbyggnadsutgifterna för hela fältet (Fas 1 och Fas 2) under det tredje kvartalet 2016, från tidigare uppskattning om mellan 160 och 190 miljarder NOK till mellan 140 och 170 miljarder NOK (realt 2016), till följd av besparingar hänförliga till Fas 1 och optimering av konceptet för anläggningarna för Fas 2. Produktion från Fas 2 förväntas starta under 2022.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2016

Licens	Operatör	I.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL609	Lundin Petroleum	40%	Återupptagande av 7220/11-3 (Alta-3)	Juli 2016	Avslutad september 2016

Under året slutförde Lundin Petroleum borrning och test av utvärderingsborrning Alta-3 med borrarnummer 7220/11-3A med framgång (återupptagande av borrning 7220/11-3 som inte slutfördes under 2015). Målet med återupptagandet av Alta-3 var att göra borrningen djupare för att ytterligare utvärdera kvaliteten på karbonatreservoarerna från permperioden genom vatteninjiceringstester samt att utföra ett produktionstest i det grundare gasområdet. Två injiceringstester utfördes i karbonatreservoaren under kontakten mellan olja och vatten och påvisade god till mycket god reservoärkvalitet i formationerna Falk och Ørn. Ett produktionstest utfördes i gasområdet i reservoarsektionen från tidig triasperiod och producerade på en maxnivå om 21 miljoner kubikfot gas per dag genom en 64/64 tums ventil.

Bokslutsrapport 2016

Den ursprungliga borrhningen Alta-3 påträffade en kolvätekolonn om 120 meter, brutto och samtliga tre borrhningar som hittills har utförts på Alta har påvisat tryckkommunikation.

Under året ingick Lundin Petroleum ett riggkontrakt med Ocean Rig för hyra av den halvt nedsänkbara riggen Leiv Eiriksson för det utvidgade utvärderings- och prospekteringsprogrammet i södra Barents hav. Kontraktet omfattar fem bekräftade borrhningar och optioner om ytterligare borrhningar. Riggen kommer att genomföra samtliga borrhningar i södra Barents hav som ingår i borrhprogrammet 2017 för vilka Lundin Petroleum är operatör.

2017 års utvärderingsprogram kommer att bestå av tre utvärderingsborrhningar. En borrhning kommer att utföras på den västra sidan av Edvard Griegfältet i PL338 (l.a. 65%) med målsättning att nå bruttoresurser om 30 MMboe. De återstående två borrhningarna kommer att utvärdera Alta- och Gohtafyndigheterna på Loppahöjden i södra Barents hav, en på den centrala delen av Gohtafyndigheten i PL492 (l.a. 40%) och en på den centrala delen av Altafyndigheten i PL609 (l.a. 40%).

Prospektering

Borrhprogram för prospektering 2016

Licens	Borrhning	Start datum	Mål	l.a.	Operatör	Resultat
Utsirahöjden						
PL544	16/4-10	Januari	Fosen	40%	Lundin Petroleum	Torr
Södra Barents hav						
PL609	Återupptagande av 7220/6-2-R	Oktober	Neiden	40%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet
PL533	7219/12-1	November	Filicudi	35%	Lundin Petroleum	Pågående

Borrhningen av Lorry i PL700 i Norska havet, som påbörjades i november 2015, påträffade inte den förväntade reservoaren och meddelades i januari 2016 som en torr borrhning.

I mars 2016 meddelades borrhningen av Fosen i PL544 i Nordsjön som torr. Borrhningen, som genomfördes strax söder om Luno II, påträffade en reservoarsekstion om 160 meter som var vattenbemängd med förekomst av olja.

I november 2016 meddelades en fyndighet på Neidenstrukturen i PL609 i södra Barents hav. Borrhningen genomfördes cirka 60 km nordöst om Altafyndigheten och påträffade en karbonatreservoar från permperioden med en kolvätekolonn om 31 meter, varav 21 meter var olja och 10 meter gas. Fyndigheten uppskattas innehålla betingade resurser om mellan 25 och 60 MMboe, brutto.

Under 2017 kommer Lundin Petroleum att genomföra fem prospekteringsborrhningar offshore Norge. Tre av dessa borrhningar kommer att utföras i Barents hav och den första pågår för närvarande på Filicudistrukturen i PL533 (l.a. 35%). De resterande två borrhningarna planeras i södra Barents hav, varav en med målsättning att nå Børselvstrukturen i PL609, belägen norr om Alta- och Neidenfyndigheterna i samma geologiska förlängning. Denna borrhning förutsätter dock partners godkännande. Den andra borrhningen har som målsättning att nå en del av de grundare områdena inom den stora Korpffjellstrukturen i PL859 (l.a. 15%) i östra Barents hav som antas innehålla flera miljarder fat stora prospekteringsresurser, brutto. En borrhning kommer att genomföras väster om Volundfältet i PL150 (l.a. 35%) och en i vad som är en möjlig utvidgning av Johan Sverdrupfältet (l.a. 22,6%) mot norr.

Licenstilldelningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

I januari 2016 offentliggjorde det norska olje- och energidepartementet tilldelning av licenser i 2015 års APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades fyra licenser, varav två som operatör i PL815 och PL830 (båda med l.a. 40%) och två utan operatörskap i PL678SB och PL831 (båda med l.a. 20%). I maj 2016 offentliggjordes tilldelning av licenser i den 23:e norska licensrundan för Barents hav och Lundin Petroleum tilldelades fem licenser, varav tre som operatör, två i PL851 och PL609C (båda med l.a. 40%) i Loppahöjdsområdet och en i PL853 (l.a. 60%) i Hoopområdet. Två licenser utan operatörskap tilldelades i PL857 och PL859 (l.a. 20% respektive 15%) i östra Barents hav.

Under året återlämnade Lundin Petroleum PL438, PL519, PL544, PL555, PL631, PL673, PL674, PL708, PL741 och PL779.

I januari 2017 meddelade det norska olje- och energidepartementet tilldelade licenser i 2016 års APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades fyra licenser, varav två som operatör i PL902 (l.a. 50%) och PL886 (l.a. 40%) och två utan operatörskap i PL896 och PL869 (båda med l.a. 20%).

Sydostasien

Malaysia

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Bertam	75%	8,6	8,3	5,5	9,3

Malaysiska halvön

Produktionen från Bertamfältet i block PM307 (l.a. 75%) för året om 8 600 boepd, netto var över förväntan och fältet hade en driftstid om 99 procent. Bertamfältet har producerat från 11 borrhningar sedan mitten av oktober 2015 och ytterligare en borrhning, A15, började producera i juni 2016. Resultatet från A15-borrhningen var enligt förväntat samtidigt som produktionen påverkades av anläggningsbegränsningar. Fältets totala resultat för året var över förväntan till följd av bättre reservoarprestanda men reducerades något av att två borrhningar driftsstoppats för byte av elektriska undervattenspumpar och av produktionsstopp vid flyttningar av borrhigen. Avtalet för borrhigen West Prospero upphörde i slutet av maj 2016. Till följd av de utmärkta resultaten på Bertamfältet sedan produktionsstart har de slutliga utvinningsbara reserverna ökats från 16,9 MMboe till 19,6 MMboe, brutto.

I slutet av 2016 beslutade Lundin Petroleum att inte längre inkludera gasfyndigheten Tembakau i PM307 som uppgick till 28,9 MMboe, netto i sina betingade resurser. För mer information, se avsnittet finansiell översikt.

Lundin Petroleum återlämnade PM308A och PM319 under året.

