



Lundin
Petroleum



4



**BOKSLUTSRAPPORT
2015**

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

Tolvmånadersperioden som avslutades den 31 december 2015 (31 december 2014)

- Produktion om 32,3 Mboepd (23,8 Mboepd)¹
- Intäkter om 569,3 MUSD (785,2 MUSD)
- EBITDA om 384,7 MUSD (671,3 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 699,6 MUSD (1 138,5 MUSD)
- Resultat om -866,3 MUSD (-431,9 MUSD), inklusive en valutakursförlust om -507,3 MUSD, netto och en nedskrivning om -296,3 MUSD efter skatt
- Nettoskuld om 3 786 MUSD (31 december 2014: 2 609 MUSD)
- Edvard Griegs anläggningar installerades med framgång, offshore Norge och produktion startade i november 2015.
- Produktion från fälten Bøyla i Norge och Bertam i Malaysia startade i januari respektive april 2015.
- Utbyggnadsplanen för Fas 1 av Johan Sverdrup godkändes av det norska olje- och energidepartementet i augusti 2015.
- Utvärderings- och sidospårsborrningar på Alta i södra Barents hav i Norge slutfördes med framgång.
- Åtta prospekteringslicenser tilldelade i 2014 års norska APA licensrunda, sex som operatör.
- Produktionslicens erhållen för Morskayafältet i Kaspiska havet i Ryssland.
- Kreditfacilitet om 4,5 miljarder NOK för prospektering i Norge undertecknades i april 2015.

Fjärde kvartalet som avslutades den 31 december 2015 (31 december 2014)

- Produktion om 38,3 Mboepd (22,0 Mboepd)¹
- Intäkter om 136,0 MUSD (135,2 MUSD)
- EBITDA om 93,6 MUSD (164,4 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 175,4 MUSD (334,5 MUSD)
- Resultat om -493,7 MUSD (-437,0 MUSD), inklusive en valutakursförlust om -129,2 MUSD, netto och en nedskrivning om -296,3 MUSD efter skatt

	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Produktion i Mboepd ¹	32,3	38,3	23,8	22,0
Intäkter i MUSD	569,3	136,0	785,2	135,2
Periodens resultat i MUSD	-866,3	-493,7	-431,9	-437,0
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	-861,7	-492,5	-427,2	-436,0
Resultat per aktie i USD ²	-2,79	-1,59	-1,38	-1,41
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ²	-2,78	-1,59	-1,38	-1,41
EBITDA i MUSD	384,7	93,6	671,3	164,4
Operativt kassaflöde i MUSD	699,6	175,4	1 138,5	334,5

¹ Exkluderar produktion från ryska onshore-tillgångar till följd av försäljningen av dessa tillgångar i juli 2014.

² Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Definitioner

En utförlig förteckning av definitioner återfinns på Lundin Petroleum's 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

Oljerelaterade förkortningar

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

Brev till aktieägare

Kära aktieägare,

Vi fortsätter att se en extrem volatilitet i oljepriser som faller till nivåer som vi inte sett på mer än ett decennium och för mig är det tydligt att striden om marknadsandelar närmar sig sitt slut. Vid nuvarande prisnivåer tror jag att ett återställande av balansen mellan utbud och efterfrågan är ofrånkomlig och att det sannolikt kommer att ske under den andra hälften av 2016, när producenter med höga produktionskostnader tvingas minska sin produktion. Vi vet, från egen erfarenhet, att unika och värdefulla tillgångar som Johan Sverdrup inte upptäcks varje dag och att det bara är fält med dessa egenskaper som kan byggas ut vid nuvarande prisnivåer. I alla fält sker en naturlig minskning av kolväten och därför kommer de markanta nedskärningarna i investeringar och senareläggning av projekt som vi nu sett till slut att leda till att oljepriset återhämtar sig.

Vi måste trots det möta en verklighet med låga oljepriser och den bästa strategin vid sådana marknadsvillkor är att bygga upp en tillgångsbas till låg kostnad, vilket är precis vad vi gör.

Det gör mig mycket stolt att kunna meddela att vårt bolag uppnådde en viktig milstolpe i och med produktionsstarten av Edvard Grieg i slutet av november. Vi levererade detta projekt tidigare än vad vi meddelade i vår senaste prognos och än viktigare, det levererades på ett säkert sätt och inom budget. De initiala resultaten är mycket uppmuntrande och över förväntan vad gäller anläggningarnas driftstid och borrningarnas produktivitet. Det här har varit en enastående bedrift från vårt norska projektteam samt våra uppdragstagare och underleverantörer och hade inte varit möjlig utan det utomordentliga stöd vi fått från våra partners och den norska staten. Edvard Grieg markerar början på en transformerande ökning av Lundin Petroleum's produktionsnivåer och kassaflödesgenerering. Jag är också glad att kunna meddela att vi uppnådde vår reviderade, förväntade produktion för helåret om 32 000 boepd.

Vårt bolag befinner sig i en stark position med reserver om nära 700 MMboe och en produktionsbas som kommer att växa betydligt. Våra utvinningskostnader kommer att sjunka under 10 USD per fat, och med god tillgång på likviditet för att kunna stå emot det rådande klimatet med låga oljepriser, kommer vi att ta oss ur denna nedgång starkare än någonsin.