Sabah, östra Malaysia

Lundin Petroleum slutförde borrhningen av Imbok i block SB307/308 (l.a. 65%) i början av januari 2016. Borrhningen påträffade endast förekomst av olja i sand från miocenepreperioden och pluggades igen och lämnades som en torr borrhning. Efter borrhningen av Imbok flyttades borrhigen till Bambazonstrukturen, också belägen i block SB307/308, där borrhningen påträffade ett oljeförande sandlager om cirka 15 meter, netto med förekomst av olja. Ingen rörlig olja kunde dock utvinnas från provtagningen och borrhningen pluggades igen och lämnades som en torr borrhning. Borrhigen West Prospero flyttades därefter till Maliganstrukturen i block SB307/308 där gas påträffades men borrhningen pluggades igen och lämnades som torr.

I slutet av 2016 beslutade Lundin Petroleum att inte längre inkludera gasfyndigheterna i SB303 (l.a. 55%) som uppgick till 31,8 MMboe, netto i sina betingade resurser.

Utfarmningsavtal

Lundin Petroleum ingick ett utfarmningsavtal med Dyas i december 2015, i enlighet med vilket Lundin Petroleum har överfört en licensandel om 20 procent i block SB307/308 (l.a. 65% efter utfarmning) och en licensandel om 20 procent i block SB303 (l.a. 55% efter utfarmning), offshore Sabah i östra Malaysia. Dessutom avyttrade Lundin Petroleum en licensandel till Dyas som utgjorde 15 procent i block PM328 (l.a. 35% efter utfarmning), offshore Malaysiska halvön.

Avbruten försäljning av FPSO

Den 22 januari 2016 meddelade Lundin Petroleum att avtal ingåtts om försäljning av Bertam FPSO:n till M3nergy Investment Ltd (M3nergy), ett helägt dotterbolag till M3nergy Berhad of Malaysia. Transaktionen var villkorad av att M3nergy säkrade finansiering inom en viss tidsram. Då M3nergy ej kunnat säkra nödvändig finansiering blev försäljningen avbruten.

Indonesien

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Singa	25,9%	0,5	–	1,6	1,4

I april 2016 slutförde Lundin Petroleum försäljningsavtalet med PT Medco Energi Internasional TBK (Medco) avseende verksamheten i Indonesien till en kontant ersättning om 22 MUSD. Avtalet trädde i kraft den 1 oktober 2015. Tillgångarna i Indonesien som såldes till Medco omfattar en licensandel utan operatörskap i det producerande gasfältet Singa. Lundin Petroleum kan komma att erhålla vissa villkorade ersättningar hänförliga till framtida produktion från gasfältet Singa och upphörde att rapportera produktion från Singa från och med den 28 april 2016.

Kontinentaleuropa

Bokslutsrapport 2016

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Frankrike					
– Paris Basin	100% ¹	2,2	2,1	2,3	2,2
– Aquitaine	50%	0,4	0,5	0,4	0,3
Nederländerna	flera	1,6	1,4	1,8	1,7
		4,2	4,0	4,5	4,2

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionen från Frankrike för året om 2 600 boepd, netto var något över förväntan. Goda produktionsresultat har uppnåtts från fältet Vert la Gravelle (l.a. 100%) i Paris Basin och även fälten i Aquitaine Basin har producerat bra under året.

Nederländerna

Produktionen från Nederländerna för året om 1 600 boepd, netto var över förväntan.

Borringen Langezwaag-3 (l.a. 7,75%) i Gorredijklicensen genomfördes under det tredje kvartalet 2016 och började producera i november 2016.

Utbyggnadsborringen K5-F3 har slutförts och började producera under det tredje kvartalet 2016. Sidospårsborringen F3-B106 påbörjades i december 2016 och pågår för närvarande. Installation av kompressionssystem på plattformen E17a genomfördes och startades med framgång under det fjärde kvartalet 2016.

Under 2017 planerar Lundin Petroleum att genomföra utbyggnadsborringen A6 i fältet E17a-A (l.a. 1,2%), offshore och prospekteringsborringen Nieuwehorne-1 i Gorredijklicensen (l.a. 7,75%), onshore.

Ryssland

Under året återlämnades Laganskyblockets prospekteringsområde runt Morskayafältet (l.a. 70%).

I slutet av 2016 beslutade Lundin Petroleum att inte längre inkludera oljefyndigheten Morskaya som uppgick till 110,1 MMboe, netto i sina betingade resurser. För mer information, se avsnittet finansiell översikt.

Samhällsansvar

Lundin Petroleum rapporterade under året fem incidenter för uppdragstagare, vilket resulterar i en frekvens för incidenter med förlorad arbetstid om 0,72 per miljon arbetade timmar och en total frekvens för rapporterbara incidenter om 2,53. Detta är en klar förbättring jämfört med 2015 då motsvarande siffror var 1,76 respektive 3,71. I februari 2016 inträffade en tragisk dödsolycka offshore Malaysia då en uppdragstagare utförde reparationsarbete på Bertam FPSO:ns pipeline för export. En grundlig utredning genomfördes och uppföljningsåtgärder implementerades. Två mindre incidenter med förlorad arbetstid som följd rapporterades i verksamheten i Frankrike under februari och april 2016. Två incidenter som resulterade i begränsad arbetsförmåga rapporterades i verksamheten i Frankrike och Norge i november 2016.

I maj 2016 publicerade Lundin Petroleum sin första hållbarhetsrapport i enlighet med Global Reporting Initiative (GRI) G4:s riktlinjer, för att tillhandahålla mer kvalitativ och kvantitativ hållbarhetsdata. Rapporten finns tillgänglig på www.lundin-petroleum.com.

I juni 2016 rapporterade Lundin Petroleum till Carbon Disclosure Project (CDP) om bolagets klimatstrategi och växthusgasutsläpp för 2015.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2016 som avslutades den 31 december 2016 uppgick till -499,3 MUSD (-866,3 MUSD). Årets förlust beror till största delen på nedskrivningar om 548,6 MUSD för året. Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare för året uppgick till -356,7 MUSD (-861,7 MUSD), motsvarande resultat per aktie om -1,09 USD (-2,79 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 902,6 MUSD (384,7 MUSD) för året, motsvarande EBITDA per aktie om 2,77 USD (1,24 USD). Operativt kassaflöde för året uppgick till 1 010,8 MUSD (699,6 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 3,10 USD (2,26 USD).

Koncernförändringar

Den 28 april 2016 slutförde Lundin Petroleum försäljningen av verksamheten i Indonesien, inklusive gasfältet Singa där Lundin Petroleum inte var operatör.

Edvard Griegtransaktionen

Transaktionen för att förvärva en ytterligare 15-procentig licensandel i Edvard Griegfältet och andelar i tillhörande pipelines från Statoil ASA slutfördes den 30 juni 2016 och trädde i kraft från och med den 1 januari 2016. Lundin Petroleum emitterade 27 580 806 nya Lundin Petroleumaktier som ersättning för förvärvet av tillgångarna, baserat på en överenskommen aktiekurs om 138 SEK per aktie och en växelkurs för SEK/USD om 8,098, vilket motsvarade en ersättning om 470,0 MUSD per den 1 januari 2016. Transaktionen redovisades per bokslutsdagen i enlighet med IFRS3 Business Combinations. Det är ett krav enligt den ändrade IFRS11 Joint Arrangements som ger vägledning om hur redovisning skall ske vid förvärv av andelar i gemensam verksamhet (joint operations) som utgör en rörelse. Produktionen och det finansiella utfallet från ökningen av licensandelen har redovisats från och med den 1 juli 2016.

En sammanställning av de förvärvade nettotillgångarna per balansdagen framgår av tabellen nedan:

Belopp i MUSD	30 juni 2016
Tillgångar	
Olje- och gastillgångar	456,1
Goodwill	128,1
Likvida medel	25,9
Summa förvärvade tillgångar	610,1
Skulder	
Uppskjuten skatt	111,0
Avsättning för återställningskostnader	24,2
Rörelsekapital	10,4
Summa förvärvade skulder	145,6
Förvärvade nettotillgångar	464,5

Not: Beloppen ovan har varit föremål för slutliga justeringar.

I enlighet med den norska petroleumskattelagen är köpeskillingen beräknad efter skatt och den uppskjutna skatteskulden som återstår har överförts från Statoil ASA till Lundin Petroleum. Lundin Petroleum har därmed inte rätt att göra något ytterligare skatteavdrag för ersättningen som betalats utöver det skattemässiga värdet på tillgången. I enlighet med IAS12 inkomstskatt redovisades en uppskjuten skatteskuld om 128,1 MUSD. Den beräknades på skillnaden mellan det verkliga värdet och det skattemässiga värdet på tillgången per den 30 juni 2016 och motbokningen utgörs av goodwill. Denna goodwill ingår fortsättningsvis i nedskrivningstestet av Edvard Grieg.

Lundin Petroleum överförde dessutom 2 miljoner egna aktier och emitterade 1 735 309 nya aktier till Statoil ASA för en kontant ersättning om 544,1 MSEK (64,1 MUSD).

Bokslutsrapport 2016

Intäkter

Intäkter för året uppgick till 1 159,9 MUSD (569,3 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överruttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för året uppgick till 1 166,5 MUSD (521,0 MUSD), netto. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 42,40 USD (50,71 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för året uppgick till 43,73 USD (52,39 USD) per fat.

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

Försäljning	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Genomsnittspris per boe i USD				
Försäljning olja				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	20 654,5	7 036,6	5 939,4	999,5
– Genomsnittspris per boe	43,61	49,63	52,97	43,63
Frankrike				
– Kvantitet i Mboe	907,0	187,7	971,4	203,0
– Genomsnittspris per boe	43,98	51,44	52,07	36,00
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	1,2	–	1,2	–
– Genomsnittspris per boe	33,54	–	50,20	–
Malaysia				
– Kvantitet i Mboe	2 787,8	793,9	1 455,6	612,8
– Genomsnittspris per boe	45,13	51,01	48,92	44,01
Summa försäljning olja				
– Kvantitet i Mboe	24 350,5	8 018,2	8 367,6	1 815,3
– Genomsnittspris per boe	43,80	49,81	52,16	42,91
Försäljning gas och NGL				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	2 352,1	658,5	745,7	176,0
– Genomsnittspris per boe	30,94	37,41	44,21	36,23
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	580,4	141,2	633,3	159,4
– Genomsnittspris per boe	27,04	31,11	38,88	33,60
Indonesien				
– Kvantitet i Mboe	178,2	–	527,7	115,0
– Genomsnittspris per boe	52,02	–	50,99	51,49
Summa försäljning gas och NGL				
– Kvantitet i Mboe	3 110,7	799,7	1 906,7	450,4
– Genomsnittspris per boe	31,42	36,29	44,31	39,19
Summa försäljning				
– Kvantitet i Mboe	27 461,2	8 817,9	10 274,3	2 265,7
– Genomsnittspris per boe	42,40	48,58	50,71	42,17

Tabellen ovan exkluderar 47 449 fat råolja som köpts från bolag utanför den egna koncernen och sålts av Lundin Petroleum Marketing SA på den externa marknaden.

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålde volymer kan avvika från producerade volymer under en period beroende på permanenta skillnader och tidsskillnader. Permanenta skillnader uppkommer som ett resultat av royaltybetalningar som gjorts i sak samt av produktionsdelningskontrakt. Tidsskillnader kan uppkomma på grund av under- och överutttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överruttagsposition uppgick till en kostnad om 28,9 MUSD (25,6 MUSD, intäkt) under året, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 22,3 MUSD (22,7 MUSD) för året och inkluderade leasingintäkter för Bertam FPSO:n, en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för året till 227,5 MUSD (150,3 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Utvinningskostnader				
– i MUSD	166,0	41,2	121,1	32,8
– i USD per boe	6,25	5,38	10,27	9,31
Tariff- och transportkostnader				
– i MUSD	37,9	8,0	11,8	3,7
– i USD per boe	1,43	1,03	1,00	1,05
Royalty och direkta skatter				
– i MUSD	3,3	0,8	3,5	0,9
– i USD per boe	0,12	0,10	0,29	0,25
Verksamhetskostnader				
– i MUSD	207,2	50,0	136,4	37,4
– i USD per boe	7,80	6,51	11,56	10,61
Förändringar i lager				
– i MUSD	-1,8	2,2	-12,6	-6,8
– i USD per boe	-0,07	0,30	-1,07	-1,94
Övrigt				
– i MUSD	22,1	6,1	26,5	5,1
– i USD per boe	0,83	0,80	2,25	1,46
Totala produktionskostnader				
– i MUSD	227,5	58,3	150,3	35,7
– i USD per boe	8,56	7,61	12,74	10,13

Not: USD per boe beräknas som kostnaden dividerat med den totala producerade volymen för perioden.

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 166,0 MUSD (121,1 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden är främst hänförlig till Edvard Griegfältet som startade produktion i november 2015. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 151,7 MUSD (102,7 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt.

Utvinningskostnaderna för året uppgick till 6,25 USD (10,27 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Exklusive verksamhetsrelaterade projekt uppgick utvinningskostnaderna till 5,71 USD (8,71 USD) per fat. Detta var lägre än uppskattningen som meddelades i samband med det tredje kvartalet om 6,50 USD respektive 5,85 USD per fat.

Tariff- och transportkostnader för året uppgick till 37,9 MUSD (11,8 MUSD). Ökningen i förhållande till jämförelseperioden beror främst på Edvard Griegfältet.

Övriga kostnader uppgick till 22,1 MUSD (26,5 MUSD) och var främst hänförliga till kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Avtalet värderas till verkligt värde till terminskursen på olja och till följd av den låga kursen vid slutet av 2015 redovisades en tillgång per den 31 december 2015. Tillgången skrivs av i resultaträkningen över avtalets återstående löptid.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 471,4 MUSD (260,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Avskrivningarna hänförliga till olje- och gastillgångar uppgick till 473,9 MUSD (258,0 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 17,84 USD (21,88 USD) per fat. De högre avskrivningarna jämfört med föregående år är hänförliga till Edvard Griegfältet men kompenseras till viss del av en lägre avskrivning för Brynhildfältet till följd av nedskrivningen av det bokförda värdet vid slutet av 2015. Återföringen av återställningskostnaderna som redovisades i resultaträkningen för året uppgick till 2,5 MUSD (2,6 MUSD kostnad) och var hänförliga till en minskning av de uppskattade återställningskostnaderna för Gaupefältet i Norge.

Avskrivningar av övriga tillgångar uppgick under året till 31,1 MUSD (23,7 MUSD) och var hänförliga till Bertam FPSO:n, som har skrivits av från och med april 2015.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 116,1 MUSD (184,1 MUSD) för året och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under året kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Norge om 101,9 MUSD, främst hänförliga till prospekteringsborrningarna i PL700 (Lorry), PL544 (Fosen) och PL609 (Neiden) som bedömdes som icke-kommersiella. Dessutom kostnadsfördes prospekteringsutgifter i Malaysia om 13,1 MUSD, till följd av borrningarna Bambazon och Maligan i SB307/308 som slutfördes utan framgång.

Nedskrivningar

Icke-kassaflödespåverkande nedskrivningar som kostnadsförts uppgick till 632,1 MUSD (737,0 MUSD) för året, till följd av ett beslut om att inte längre inkludera gasfyndigheterna i Sabahområdet, offshore östra Malaysia, gasfyndigheten Tembakau i PM307, offshore Malaysiska halvön samt oljefyndigheten Morskaya i Kaspiska havet i Ryssland i de betingade resurserna. Ledningen har bedömt att någon utbyggnad av dessa fyndigheter inte är sannolik inom den närmaste framtiden. En nedskrivning om 506,1 MUSD, före skatt och en uppskjuten skatteintäkt om 83,5 MUSD redovisades i resultaträkningen avseende verksamheten i Ryssland, vilket innebar en nedskrivning efter skatt om 422,6 MUSD, netto. En nedskrivning om 126,0 MUSD utan tillhörande skatteintäkt redovisades i resultaträkningen avseende verksamheten i Malaysia.