Statoil meddelade nyligen sitt förvärv av en minoritetsandel i Lundin Petroleum, vilken uppgick till 11,93 procent av de utestående aktierna. Statoil har meddelat att de inte planerar att utöka aktieinnehavet ytterligare i bolaget och att de stödjer Lundin Petroleum's ledning, dess styrelse och dess strategi. Vi välkomnar Statoil som en långsiktig aktieägare i Lundin Petroleum och ser en sådan investering som ett bevis på den unika och mycket värdefulla portfölj som bolaget har byggt upp under det senaste decenniet. Vi ser fram emot att fortsätta att samarbeta framgångsrikt med Statoil som partner, med det slutgiltiga målet att ytterligare öka värdet på våra nyckeltillgångar såsom Edvard Grieg och Johan Sverdrup.

Edvard Grieg och produktion

Edvard Grieg startade produktion den 28 november 2015 och sedan dess har en enastående driftstid om i genomsnitt 95 procent uppnåtts. Initial produktivitet per borrning har också överträffat förväntningarna. Detta utmärkta resultat har gjort det möjligt för oss att uppnå produktionsnivåer om över 90 000 boepd när vår tredje produktionsbörning startade på Edvard Grieg. Till följd av framgångsrik fältutvärdering har vi dessutom kunnat redovisa ytterligare 2P reserver om 20 MMboe, brutto på Edvard Griegfältet, vilket ökar de totala reserverna för fältet till 206 MMboe, brutto.

Vår produktion för det fjärde kvartalet uppgick till 38 300 boepd i genomsnitt och var något högre än vår prognos. Den positiva effekten av att Edvard Griegfältet startade produktion tidigare än förväntat jämnades delvis ut av problem med Alvheim FPSO:ns anläggningar, som nu har lösts. Alvheim FPSO:n fortsätter att leverera en utmärkt och tillförlitlig driftstid med produktionseffektivitet om 94 procent för 2015.

Brynhildfältet producerade i linje med förväntan för det andra halvåret 2015, men utmaningen att uppnå jämna nivåer vad gäller driftstid kvarstår. Data som hittills har samlats in från Brynhilds produktionsbörningar tyder på att den sammanhängande volymen är väsentligen lägre än vad som förutsågs i vår utbyggnadsplan. Den uppdaterade reservminskningen av Brynhild har emellertid kompenseras av positiva uppdateringar av Alvheimområdet och Edvard Griegs reserver.

Vår förväntade produktion för 2016 uppgår till mellan 60 000 och 70 000 boepd, vilket innebär en fördubbling av 2015 års nivåer. Edvard Griegfältet är idag det fält som bidrar mest till Lundin Petroleum's produktionstillväxt, tills Johan Sverdrupfältet startar produktion mot slutet av 2019. Edvard Grieg kommer att nå platåproduktion som planerat under det andra halvåret 2016.

Våra utvinningskostnader för helåret om cirka 10,25 USD per fat förblir låga och var lägre än förväntat. Våra utvinningskostnader för 2016 förväntas uppgå till 8,25 USD per fat för helåret.

Brev till aktieägare

Johan Sverdrup utbyggnad

Genomförandet av Fas 1 av Johan Sverdrups utbyggnad fortskrider enligt plan. Framförallt fortsätter vi att se fördelen av de nuvarande marknadsvillkoren och den effekt som det låga oljeprisläget har på kostnaderna. Statoil, operatören för Johan Sverdrupfältet, har meddelat ytterligare minskningar av kostnader för Fas 1, vilka nu uppskattas till 108,5 miljarder NOK jämfört med den ursprungliga utbyggnadsplanens uppskattning om 123 miljarder NOK, vilket är en minskning med 12 procent. Därutöver har åtgärder för att få bort flaskhalsar godkänts, med målsättning att öka produktionskapaciteten för Fas 1.

Stora framsteg har också gjorts med att definiera konceptet för Fas 2. Detta har resulterat i ytterligare besparingar, med en investering för hela fältet som nu uppskattas till mellan 160 och 190 miljarder NOK (real) jämfört med den ursprungliga utbyggnadsplanen för hela fältet som uppskattades till mellan 170 och 220 miljarder NOK. Val av koncept för Fas 2 förväntas mot slutet av 2016.

Johan Sverdrup är perfekt positionerat för att dra full fördel av det utmanande klimatet med låga oljepriser. Tidpunkten kunde inte vara bättre för att tilldela kontrakt. Jag förutser att vi kommer att se ytterligare kostnadsbesparingar för Johan Sverdrup, vilket kommer att förbättra ekonomin ytterligare för detta projekt i världsklass.

Prospektering och utvärdering

Vi fortsätter att vara aktiva på prospekteringsidan med särskilt fokus på södra Barents hav, Utsirahöjden och Sabahområdet i Malaysia. Under det fjärde kvartalet meddelade vi en ny fyndighet, Rolvsnes, som är belägen strax söder om Edvard Griegfältet och på samma geologiska trend som fyndigheten Luno South. Studier pågår för närvarande för att bedöma om dessa fyndigheter är kommersiellt gångbara som möjliga återkopplingar till Edvard Griegs anläggningar.

Även om det finns fog för att säga att våra prospekteringsresultat för det fjärde kvartalet har varit en besvikelse, är jag fortfarande övertygad vad gäller vår förmåga att fortsätta att upptäcka nya resurser med kvalitet och potential för att skapa värde inom våra egna kärnområden för prospektering. Allt som allt har vi visat att vi, med ett fokuserat arbetssätt, innovativt och kreativt tänkande och en långsiktig, organisk tillväxtstrategi, kommer fortsätta att generera väsentligt aktieägarvärde. Det kommer vi att göra genom att bibehålla våra låga kostnader för att finna nya resurser i Norge, vilka ligger väl under 1 USD per fat.