Övriga rörelsekostnader

Övriga rörelsekostnader uppgick till 2,1 MUSD (– MUSD) för året och var hänförliga till inköp av råolja från tredje part som såldes på marknaden tillsammans med koncernens egen olja.

Försäljning av tillgångar

Försäljning av tillgångar medförde en förlust om 3,5 MUSD (– MUSD) för året och var hänförlig till försäljningen av bolagets verksamhet i Indonesien som slutfördes den 28 april 2016 och trädde i kraft den 1 oktober 2015. Tillgångarna såldes för en kontant ersättning om 22 MUSD.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 31,9 MUSD (39,5 MUSD) och innehöll en kostnad om 4,6 MUSD (7,1 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 4,3 MUSD (5,2 MUSD) för året.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 22,6 MUSD (7,4 MUSD) och beskrivs i not 4.

Valutakursvinsten uppgick till 15,0 MUSD, netto för året (507,3 MUSD förlust). Valutakursförändringar uppkommer på betalningstransaktioner i utländsk valuta och på omvärdering av rörelsekapital och lånebalanser till den på balansdagen gällande valutakursen, när dessa monetära tillgångar och skulder innehas i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollar. Under året uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 29,1 MUSD (132,7 MUSD), netto.

Valutakursförlusterna för det fjärde kvartalet 2016 uppgick till 215,9 MUSD (129,2 MUSD), netto, till följd av att US dollar förstärktes mot Euron och den norska kronan, vilket helt kompenserade den valutakursvinst som redovisades i slutet av föregående kvartal.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 225,4 MUSD (617,9 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för året uppgick till 137,3 MUSD (71,4 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge aktiverades under året till ett belopp om 23,4 MUSD (40,2 MUSD). De totala räntekostnaderna har ökat i förhållande till föregående år främst på grund av ökad upplåning för att finansiera investeringar. Räntesäkringsavtalen resulterade i en förlust om 19,5 MUSD (6,9 MUSD) och ökningen i förhållande till föregående år beror på den högre fasta räntan som säkrats under 2016 jämfört med 2015.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 43,2 MUSD (12,4 MUSD) för året och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av koncernens nya kreditfacilitet och den norska kreditfaciliteteten för prospektering, som skrivs av över faciliteternas nyttjandetid. Den ej avskrivna delen av de aktiverade finansieringsavgifterna som redovisades i samband med upprättandet av de tidigare kreditfaciliteterna och den kortfristiga revolverande kreditfaciliteten uppgick till 22,3 MUSD och kostnadsfördes under det andra kvartalet 2016.

Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 59,3 MUSD (570,1 MUSD) för året.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 80,6 MUSD (280,6 MUSD) för året, av vilken 78,9 MUSD (283,3 MUSD) var hänförlig till skatteåterbetalningen för prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 21,3 MUSD (289,5 MUSD intäkt) för året och inkluderade en uppskjuten skattekostnad om 98,5 MUSD avseende verksamheten i Norge, främst hänförlig till skillnaden mellan skattemässiga och bokföringsmässiga avskrivningar. En uppskjuten skatteintäkt om 83,5 MUSD redovisades också för det fjärde kvartalet 2016, hänförlig till nedskrivningen i den ryska verksamheten.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för året påverkas av resultatposter som inte är skattemässigt avdragsgilla fullt ut, såsom de redovisade nedskrivningarna, prospekteringskostnaderna i Malaysia och av 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

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för året till en förlust om -142,6 MUSD (-4,6 MUSD förlust), netto och var främst hänförligt till andelen som ägs av innehavare utan bestämmande inflytande i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 376,4 MUSD (4 015,4 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter för året beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Norge	877,1	258,0	880,7	219,0
Malaysia	15,2	-0,2	130,1	-4,6
Frankrike	2,8	0,9	16,9	1,0
Nederländerna	2,5	0,4	2,7	0,7
Indonesien	0,1	—	-1,1	-0,5
	897,7	259,1	1 029,3	215,6

Under året har ett belopp om 877,1 MUSD (880,7 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Johan Sverdrup och Edvard Grieg. Under året har ett belopp om 15,2 MUSD (130,1 MUSD) redovisats i Malaysia, främst hänförligt till utbyggnadsborrningen A15 på Bertamfältet.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter Belopp i MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Norge	142,1	51,8	370,2	101,5
Malaysia	14,2	-6,4	33,3	25,8
Frankrike	0,3	—	0,4	—
Ryssland	1,4	0,5	5,3	1,2
Indonesien	0,3	0,3	3,1	—
Nederländerna	0,1	—	1,5	0,1
	158,4	46,2	413,8	128,6

Under året har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 142,1 MUSD (370,2 MUSD) i Norge, främst hänförliga till prospekteringsborrningarna Neiden i PL609 och Filicudi i PL533, vilka genomförts under det fjärde kvartalet 2016 samt till utvärderingsborrningen Alta-3 i PL609 och prospekteringsborrningarna Fosen i PL544 och Lorry i PL700. I Malaysia redovisades under året ett belopp om 14,2 MUSD (33,3 MUSD), främst hänförligt till borrningarna Bambazon och Maligan i block SB307/308. Intäkten som redovisades i Malaysia för det fjärde kvartalet 2016 var främst hänförligt till en betalning som erhållits för utfarmning.

Bokslutsrapport 2016

Dessutom ökade olje- och gastillgångarna per den 30 juni 2016 med 456,1 MUSD, till följd av att den 15-procentiga licensandelen i Edvard Griegfältet förvärvades från Statoil.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 166,1 MUSD (204,3 MUSD) och inkluderade det bokförda värdet för Bertam FPSO:n.

Goodwill hänförlig till redovisningen av Edvard Griegtransaktionen uppgick till 128,1 MUSD (– MUSD) och beskrivs i avsnittet om Edvard Griegtransaktionen ovan.

Finansiella tillgångar uppgick till 9,4 MUSD (10,7 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 8,9 MUSD (4,1 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 13,5 MUSD (13,4 MUSD) och var främst hänförliga till nedskrivningen av Bertamfältet i Malaysia som redovisades vid slutet av 2015 som har fått till följd att det avskrivningsbara skattemässiga värdet är högre än det bokförda värdet.

Derivatinstrument uppgick till 17,0 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när de utestående räntesäkringskontrakten som förfaller efter tolv månader har värderats till verkligt värde.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 54,9 MUSD (45,6 MUSD) och inkluderade kolvätelager, borrarutrustning och operativ utrustning i främst Norge och Malaysia.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 288,9 MUSD (159,3 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar uppgick till 193,4 MUSD (35,2 MUSD), varav inga har förfallit till betalning. Underuttag uppgick till 28,9 MUSD (26,5 MUSD) och var främst hänförliga till underuttagspositioner vid de producerande fälten Edvard Grieg och Brynhild i Norge. Fordringar på joint operations, uppgick till 31,2 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 29,4 MUSD (29,5 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 3,0 MUSD (14,7 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden för Brynhildfältet varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 3,0 MUSD (5,0 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Derivatinstrument uppgick till 0,8 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till vinsten som uppkommer när utestående räntesäkringskontrakt som förfaller inom tolv månader har värderats till verkligt värde.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 77,5 MUSD (264,7 MUSD), varav 76,9 MUSD var hänförliga till den norska skatteåterbetalningen för 2016 som kommer att erhållas under det fjärde kvartalet 2017.

Likvida medel uppgick till 69,5 MUSD (71,9 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 4 048,3 MUSD (3 834,8 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 4 145,0 MUSD (3 858,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens reservbaserade kreditfacilitet. Aktiverade finansieringsavgifter, som avsåg upprättandekostnader för kreditfaciliteterna uppgick till 96,7 MUSD (23,2 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas utnyttjandetid.

Avsättningar uppgick till 420,0 MUSD (379,9 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 407,1 MUSD (368,2 MUSD) och avsåg framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under året till följd av ytterligare åtaganden avseende utbyggnadsprojekt i Norge och 24,2 MUSD var hänförliga till den ytterligare 15-procentiga licensandelen i Edvard Griegfältet som förvärvades den 30 juni 2016. Betalning för infarmning uppgick till 5,5 MUSD (4,6 MUSD) och avsåg en avsättning för betalning för historiska kostnader för Bertamfältet i Malaysia.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 669,3 MUSD (542,6 MUSD), av vilka 621,3 MUSD (407,9 MUSD) var hänförlig till Norge och inkluderade en uppskjuten skatteskuld om 111,0 MUSD, netto som avsåg den ytterligare 15-procentiga licensandelen i Edvard Grieg. Avsättningen var främst hänförlig till skillnaden mellan bokfört och skattemässigt värde på olje- och gastillgångar. Uppskjutna skattefordringar nettoredovisas mot uppskjutna skatteskulder när de uppkommer inom samma land.

Derivatinstrument uppgick till 29,8 MUSD (48,4 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 33,8 MUSD (32,2 MUSD) och avsåg den till fullo gjorda konsolideringen av ett dotterbolag, i vilket ett bolag utan bestämmande inflytande har bidragit till finansieringen till förmån för LLC PetroResurs, Ryssland.

Kortfristiga skulder

Leverantörsskulder och andra skulder uppgick till 308,4 MUSD (349,9 MUSD) och beskrivs i not 12. Överuttag uppgick till 29,9 MUSD (— MUSD) och var främst hänförliga till en överuttagsposition på de producerande fälten i det större Alvheimområdet. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 238,8 MUSD (271,5 MUSD) och avsåg främst utbyggnads- och borraraktivitet i Norge. Övriga upplupna kostnader uppgick till 16,9 MUSD (23,7 MUSD) och övriga kortfristiga skulder uppgick till 9,5 MUSD (11,4 MUSD).

Derivatinstrument uppgick till 37,6 MUSD (66,1 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående ränte- och valutasäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 6,9 MUSD (4,8 MUSD) och avsåg den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -103,3 MSEK (-78,1 MSEK) för året.

I resultatet ingick administrationskostnader om 106,6 MSEK (89,6 MSEK) och finansiella kostnader om 0,5 MSEK, netto (finansiell intäkt om 2,8 MSEK, netto).

Den 30 juni 2016, efter godkännande från extra bolagsstämma, emitterade Lundin Petroleum 27 580 806 nya aktier till Statoil ASA som del av Edvard Griegtransaktionen. Bolaget emitterade också ytterligare 1 735 309 nya aktier och överförde 2 miljoner egna aktier till Statoil ASA för en kontant ersättning om 544,1 MSEK, baserat på en aktiekurs om 145,66 SEK per aktie. Dessa tre aktierelaterade transaktioner ökade bolagets aktiekapital/övrigt tillskjutet kapital med 4 533,8 MSEK.

Till följd av försäljningen av de 2 miljoner egna aktierna till Statoil ASA, innehar bolaget inga egna aktier per den 31 december 2016.

Ställda säkerheter till ett belopp om 6 740,3 MSEK (3 569,7 MSEK) var hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med kreditfaciliteten som ingicks av det helägda dotterbolaget Lundin Petroleum BV, se även avsnittet om likviditet nedan.

Transaktioner med närstående

Under året har koncernen genomfört transaktioner med närstående till marknadsmässiga villkor, vilka beskrivs nedan.

Sedan den 30 juni har koncernen sålt olja och därmed sammanhängande produkter till Statoil koncernen till ett belopp av 155,0 MUSD, till marknadsmässiga villkor.

Koncernen erhöll 0,3 MUSD (0,5 MUSD) från närstående i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade 0,4 MUSD (0,2 MUSD) till närstående i ersättning för erhållna tjänster.

Likviditet

I februari 2016 ersatte Lundin Petroleum sin existerande kreditfacilitet om 4,0 miljarder USD, vars avtalade belopp skulle ha minskats från och med juni 2016 och förfallit 2019, med en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om upp till 5,0 miljarder USD, med ett initialt avtalat belopp om 4,3 miljarder USD. Det avtalade beloppet har sedan ökat till 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 genererats 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 koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 31 december 2016 var 743,8 MUSD (422,9 MUSD) och representerade de bokförda nettotillgångarna i de pantsatta koncernbolagen, vilkas aktier är pantsatta som beskrivs i avsnittet om moderbolaget ovan.

I april 2015 ingick Lundin Petroleum en kreditfacilitet för prospektering om 4,5 miljarder NOK från tio internationella banker. Faciliteten är säkrad mot den skatteåterbetalning som Lundin Norway erhåller för prospekterings- och utvärderingsaktiviteter på den norska kontinentalsockeln och löper fram till slutet av 2016. Till följd av 2014 års skatteåterbetalning för prospektering i Norge som erhöles i december 2015 minskades facilitetens storlek till 2,15 miljarder NOK. Det utestående beloppet återbetalades i november 2016 då skatteåterbetalningen för prospektering erhöles och kreditfaciliteten avslutades den 31 december 2016.

I mars 2016 ingick Lundin Petroleum en revolverande kreditfacilitet om 300 MUSD för en period om sex månader med option att förlänga ytterligare tre månader. Denna facilitet avslutades med verkan från den 30 juni 2016, till följd av att det avtalade beloppet för koncernens reservbaserade kreditfacilitet om 5,0 miljarder ökades och Edvard Griegtransaktionen slutfördes.

Bokslutsrapport 2016

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petroliaam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas). Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden och andra kostnader hänförliga till vissa av dessa kontrakt och det utestående beloppet per den 31 december 2016 var 10,3 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

I januari 2017 förvärvade Lundin Petroleum ytterligare 17,8 miljoner aktier i ShaMaran Petroleums riktade nyemission (så kallad private placement) om 360 miljoner aktier till en aktiekurs om 0,10 CAD per aktie.

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).

Styrelsen kommer att föreslå till årsstämman att ingen utdelning skall betalas till aktieägarna för räkenskapsåret 2016.

Ersättningar

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2015 och i aktieägarinformationen inför årsstämman 2016, vilken finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2014, 2015 och 2016 års unit bonus program per den 31 december 2016 var 117 433 respektive 277 928 och 360 099.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2016 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2016 och kostnaden för 2016 redovisas från och med det andra halvåret 2016. Det totala antalet utestående rättigheter per den 31 december 2016 uppgick till 512 595 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2016, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 89,30 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen, beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2015 gäller från och med den 1 juli 2015 och det sammanlagda antalet utestående rättigheter per den 31 december 2016 uppgick till 684 372 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2015, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 91,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen.

Programmet för 2014 gäller från och med den 1 juli 2014 och summan av antalet utestående rättigheter per den 31 december 2016 uppgick till 602 554 och redovisas över en period om tre år från och med den 1 juli 2014, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. Varje rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarade det verkliga värdet vid datumet för tilldelningen.

Redovisningsprinciper

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

Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2015.

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 tillåter 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 inom verksamheten. Denna målsättning uppnås genom att skapa ett mandat och ett 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, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleums årsredovisning 2015.