Vår strategi för 2016 är oförändrad och vårt främsta fokus kommer att vara södra Barents hav, där vi ska vara aktiva inom såväl prospektering som utvärdering, med särskilt fokus på det existerande Altafyndighetsområdet. Jag hyser stark tilltro till att potentialen i södra Barents hav är stor och att det här är en region där bolaget kommer att lägga ner väsentliga resurser under kommande år. Ytterligare prospekteringsborrning kommer också att genomföras på Utsirahöjden och i Sabahområdet i Malaysia.

Målsättning 2016

Vår målsättning för 2016 är väldigt tydlig. För det första kommer vi att maximera vår nuvarande operativa effektivitet för att etablera en stabil grund med starkt kassaflöde för bolagets nästa tillväxtfas. En effektiv kapitalhantering och operativ effektivitet förblir vår främsta prioritering. Vi ser också nuvarande period med lågt oljepris som en möjligheternas tid för vår verksamhet. För det andra kommer vi att fortsätta att arbeta väldigt hårt för att bibehålla en stark balansräkning och god tillgång på likviditet. Disciplin vad gäller kapital kommer att bli huvudfokus i dessa utmanande tider. Detta kommer också att tillåta oss att behålla en opportunistisk attityd och till fullo utnyttja det aktuella klimatet av deflation. För det tredje kommer vi att fortsätta att spela en proaktiv roll i genomförandet av Johan Sverdrupfältet och ge allt det stöd som behövs på partnernivå för att maximera den slutgiltiga lönsamheten för denna tillgång i världsklass. Till sist, vår organiska tillväxtstrategi förblir oförändrad och vi kommer att fortsätta att prospektera efter nya resurser. I det rådande klimatet kommer vi emellertid att hålla fast vid ett mycket disciplinerat och fokuserat arbetssätt, vilket har varit mycket framgångsrikt tidigare och lett till betydande fyndigheter och värdeskapande.

Självklart ska dessa mål uppnås utan att kompromissa med hälsan och säkerheten för våra medarbetare och vårt ansvar gentemot våra intressenter. Jag hyser stark tilltro till att vi kommer att kunna dra fördel av detta utmanande klimat fullt ut, när vi nu går in i en ny fas av betydande tillväxt. Till syvende och sist handlar det om att positionera bolaget för att leverera en transformering som är hållbar och värdedriven. Denna transformering är möjlig med den entusiasm och kultur av hårt arbete som finns i bolaget. Jag är mycket tacksam för ert fortsatta stöd kära aktieägare, styrelse och samtliga medarbetare inom Lundin Petroleum.

Med vänliga hälsningar,

Alex Schneiter

Koncernchef och vd

Stockholm den 3 februari 2016

Bokslutsrapport 2015

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till tre kärnområden: Norge, Sydostasien och Kontinentaleuropa. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet med en produktion för räkenskapsåret 2015 som stod för 64 procent av den totala produktionen och med 95 procent av Lundin Petroleums totala reserver.

Reserver och Resurser

Lundin Petroleum har bevisade och sannolika reserver om 685 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) per den 31 december 2015, som certifierats av en oberoende tredje part. Lundin Petroleum har också upptäckta olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser uppgick enligt bästa estimat till 386 MMboe, netto per den 31 december 2015.

Produktion

Produktionen för året uppgick till 32,3 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 23,8 Mboepd för samma period 2014) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Olja				
Norge	18,6	21,1	15,0	14,2
Frankrike	2,7	2,5	2,9	2,8
Malaysia	5,5	9,3	–	–
Summa produktion olja	26,8	32,9	17,9	17,0
Gas				
Norge	2,1	2,3	2,6	2,2
Nederländerna	1,8	1,7	1,9	1,8
Indonesien	1,6	1,4	1,4	1,0
Summa produktion gas	5,5	5,4	5,9	5,0
Summa produktion				
Kvantitet i Mboe	11 790,3	3 526,6	8 688,8	2 024,6
Kvantitet i Mboepd	32,3	38,3	23,8	22,0

Not: Jämförelsetalen har räknats om till följd av försäljningen av de ryska onshore tillgångarna under 2014.

Norge

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a. ¹	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Alvheim	15%	7,8	7,2	9,6	9,8
Volund	35%	4,9	4,0	7,4	6,1
Bøyla	15%	2,1	2,0	–	–
Brynhild	90%	4,2	4,3	0,1	0,5
Edvard Grieg	50%	1,4	5,6	–	–
Gaupe	40%	0,3	0,3	0,5	–
		20,7	23,4	17,6	16,4

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Produktion från Edvard Griegfältet startade den 28 november 2015 med en genomsnittlig produktion för året om 1 400 fat oljeekvivalenter per dag (boepd). Produktion från fältet startades initialt från en borrhning, och produktion från den andra och tredje borrhningen startade i december 2015 respektive i januari 2016. Produktionsresultaten från de tre första borrhningarna har varit över förväntan med en produktionskapacitet som överstigit 90 000 boepd, brutto. Anläggningens drifttid har också varit utmärkt med ett genomsnitt på 95 procent. Enligt planen för reservoars hantering kommer dock produktionsnivåerna under 2016 att hållas lägre än borrhningarnas produktionspotential, tills att tillräckligt många vatteninjiceringsborrningar

Bokslutsrapport 2015

är på plats för att utjämna produktionsnivåerna med tillgänglig injicering. Under 2016 förväntas dessutom den genomsnittliga driftstiden bli lägre jämfört med vad som hittills uppnåtts, eftersom vissa driftsstopp förväntas i samband med återstående driftsättningsarbete och anslutning av Ivar Aasenfältet under det fjärde kvartalet 2016. De två nästkommande utbyggnadsborrningarna kommer att genomföras som vatteninjiceringsborrningar och den fjärde produktionsborrningen förväntas sättas i produktion under andra halvåret 2016, då fältet beräknas nå platåproduktion om 100 000 boepd, brutto.