Derivatinstrument

Lundin Petroleum har ingått valutasäkringskontrakt för att möta del av bolagets framtida kapitalbehov i NOK för utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Per den 31 december 2016 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
3 492,6 MNOK	423,6 MUSD	8,25 NOK: 1 USD	jan 2017 – dec 2017
3 493,0 MNOK	424,2 MUSD	8,23 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
1 672,4 MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

Under det fjärde kvartalet 2016 ingick Lundin Petroleum ytterligare räntesäkringskontrakt. Per den 31 december 2016 har Lundin Petroleum utestående räntesäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Genomsnittlig ränta per år	Likvidperiod
2 000	1,94%	jan 2017 – dec 2017
2 000	2,02%	jan 2018 – dec 2018
2 000	1,18%	jan 2019 – dec 2019

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

VALUTAKURSER

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

	31 dec 2016		31 dec 2015	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,4014	8,6200	8,0637	8,8090
1 USD motsvarar Euro	0,9037	0,9487	0,9012	0,9185
1 USD motsvarar Rubel	67,0692	60,9999	61,2881	74,1009
1 USD motsvarar SEK	8,5610	9,0622	8,4303	8,4408

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Intäkter	1	1 159,9	385,9	569,3	136,0
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-227,5	-58,3	-150,3	-35,7
Avskrivningar och återställningskostnader		-471,4	-136,5	-260,6	-84,0
Avskrivningar av övriga tillgångar		-31,1	-7,7	-23,7	-7,2
Prospekteringskostnader		-116,1	-45,8	-184,1	-67,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		-632,1	-632,1	-737,0	-737,0
Övriga rörelsekostnader		-2,1	—	—	—
Bruttoresultat	3	-320,4	-494,5	-786,4	-795,7
Försäljning av tillgångar		-3,5	—	—	—
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-31,9	-10,6	-39,5	-8,3
Rörelseresultat		-355,8	-505,1	-825,9	-804,0
Finansiella poster					
Finansiella intäkter	4	22,6	-209,1	7,4	5,7
Finansiella kostnader	5	-225,4	-48,0	-617,9	-162,7
		-202,8	-257,1	-610,5	-157,0
Resultat före skatt		-558,6	-762,2	-1,436,4	-961,0
Inkomstskatt	6	59,3	23,1	570,1	467,3
Periodens resultat		-499,3	-739,1	-866,3	-493,7
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare		-356,7	-599,9	-861,7	-492,5
Innehav utan bestämmande inflytande		-142,6	-139,2	-4,6	-1,2
		-499,3	-739,1	-866,3	-493,7
Resultat per aktie – USD ¹		-1,09	-1,76	-2,79	-1,59
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹		-1,09	-1,76	-2,79	-1,59

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Periodens resultat	-499,3	-739,1	-866,3	-493,7
Poster som kan omklassificeras till resultaträkningen:				
Valutaomräkningsdifferens	13,8	-8,2	-81,7	-14,7
Kassaflödessäkring	64,3	-45,2	6,9	5,6
Finansiell tillgång som kan säljas	5,3	3,5	-3,7	-0,9
Övrigt totalresultat efter skatt	83,4	-49,9	-78,5	-10,0
Totalresultat	-415,9	-789,0	-944,8	-503,7
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	-278,2	-650,8	-934,8	-499,6
Innehav utan bestämmande inflytande	-137,7	-138,2	-10,0	-4,1
	-415,9	-789,0	-944,8	-503,7

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 december 2016	31 december 2015
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 376,4	4 015,4
Övriga materiella anläggningstillgångar		166,1	204,3
Goodwill		128,1	—
Finansiella tillgångar	8	9,4	10,7
Uppskjutna skattefordringar		13,5	13,4
Derivatinstrument	13	17,0	—
Summa anläggningstillgångar		4 710,5	4 243,8
Omsättningstillgångar			
Lager		54,9	45,6
Kundfordringar och andra fordringar	9	288,9	159,3
Derivatinstrument	13	0,8	—
Kortfristiga skattefordringar		77,5	264,7
Likvida medel		69,5	71,9
Summa omsättningstillgångar		491,6	541,5
SUMMA TILLGÅNGAR		5 202,1	4 785,3
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-238,6	-498,2
Innehav utan bestämmande inflytande		-113,6	24,1
Summa eget kapital		-352,2	-474,1
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	4 048,3	3 834,8
Avsättningar	11	420,0	379,9
Uppskjutna skatteskulder		669,3	542,6
Derivatinstrument	13	29,8	48,4
Övriga långfristiga skulder		33,8	32,2
Summa långfristiga skulder		5 201,2	4 837,9
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	12	308,4	349,9
Derivatinstrument	13	37,6	66,1
Kortfristiga skatteskulder		0,2	0,7
Avsättningar	11	6,9	4,8
Summa kortfristiga skulder		353,1	421,5
Summa skulder		5 554,3	5 259,4
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 202,1	4 785,3

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	-499,3	-739,1	-866,3	-493,7
Justeringar för:				
Prospekteringskostnader	116,1	45,8	184,1	67,8
Avskrivningar och nedskrivningar	509,2	147,5	286,9	90,2
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	632,1	632,1	737,0	737,0
Aktuell skatt	-80,6	-15,5	-280,6	-75,1
Uppskjuten skatt	21,3	-7,6	-289,5	-392,2
Långsiktiga incitamentsprogram	15,6	6,3	15,2	3,6
Valutakursdifferenser	-44,1	218,1	374,6	105,0
Räntekostnader	137,3	30,5	71,3	24,3
Aktiverade finansieringsavgifter	43,2	5,1	12,4	3,1
Övriga	21,3	0,3	28,5	3,4
Erhållen ränta	2,3	1,8	6,1	5,7
Betald ränta	-153,7	-39,2	-110,1	-32,8
Erhållen/betald skatt	278,4	274,2	335,6	335,4
Förändringar i rörelsekapital	-220,9	-267,8	-193,7	-112,6
Summa kassaflöde från verksamheten	778,2	292,5	311,5	269,1
Kassaflöde från investeringar				
Investering i olje- och gastillgångar	-1 055,7	-304,9	-1 443,3	-344,4
Investering i övriga anläggningstillgångar	0,6	-0,7	-36,0	-1,5
Investering i dotterbolag	—	—	-0,1	—
Investering i övriga aktier och andelar	—	—	-3,7	—
Betalda återställningskostnader	-10,7	-0,6	-10,6	-1,0
Avyttring av anläggningstillgångar ¹	23,7	—	—	—
Övriga ²	25,8	-5,1	-0,5	—
Summa kassaflöde från investeringar	-1 016,3	-311,3	-1 494,2	-346,9
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	288,7	40,6	1 171,0	95,6
Betalda finansieringsavgifter	-114,3	—	-3,3	-0,1
Nyemission aktier/Försäljning av egna aktier ³	64,1	—	—	—
Summa kassaflöde från finansiering	238,5	40,6	1 167,7	95,5
Förändring av likvida medel	0,4	21,8	-15,0	17,7
Likvida medel vid periodens början	71,9	48,8	80,5	53,0
Valutakursdifferenser i likvida medel	-2,8	-1,1	6,4	1,2
Likvida medel vid periodens slut	69,5	69,5	71,9	71,9

¹ Kontant ersättning erhållen för försäljningen av verksamheten i Indonesien, vilken inkluderar betalning av rörelsekapital.

² Kontant ersättning erhållen vid slutförandet av Edvard Griegtransaktionen med Statoil ASA.

³ Kontant ersättning erhållen från Statoil ASA för ytterligare nyemitterade aktier och försäljning av egna aktier.