Produktionen från Alvheimfältet var under året något lägre än förväntat. Produktionsnivåerna har varit något begränsade på grund av underhållsarbete på en av gaskompressorerna på Alvheim FPSO:n, arbeten som utfördes i början av året och även under det fjärde kvartalet 2015. Alvheims produktionsnivå har också påverkats negativt av två borrningar som varit driftsstoppade under del av året till följd av närliggande kompletterande borrningar samt på grund av vissa problem med borrhålsintegritet. Alvheimfältets reservoarprestanda är fortsatt god och Alvheim FPSO:n fortsätter också att uppnå en mycket hög driftstid med ett genomsnitt på 94 procent för året.

Två nya kompletterande borrningar på Alvheim har med framgång slutförts av borrhigen Transocean Winner under året och borrningarna började producera i april respektive november 2015. Under året utförde borrhigen Transocean Winner även underhållsarbete på KB3-borrningen på Alvheim, vilken återupptog produktion i maj 2015. Transocean Winner genomför för närvarande den kompletterande multilaterala borrningen A5, som förväntas börja producera i mitten av 2016. Utbyggnaden av fyndigheterna Viper/Kobra godkändes av Alvheimpartnerskapet i december 2014, med två produktionsborrningar planerade under 2016 och med produktionsstart förväntad i slutet av 2016. Under det fjärde kvartalet 2015 undertecknade Alvheimpartnerskapet ett nytt riggkontrakt som startar i december 2016 och vars målsättning är att genomföra ytterligare kompletterande utbyggnadsborrningar och en närliggande prospekteringsborrning i Alvheimområdet. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet var under året lägre än 5 USD per fat, exklusive underhållsarbete av borrningar.

Volundfältets produktion var under året något lägre än förväntat på grund av begränsningar med vätskegenomflöde och gaskompression på Alvheim FPSO:n. Ytterligare möjligheter för kompletterande produktionsborrningar har identifierats på Volundfältet och åtminstone två av dessa borrningar planeras att genomföras under 2017. Dessa planerade produktionsborrningar har resulterat i att ytterligare reserver om 3 MMboe, netto har redovisats per den 31 december 2015. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var under året lägre än 4 USD per fat.

Bøylafältets produktion har under året varit något lägre än förväntat på grund av begränsningar med gaskompressionen på Alvheim FPSO:n. Produktion från Bøylafältet startade i januari 2015 från en produktionsborrning och den vatteninjicerande borrningen anslöts i mars 2015. Den tredje och sista utbyggnadsborrningen började producera i augusti 2015, varefter platåproduktion uppnåddes.

Initial produktion från Brynhildfältet, som startade i december 2014, uppnåddes från två produktionsborrningar och den tredje och sista produktionsborrningen togs i produktion i slutet av augusti 2015. En ytterligare vatteninjiceringsborrning har också slutförts. Som tidigare meddelats, reviderades Brynhilds förväntade produktion nedåt under året på grund av låg driftstid för Haewene Brim FPSO:n och sämre än förväntad reservoarprestanda. Under året producerade Brynhild enligt den uppdaterade förväntade produktionen. Samtidigt som anläggningens driftstid förbättrats betydligt under året fortsätter problemen vad gäller vatteninjiceringsystemets tillförlitlighet. Systemet för vatteninjicering har med framgång testats och förbättrad tillförlitlighet förväntas under början av 2016. Brynhilds reservoarprestanda indikerar lägre sammanhängande kolvätevolym jämfört med den ursprungliga uppskattningen, vilket har resulterat i att Brynhilds slutliga utvinningsbara reserver reduceras till 7,4 MMboe, brutto. Brynhilds förväntade resultat återspeglar både en lägre förväntad anläggningsdriftstid och det reviderade reservestimatet.

Även om de återstående reserverna inte har bokats för Gaupefältet återupptogs produktion vid fältet i april 2015, och det kommer att producera till och från under förutsättning att de ekonomiska förutsättningarna är gynnsamma.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	Operatör	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad platåproduktion, brutto
PL338	Edvard Grieg	50%	Lundin Petroleum	juni 2012	206 MMboe	28 november 2015	100,0 Mboepd
Flera	Ivar Aasen	1,385%	Det norske	maj 2013	183 MMboe	Q4 2016	65,0 Mboepd
Flera	Johan Sverdrup	22,60%	Statoil	augusti 2015	1,65 – 3,02 miljarder boe	sent 2019	550,0 – 650,0 Mboepd

Edvard Grieg

Produktion från Edvard Grieg startade den 28 november 2015. Arbetet med driftsättning och anslutning offshore slutfördes tidigare än planerat och den flytande boendeplattformen Safe Boreas lämnade Edvard Grieganläggningarna i december 2015.

Flera milstolpar har uppnåtts under året. I april 2015 slutförde Kværner konstruktionsarbetet med processdäcken inom tidsplan och budget. Installation offshore av processdäcken på den förinstallerade jacketen slutfördes med framgång

av Heeremas lyftkran Thialf i juli 2015. Den 94 km långa gasledningen installerades under 2014 och den 43 km långa oljeledningen till exportsystemet vid Grane installerades med framgång under året. Utbyggnadsborrningar med jack-up-riggen Rowan Viking påbörjades under det tredje kvartalet 2014 och de tre första produktionsborrningarna har med framgång tagits i produktion. Ytterligare 11 utbyggnadsborrningar är planerade att genomföras med riggen Rowan Viking som förväntas vara kvar vid fältet fram till slutet av 2017.

En utvärderingsborrning i den södra delen av Edvard Griegfältet slutfördes med framgång i augusti 2015. Borrningen påträffade en oljekolonn om 66 meter, brutto i grovkornig sandstensreservoar av medel till god kvalitet. Resultaten från utvärderingsborrningen har inneburit att de slutliga utvinningsbara reserverna för Edvard Grieg ökat från 187 till 206 MMboe, brutto.

Ivar Aasen

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacketen och processdäck bestående av boendekvarter och borranläggningar med process för olje-, gas- och vattenseparation för vidare export till Edvard Griegplattformen och slutlig behandling och pipelineexport. Installation av ståljacketen slutfördes med framgång i juni 2015 och installation av pipelines mellan Ivar Aasen och Edvard Grieg slutfördes under det tredje kvartalet 2015. Konstruktionen av processdäck är till cirka 93 procent slutförd och mekaniskt slutförande förväntas under det första halvåret 2016. Installation av processdäcken är planerat under sommaren 2016. Produktionsstart av Ivar Aasen beräknas till det fjärde kvartalet 2016.

Johan Sverdrup

Projektet Johan Sverdrup fortgår enligt plan och ett betydande antal avtal har nu tilldelats, vilket har resulterat i att den sammanlagda kostnadsberäkningen för projektet har minskats jämfört med den ursprungliga uppskattningen. Konstruktionsarbete för Fas 1 påbörjades under året.

I februari 2015 lämnade partnerskapet för Johan Sverdrup in en utbyggnadsplan (Plan for Development and Operations, PDO) för Fas 1 till det norska olje- och energidepartementet. Det norska Stortinget gav sitt stöd för utbyggnadsplanen i juni 2015 och olje- och energidepartementet godkände planen i augusti 2015.

Vid tidpunkten för inlämnandet av utbyggnadsplanen för Fas 1 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 reducerats till 108,5 miljarder NOK (nominellt), vilket är en minskning om cirka 12 procent. Produktion från Fas 1 av utbyggnaden beräknas starta i slutet av 2019. Produktionskapaciteten för Fas 1 uppskattades ursprungligen till 380 000 bopd, brutto. Åtgärder för att få bort flaskhalsar har dock godkänts, vilket kommer att höja kapaciteten till över denna nivå. För att uppnå produktion för Fas 1 förutses 35 produktions- och injiceringsborrningar, av vilka 17 borrningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög, före produktionsstart för att möjliggöra Fas 1 plåtproduktion.

Samtidigt som utbyggnadsplanen lämnades in, lämnade majoriteten av partnerskapet också in ett avtal om licensfördelningen i Johan Sverdrupfältet, med en licensandel om 22,12 procent till Lundin Petroleum. I avsaknad av en överenskommelse om fältets samordning lämnades beslutet om parternas slutliga licensandelar i avtalet till den norska olje- och energiministern. Den 2 juli 2015 meddelade olje- och energiministern den slutliga licensfördelningen för Johan Sverdrupfältet, vilket resulterade i att Lundin Petroleums licensandel ökades från 22,12 till 22,60 procent.

Utbyggnadsplanen för Fas 1 innefattar ett fältcenter bestående av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borranläggningar och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras på ståljackets i vattendjup om 120 meter och kommer att sammanlänkas genom brygginstallationer. Ett betydande antal kontrakt har redan tilldelats för utbyggnaden av Fas 1. Samtliga fyra kontrakt för processdäcken har tilldelats, varav EPC-kontrakten för borrhplattformen till Aibel och för service- och boendeplattformen till Kværner/KBR, medan ett kontrakt för tillverkning av stigrörs- och processplattformarna tilldelats Samsung Heavy Industries. Aker Solutions har tilldelats kontrakt för upphandling och projektering av process- och stigrörsplattformarna. Kontrakt har ingåtts med Allseas för de tunga lyft som ska göras i samband med installationen av tre av processdäcken. Kontrakt för konstruktionen av tre ståljackets för stigrör-, process- och borrhplattformarna har tilldelats Kværner, medan kontraktet för konstruktion av ståljacketen för boende- och serviceplattformen har tilldelats Dragados Offshore. Odfjell Drilling har tilldelats kontrakt för borrningarna. Förborrningsramen har installerats offshore och borrningar beräknas starta under det andra kvartalet 2016.