Koncernens förändringar i eget kapital

Expressed in MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare					Summa eget kapital
	Aktie - kapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
Balans per den 1 januari 2015	0,5	8,8	422,2	431,5	34,2	465,7
Totalresultat						
Periodens resultat	—	—	-861,7	-861,7	-4,6	-866,3
Övrigt totalresultat	—	-73,1	—	-73,1	-5,4	-78,5
Summa totalresultat	—	-73,1	-861,7	-934,8	-10,0	-944,8
Transaktioner med ägare						
Värde av tjänster från anställda	—	—	—	—	-0,1	-0,1
Investering i dotterbolag	—	—	5,1	5,1	—	5,1
Summa transaktioner med ägare	—	—	5,1	5,1	-0,1	5,0
Den 31 december 2015	0,5	-64,3	-434,4	-498,2	24,1	-474,1
Totalresultat						
Periodens resultat	—	—	-356,7	-356,7	-142,6	-499,3
Övrigt totalresultat	—	78,5	—	78,5	4,9	83,4
Summa totalresultat	—	78,5	-356,7	-278,2	-137,7	-415,9
Transaktioner med ägare						
Emittering av aktier/Försäljning av egna aktier	—	534,1	—	534,1	—	534,1
Värde av tjänster från anställda	—	—	3,7	3,7	—	3,7
Summa transaktioner med ägare	—	534,1	3,7	537,8	—	537,8
Den 31 december 2016	0,5	548,3	-787,4	-238,6	-113,6	-352,2

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1 – Intäkter MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Olja	1 068,8	399,4	436,5	77,9
Kondensat	14,7	4,9	0,6	0,2
Gas	83,0	24,1	83,9	17,5
Försäljning av olja och gas	1 166,5	428,4	521,0	95,6
	-28,9	-48,3	25,6	33,3
Övriga intäkter	22,3	5,8	22,7	7,1
Intäkter	1 159,9	385,9	569,3	136,0

Not 2 – Produktionskostnader MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Utvinningskostnader	166,0	41,2	121,1	32,8
Tariff- och transportkostnader	37,9	8,0	11,8	3,7
Direkta produktionsskatter	3,3	0,8	3,5	0,9
Förändring i lager	-1,8	2,2	-12,6	-6,8
Övriga	22,1	6,1	26,5	5,1
	227,5	58,3	150,3	35,7

Not 3 – Segmentinformation MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Norge				
Olja	901,0	349,2	314,6	43,6
Kondensat	14,3	4,9	—	—
Gas	58,5	19,8	33,0	6,4
Försäljning av olja och gas	973,8	373,9	347,6	50,0
Förändring i under- och överruttagsposition	-29,1	-48,6	25,9	33,6
Övriga intäkter	1,5	0,6	2,0	0,4
Intäkter	946,2	325,9	375,5	84,0
Produktionskostnader	-168,4	-39,8	-104,5	-23,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-386,2	-116,1	-158,9	-49,6
Prospekteringskostnader	-101,9	-44,1	-146,5	-31,2
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar	—	—	-526,0	-526,0
Bruttoresultat	289,7	125,9	-560,4	-546,2

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3 – Segmentinformation forts. MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Frankrike				
Olja	39,9	9,7	50,6	7,3
Försäljning av olja och gas	39,9	9,7	50,6	7,3
Förändring i under- och överruttagsposition	0,4	0,2	-0,2	-0,2
Övriga intäkter	1,2	0,3	1,5	0,4
Intäkter	41,5	10,2	51,9	7,5
Produktionskostnader	-20,5	-4,0	-25,1	-6,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-14,4	-3,7	-15,5	-3,5
Prospekteringskostnader	-0,1	-0,1	-0,6	—
Bruttoresultat	6,5	2,4	10,7	-2,3
Nederländerna				
Olja	—	—	0,1	—
Kondensat	0,4	—	0,6	0,2
Gas	15,2	4,3	24,0	5,2
Försäljning av olja och gas	15,6	4,3	24,7	5,4
Förändring i under- och överruttagsposition	-0,2	0,1	-0,1	-0,1
Övriga intäkter	1,7	0,4	1,8	0,5
Intäkter	17,1	4,8	26,4	5,8
Produktionskostnader	-9,9	-2,2	-12,0	-3,0
Avskrivningar och återställningskostnader	-9,7	-1,9	-10,7	-2,5
Prospekteringskostnader	-1,3	-1,3	-0,7	-0,3
Bruttoresultat	-3,8	-0,6	3,0	—
Malaysia				
Olja	125,8	40,5	71,2	27,0
Försäljning av olja och gas	125,8	40,5	71,2	27,0
Övriga intäkter	15,1	3,8	10,8	3,8
Intäkter	140,9	44,3	82,0	30,8
Produktionskostnader	-27,3	-12,3	-4,4	-1,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-61,1	-14,8	-66,4	-28,4
Avskrivningar av övriga tillgångar	-31,1	-7,7	-23,7	-7,2
Prospekteringskostnader	-13,1	—	-36,3	-36,3
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-126,0	-126,0	-191,8	-191,8
Bruttoresultat	-117,7	-116,5	-240,6	-234,2
Indonesien				
Gas	9,3	—	26,9	5,9
Försäljning av olja och gas	9,3	—	26,9	5,9
Övriga intäkter	—	—	—	—
Intäkter	9,3	—	26,9	5,9
Produktionskostnader	-1,4	—	-4,3	-1,7
Avskrivningar och återställningskostnader	—	—	-9,1	—
Prospekteringskostnader	-0,3	-0,3	—	—
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	-19,2	-19,2
Bruttoresultat	7,6	-0,3	-5,7	-15,0

Not 3 – Segmentinformation forts. MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Övrigt				
Olja	2,1	—	—	—
Försäljning av olja och gas	2,1	—	—	—
Övriga intäkter	2,8	0,7	6,6	2,0
Intäkter	4,9	0,7	6,6	2,0
Prospekteringskostnader	0,6	—	—	—
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar ¹	-506,1	-506,1	—	—
Övriga rörelsekostnader	-2,1	—	—	—
Bruttoresultat	-502,7	-505,4	6,6	2,0

¹ Nedskrivningar av olje- och gastillgångar är hänförliga till Ryssland.

Summa				
Olja	1 068,8	399,4	436,5	77,9
Kondensat	14,7	4,9	0,6	0,2
Gas	83,0	24,1	83,9	17,5
Försäljning av olja och gas	1 166,5	428,4	521,0	95,6
Förändring i under- och överruttagsposition	-28,9	-48,3	25,6	33,3
Övriga intäkter	22,3	5,8	22,7	7,1
Intäkter	1 159,9	385,9	569,3	136,0
Produktionskostnader	-227,5	-58,3	-150,3	-35,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-471,4	-136,5	-260,6	-84,0
Avskrivningar av övriga tillgångar	-31,1	-7,7	-23,7	-7,2
Prospekteringskostnader	-116,1	-45,8	-184,1	-67,8
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-632,1	-632,1	-737,0	-737,0
Övriga rörelsekostnader	-2,1	—	—	—
Bruttoresultat	-320,4	-494,5	-786,4	-795,7

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

Not 4 – Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Valutakursvinst, netto	15,0	-215,9	—	—
Ränteintäkter	2,3	1,8	6,1	5,6
Garanti-intäkter	0,4	0,2	0,7	—
Övriga	4,9	4,8	0,6	0,1
	22,6	-209,1	7,4	5,7

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 5 – Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Räntekostnader	137,3	30,5	71,4	24,4
Valutakursförlust, netto	—	—	507,3	129,2
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	19,5	4,7	6,9	1,6
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	15,2	4,5	10,0	2,5
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	43,2	5,1	12,4	3,1
Engagemangavgifter för lånefacilitet	9,3	2,9	7,7	1,0
Övriga	0,9	0,3	2,2	0,9
	225,4	48,0	617,9	162,7

Not 6 – Inkomstskatter MUSD	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Aktuell skatt	-80,6	-15,5	-280,6	-75,1
Uppskjuten skatt	21,3	-7,6	-289,5	-392,2
	-59,3	-23,1	-570,1	-467,3

Not 7 – Olje- och gastillgångar MUSD	31 dec 2016	31 dec 2015
Norge	4 055,7	2 987,5
Malaysia	130,6	301,6
Frankrike	171,0	187,0
Nederländerna	19,1	31,5
Ryssland	—	490,2
Indonesien	—	17,6
	4 376,4	4 015,4

Not 8 – Finansiella tillgångar MUSD	31 dec 2016	31 dec 2015
Övriga aktier och andelar	8,9	4,1
Brynhild kostnadsdelning	—	5,5
Övriga	0,5	1,1
	9,4	10,7