Utbyggnadsplanen för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnadskoncept för hela fältet, vilket innefattar en förväntad plåtproduktion för hela fältet om mellan 550 000 och 650 000 boepd, brutto och reserver om mellan 1,65 och 3,02 miljarder boe, brutto varav cirka 95 procent är olja. Utbyggnadskostnaderna för hela fältet har också reviderats, från mellan 170 och 220 miljarder NOK (realt 2015) till mellan 160 och 190 miljarder NOK (realt 2015), till följd av besparingar hänförliga till Fas 1 och optimering av Fas 2 konceptet. Konceptval för Fas 2 förväntas under det fjärde kvartalet 2016 och inlämning av utbyggnadsplan under det fjärde kvartalet 2017. Produktion från Fas 2 förväntas starta 2022.

Bokslutsrapport 2015

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2015

Licens	Operatör	l.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL609	Lundin Petroleum	40%	7220/11-2 & 7220/11-2A	mars 2015	Slutförda i juni 2015
PL609	Lundin Petroleum	40%	7220/11-3 & 7220/11-3 A	juni 2015	Slutförda i september 2015
PL338	Lundin Petroleum	50%	16/1-23S	juni 2015	Slutförd i augusti 2015

Lundin Petroleum har slutfört två utvärderingsborrningar på Alta i södra Barents hav under året.

Utvärderingsborrning Alta-2, 7220/11-2, och sidospårsborrning 7220/11-2 A genomfördes på den västra sidan av Altafyndigheten, cirka 6,5 km sydväst om fyndighetsborrning 7220/11-1. Borrning 7220/11-2 påträffade en 50 meter tjock gaskolonn i varierande reservoarkvalitet. Sidospårsborrning 7220/11-2 A genomfördes ytterligare 330 meter västerut och påträffade olja med rörliga kolväten i förbättrad reservoarkvalitet och en maximal flödesnivå om 860 bopd och 0,65 miljoner kubikfot gas per dag testades. Både den vertikala borrningen och sidospårsborrningen påvisade tryckkommunikation med fyndighetsborrningen 6,5 km mot nordost.

Utvärderingsborrning Alta-3, 7220/11-3, och sidospårsborrning 7220/11-3 A genomfördes på den östra sidan av Altafyndigheten, cirka 4 km söder om fyndighetsborrning 7220/11-1 och 3 km nordöst om utvärderingsborrningen Alta-2. Borrning 7220/11-3 påträffade ett 120 meter tjockt kolväteförande intervall, varav 45 meter var olja, i bergart av god till mycket god reservoarkvalitet. Sidospårsborrning 7220/11-3 A, som genomfördes 400 meter öster om 7220/11-3 påträffade en kolvätekolonn om 74 meter, brutto varav 44 meter var olja i bergart av varierande kvalitet. Borrningen påvisade tryckkommunikation med fyndighetsborrningen och med Alta-2. På grund av tidsbegränsningar med riggen var det inte möjligt att testa utvärderingsborrning Alta-3.

Under 2016 planerar Lundin Petroleum att återuppta utvärderingsborrning Alta-3 för en djupare borrning och ett produktionstest.

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2015

Licens	Borrning	Start datum	Mål	l.a.	Operatör	Resultat
Utsirahöjden						
PL338C	16/1-24	februari	Gemini	50%	Lundin Petroleum	Torr
PL674BS	26/10-1	januari	Zulu	35%	Lundin Petroleum	Gasfyndighet – icke-kommersiell
PL359	16/4-9S	juni	Luno II North	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet
PL338C	16/1-25S	oktober	Rolvsnæs	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet
Södra Barents hav						
PL708	7130/4-1	november	Ørnen	40%	Lundin Petroleum	Torr
PL609	7220/6-2	oktober	Neiden	40%	Lundin Petroleum	Avbruten
Övriga områden						
PL579	33/2-1	mars	Morkel	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet – icke-kommersiell
PL734	10/4-1	juni	Zeppelin	30%	Wintershall	Torr
PL700	6407/10-4	november	Lorry	40%	Lundin Petroleum	Torr

Under året har Lundin Petroleum slutfört sju prospekteringsborrningar i Norge, samt avbrutit en borrning som återupptas under 2016. Borrningen av Lorry slutfördes i januari 2016.

Borrningen av Zulustrukturen i PL674BS påträffade en sandsekvens om 24 meter som innehöll gas. Gasfyndigheten Zulu bedöms som icke-kommersiell.

Borrningen av Geminstrukturen i PL338C, belägen omedelbart väster om Edvard Griegfältet, påträffade inga kolväten och pluggades igen och lämnades som torr.

Zeppelinstrukturen i PL734 i södra Nordsjön meddelades som torr i juli 2015. Borrningen, för vilken Wintershall var operatör, påträffade en reservoar inom Vestlandgruppen som var torr.

Morkelstrukturen i PL579 i norra Nordsjön meddelades som en icke-kommersiell oljefyndighet i juni 2015. Borrningen genomfördes cirka 40 km nordväst om fältet Snorre och påträffade sandsten från triasperioden i ett reservoarintervall om 173 meter med låg reservoarkvalitet och svaga produktionsegenskaper.

Borrningen av strukturen Luno II North i PL359, belägen 15 km söder om Edvard Grieg, slutfördes i augusti 2015 och resulterade i en oljefyndighet. Borrningen påträffade en oljekolonn om 23 meter, brutto i konglomeratisk sandsten av hyfsad kvalitet från jura/triasperioden. Ett produktionstest genomfördes och uppnådde en flödesnivå om 1 000 bopd. Fyndigheten Luno II North uppskattas innehålla betingade resurser om mellan 12 och 26 MMboe, brutto.

Borrningen av Neiden i PL609 i södra Barents hav påbörjades i oktober 2015. På grund av restriktioner vad gäller borrhagens användning i Barents hav under vintermånaderna avbröts borrningen i november 2015 utan att ha nått reservoardjup. Borrningen planeras att återupptas för slutförande under 2016.

I december 2015 meddelades Rolvsnesstrukturen i PL338C, precis söder om Edvard Griegfältet, som en oljefyndighet med uppskattade betingade resurser om mellan 3 och 16 MMboe, brutto. Fyndigheten gjordes i bergart av granit och borrningen testades för olja vid 265 bopd. Det finns betydande ytterligare resurspotential, som innefattar potential att finna ett mer utbrett nätverk av sprickbildningar samt ytterligare utvinningspotential, och inklusive denna prospekteringspotential uppskattas de totala bruttoresurserna till mellan 10 och 46 MMboe.

Prospekteringsborrningen på Ørnen i PL708 i östra Barents hav slutfördes i december 2015 som en torr borrning. Borrningen påträffade tre reservoarer med lägre, icke-kommersiella, volymer av gas i sandsten från tidig karbonperiod. Borrningen pluggades igen och lämnades som torr.

I januari 2016 meddelades borrningen av Lorry i PL700 i Norska havet som en torr borrning. Borrningen påträffade inte den förväntade reservoaren.

Under 2016 kommer Lundin Petroleum att genomföra tre prospekteringsborrningar offshore Norge, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om cirka 250 MMboe, netto. Utöver återupptagandet av Neiden innefattar borrhprogrammet för 2016 borrning av Fosenstrukturen i PL544 (l.a. 40%) på Utsirahøyden och Filicudistrukturen i PL533 (l.a. 35%), belägen precis söder om Johan Castbergfyndigheten i södra Barents hav.

Licenstagningar, transaktioner och återlämnanden av licenser

I januari 2015 meddelade det norska olje- och energidepartementet tilldelade licenser i 2014 års APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades åtta licenser, varav sex som operatör.

I december 2015 lämnade Lundin Petroleum in licensansökningar till det norska olje- och energidepartementet för block som utlysts i den 23:e licensrundan. Tilldelning av licenser förväntas meddelas under sommaren 2016.

I januari 2016 meddelade det norska olje- och energidepartementet tilldelade licenser i 2015 års APA licensrunda. Lundin Petroleum tilldelades fyra licenser, varav två som operatör.

Under året farmade Lundin Petroleum ut 30 procent i PL338C (l.a. 50% efter utfarmning), 30 procent i PL544 (l.a. 40% efter utfarmning), 75 procent i PL006C (l.a. 0% efter utfarmning) och 30 procent i PL410 (l.a. 52,352% efter utfarmning) till Lime Petroleum Norway. Under året har PL490, PL641, PL646, PL639, PL584 och PL546 återlämnats. Lundin Petroleum har återlämnat PL583 och blivit operatör för PL533, som är belägen omedelbart väster om Altafyndigheten och i samma geologiska förlängning som fyndigheten Castberg som nyligen gjordes i södra Barents hav. Vissa av ovanstående transaktioner och återlämningar är villkorade av statligt godkännande.

I oktober 2015 slutförde Lundin Petroleum förvärvet av en licensandel om 35 procent, som operatör, i PL758 och PL800 från EnQuest Norge AS.

Bokslutsrapport 2015

Kontinentala Europa

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Frankrike					
– Paris Basin	100% ¹	2,3	2,2	2,5	2,4
– Aquitaine	50%	0,4	0,3	0,4	0,4
Nederländerna	flera	1,8	1,7	1,9	1,8
		4,5	4,2	4,8	4,6

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionsnivåerna i Frankrike har under året i stort sett varit i linje med förväntningarna. Goda produktionsresultat har uppnåtts på vissa fält i Aquitaine Basin efter slutfört underhållsarbete, vilket har reducerats av något minskade produktionsnivåer i Paris Basin. Som en försiktighetsåtgärd har en av produktionsborrningarna på Villeperduefältet i Paris Basin varit under driftstopp sedan augusti 2015, på grund av ett underkänt trycktest. Under september omfördelades majoriteten av produktionen från den borrningen till en vatteninjiceringsborrning och större delen av produktionen har därmed återupptagits. Tre fält har varit under driftstopp i Aquitaine Basin sedan juli 2015 på grund av en felande pipeline. Transportering med lastbil har påbörjats och kommer att fortsätta under återstoden av 2016.

Konstruktionen av onshore-anläggningar och två utbyggnadsborrningar på återutbyggnadsprojektet Vert la Gravelle i Paris Basin har slutförts och borrningarna har börjat producera enligt förväntningarna.

Nederländerna

Produktionen från Nederländerna har varit över förväntan under året till följd av goda produktionsresultat från de nya utbyggnadsborrningarna Slootdorp 6 och 7.

Utbyggnadsborrningen K5-A5 inom enheten K4/K5 (l.a. 1,216%) genomfördes med framgång under 2014 och började producera i maj 2015. Utbyggnadsborrningen E17-A5 (l.a. 1,20%) har slutförts med framgång under året och började producera i juli 2015. Båda utbyggnadsborrningarna onshore på Slootdorp 6 och 7 (l.a. 7,2325%) har slutförts och tagits i produktion i juli 2015. Utbyggnadsborrningen K5-A6 inom enheten K4/K5 (l.a. 1,216%) genomfördes under året, men reservoaren var tom och borrningen har pluggats igen och lämnats.