Not 9 – Kundfordringar och andra fordringar MUSD	31 dec 2016	31 dec 2015
Kundfordringar	193,4	35,2
Underuttag	28,9	26,5
Fordringar på joint operations	31,2	48,4
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	29,4	29,5
Brynhild kostnadsdelning	3,0	14,7
Övriga	3,0	5,0
	288,9	159,3

Not 10 – Finansiella skulder
MUSD

	31 dec 2016	31 dec 2015
Långfristiga		
Banklån	4 145,0	3 858,0
Aktiverade finansieringskostnader	-96,7	-23,2
	4 048,3	3 834,8

Not 11 – Avsättningar
MUSD

	31 dec 2016	31 dec 2015
Långfristiga		
Återställningskostnader	407,1	368,2
Långsiktiga incitamentsprogram	3,2	2,2
Betalning för infarmning	5,5	4,6
Övriga	4,2	4,9
	420,0	379,9
Kortfristiga		
Långsiktiga incitamentsprogram	6,9	4,8
	6,9	4,8
	426,9	384,7

Not 12 – Leverantörsskulder och övriga skulder
MUSD

	31 dec 2016	31 dec 2015
Leverantörsskulder	13,3	23,1
Överuttag	29,9	—
Förutbetalda intäkter	—	20,2
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	238,8	271,5
Övriga upplupna kostnader	16,9	23,7
Övriga	9,5	11,4
	308,4	349,9

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 13 – Finansiella instrument MUSD

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 2016

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	8,9	—	—
Derivatinstrument – långfristiga	—	17,0	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	0,8	—
	8,9	17,8	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	29,8	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	37,6	—
	—	67,4	—

31 december 2015

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Övriga aktier och andelar	4,1	—	—
	4,1	—	—
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	—	48,4	—
Derivatinstrument – kortfristiga	—	66,1	—
	—	114,5	—

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 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 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Intäkter	3,8	0,9	8,7	0,3
Administrationskostnader	-106,6	-49,4	-89,6	-21,7
Rörelseresultat	-102,8	-48,5	-80,9	-21,4
Finansiella poster				
Finansiella intäkter	3,5	0,8	4,6	0,9
Finansiella kostnader	-4,0	0,2	-1,8	-1,7
	-0,5	1,0	2,8	-0,8
Resultat före skatt	-103,3	-47,5	-78,1	-22,2
Inkomstskatt	—	—	—	—
Periodens resultat	-103,3	-47,5	-78,1	-22,2

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Periodens resultat	-103,3	-47,5	-78,1	-22,2
Övrigt totalresultat	—	—	—	—
Totalresultat	-103,3	-47,5	-78,1	-22,2
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	-103,3	-47,5	-78,1	-22,2
	-103,3	-47,5	-78,1	-22,2

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 december 2016	31 december 2015
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	12 256,6	7 871,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	—	0,2
Summa anläggningstillgångar	12 256,6	7 872,0
Omsättningstillgångar		
Fordringar	20,7	17,5
Likvida medel	3,2	0,4
Summa omsättningstillgångar	23,9	17,9
SUMMA TILLGÅNGAR	12 280,5	7 889,9
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	12 212,9	7 782,4
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,6	0,4
Skulder till koncernbolag	49,4	100,7
Summa långfristiga skulder	50,0	101,1
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	17,6	6,4
Summa kortfristiga skulder	17,6	6,4
Summa skulder	67,6	107,5
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	12 280,5	7 889,9
Ställda säkerheter	6 740,3	3 569,7

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	-103,3	-47,5	-78,1	-22,2
Ej kassaflödespåverkande poster	24,6	9,1	0,3	0,2
Förändringar i rörelsekapital	7,4	6,5	-23,8	-79,9
Summa kassaflöde från verksamheten	-71,3	-31,9	-101,6	-101,9
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	-467,5	30,6	100,4	100,4
Nyemission/avyttring egna aktier	544,1	—	—	—
Summa kassaflöde från finansiering	76,6	30,6	100,4	100,4
Förändring av likvida medel	5,3	-1,3	-1,2	-1,5
Likvida medel vid periodens början	0,4	4,5	1,8	1,9
Valutakursdifferenser i likvida medel	-2,5	—	-0,2	—
Likvida medel vid periodens slut	3,2	3,2	0,4	0,4

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	Summa	
Den 1 januari 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5
Totalresultat	–	–	–	-78,1	-78,1	-78,1
Den 31 december 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 622,6	6 917,9	7 782,4
Totalresultat	–	–	–	-103,3	-103,3	-103,3
Transaktioner med ägare						
Nyemittering/försäljning av egna aktier	0,3	–	4 533,5	–	4 533,5	4 533,8
Summa transaktioner med ägare	0,3	–	4 533,5	–	4 533,5	4 533,8
Den 31 december 2016	3,5	861,3	6 828,8	4 519,3	11 348,1	12 212,9

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 (MUSD)	1 jan 2016- 31 dec 2016 12 månader	1 okt 2016- 31 dec 2016 3 månader	1 jan 2015- 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015- 31 dec 2015 3 månader
Intäkter	1 159,9	385,9	569,3	136,0
EBITDA	902,6	317,9	384,7	93,6
Periodens resultat	-499,3	-739,1	-866,3	-493,7
Operativt kassaflöde	1 010,8	343,0	699,6	175,4
Nyckeltal, per aktie (USD)				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-0,70	-0,70	-1,61	-1,61
Operativt kassaflöde per aktie	3,10	1,01	2,26	0,57
Kassaflöde från verksamheten per aktie	2,39	0,86	1,01	0,87
Resultat per aktie	-1,09	-1,76	-2,79	-1,59
Resultat per aktie efter full utspädning	-1,09	-1,76	-2,79	-1,59
EBITDA per aktie	2,77	0,93	1,24	0,30
EBITDA per aktie efter full utspädning	2,76	0,93	1,24	0,30
Utdelning per aktie	—	—	—	—
Antal utställda aktier vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	311 070 330	311 070 330
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	340 386 445	340 386 445	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut	325 808 486	340 386 445	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnittligt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	326 738 233	341 316 192	310 019 890	310 019 890
Börskurs				
Börskurs vid periodens slut (SEK)	198,10	198,10	122,60	122,60
Nyckeltal				
Räntabilitet på eget kapital (%) ¹	121	179	—	—
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	-12	-14	-26	-22
Netto skuldsättningsgrad (%) ¹	—	—	—	—
Soliditet (%)	-7	-7	-10	-10
Andel riskbärande kapital (%)	6	6	1	1
Räntetäckningsgrad	-3	-15	-11	-31
Operativt kassaflöde/räntekostnader	6	10	9	7
Direktavkastning	n/a	n/a	n/a	n/a

¹ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt per den 31 december 2015 respektive 2016.

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.

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 av utestående tilldelningar under koncernens prestationsbaserade incitamentsprogram 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 av utestående tilldelningar under koncernens prestationsbaserade incitamentsprogram 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 av utestående tilldelningar under koncernens prestationsbaserade incitamentsprogram 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.

Stockholm den 1 februari 2017

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Peggy Bruzelius

C. Ashley Heppenstall

Lukas H. Lundin

Grace Reksten Skaugen

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2017) kommer att publiceras den 3 maj 2017.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2017) kommer att publiceras den 2 augusti 2017.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2017) kommer att publiceras den 1 november 2017.

Årsstämman kommer att hållas den 4 maj 2017 i Stockholm.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Maria Hamilton
Informationschef
maria.hamilton@lundin.ch

Tel: +41 22 595 10 00
Tel: +46 8 440 54 50
Mobil: +41 79 63 53 641

eller Teitur Poulsen
VP Corporate Planning
& Investor Relations

Tel: +41 22 595 10 00

eller Robert Eriksson
Manager, Media
Communications

Tel: +46 701 11 26 15

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 1 februari 2017 kl. 07.00 CET.

Framåtriktade uttalanden

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

Samtliga uttalanden, förutom uttalanden avseende historiska fakta, kan vara framåtriktade 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 bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

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