Prospekteringsborrningen Langezwaag-2 i Gorredijklicensen (l.a. 7,75%) genomfördes med framgång under 2014 och togs i produktion i januari 2015.

Under 2016 kommer Lundin Petroleum att medverka i två prospekteringsborrningar onshore och två utbyggnadsborrningar offshore, där Lundin Petroleum inte är operatör.

Sydostasien

Malaysia

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Bertam	75%	5,5	9,3	–	–

Offshore Malaysiska halvön

Produktionsnivåerna från Bertamfältet i PM307 (l.a. 75%) har under året varit något lägre än förväntat. Produktion från Bertamfältet startade i april 2015 från fyra borrningar. Sedan produktionsstarten har ytterligare sju borrningar slutförts och tagits i produktion, och fältet producerar sedan mitten av oktober 2015 från 11 borrningar och med en utmärkt driftstid från Bertam FPSO:n om 98 procent.

Utbyggnadsborrningarna som hittills genomförts på Bertamfältet indikerar att den västra delen av fältet är strukturellt djupare medan den östra delen är strukturellt grundare jämfört med den ursprungliga modellen. Uppdateringen av den strukturella modellen har lett till några förändringar vad gäller sekvens och målsättning för de senare utbyggnadsborrningarna. I oktober 2015 genomförde partnerskapet utvärderingsborrning Bertam-3 med framgång, som bekräftade ytterligare resurser i den nordöstra delen av fältet. En långtgående horisontell utbyggnadsborrning kommer att genomföras från Bertams borrhplattform in i Bertam-3 området tidigt under 2016 och kommer att sättas i produktion direkt efter slutförandet. Nu är 11 borringar i produktion. Bertamfältet uppskattas innehålla återstående reserver om 14,3 MMboe, brutto per den 31 december 2015. Projektet slutfördes på ett säkert sätt och inom tidsplan och budget.

I oktober 2015 slutförde Lundin Petroleum prospekteringsborrningen av Mengkuang, 75 km nordväst om Bertamfältet i PM307. Borrningen gjorde en mindre, icke-kommersiell, gasfyndighet med 9 meter högkvalitativ reservoarsand.

Under året har Lundin Petroleum tilldelats JX Nippons 40-procentiga andel i block PM308A, vilket ger Lundin Petroleum en total andel om 75 procent. Lundin Petroleum genomförde därefter en borring på Seladastrukturen som ligger inom blocken PM307 (l.a. 75%) och PM308A (l.a. 75%), men påträffade inga kolväten och borringen pluggades igen och lämnades som en torr borring.

Offshore Sabah, östra Malaysia

Lundin Petroleum slutförde borringen av Imbok i SB307/308 (l.a. 65%) i början av januari 2016. Borrningen påträffade endast förekomst av olja i sand från miocenperioden och pluggades igen och lämnades som en torr borring. Efter borringen av Imbok flyttades borrhigen till Bambazonstrukturen, också belägen i SB307/308, där borringen påträffade ett oljeförande sandlager om cirka 15 meter, netto med förekomst av olja. Ingen rörlig olja kunde dock utvinnas från provtagningen och borringen har pluggats igen och lämnats som en torr borring. Borrhigen West Prospero har därefter flyttats till Maliganstrukturen i SB307/308 där borring pågår med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 110 MMboe, brutto.

Lundin Petroleum ingick ett utfarmningsavtal med Dyas i december 2015 i enlighet med vilket Lundin Petroleum kommer att farma ut en licensandel om 20 procent i SB307/308 (l.a. 65% efter utfarmning), en licensandel om 20 procent i SB303 (l.a. 55% efter utfarmning) och en licensandel om 15 procent i PM328 (l.a. 55% efter utfarmning), belägen offshore Malaysiska halvön. Utfarmningsavtalet, som är villkorat av godkännande från relevanta myndigheter, trädde i kraft före genomförandet av prospekteringsborrningarna Imbok och Bambazon i SB307/308.

Indonesien

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Singa	25,9%	1,6	1,4	1,4	1,0

Produktionen från Singafältet har i stort sett varit enligt förväntan under året. Efterfrågan på gas har varit lägre än normalt under september och oktober månad 2015 på grund av den stora mängd dimma som skogsbränder i Indonesien orsakat och som under dessa månader har påverkat produktionsnivåerna negativt.

I oktober 2015 meddelade Lundin Petroleum att ett försäljningsavtal undertecknats med PT Medco Energi Internasional TBK om försäljning av verksamheten i Indonesien till en kontant ersättning om 22 MUSD. Avtalet trädde i kraft den 1 oktober 2015. Tillgångarna i Indonesien omfattar en licensandel utan operatörskap i det producerande gasfältet Singa och licensandelar med operatörskap i blocken South Sokang och Cendrawasih VII samt ett gemensamt avtal för genomförande av studier (Joint Study Agreement) i Cendrawasih VIII-blocket. Lundin Petroleum kan också komma att få rätt till vissa villkorade ersättningar hänförliga till gasfältet Singa och behåller en option att i framtiden erhålla en andel i Cendrawasihblocken. Transaktionens slutförande är beroende av godkännande från den indonesiska staten, vilket förväntas ske under det första halvåret 2016.

Övriga områden

Ryssland

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (l.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya, som enligt bästa estimat uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 157 MMboe. I maj 2015 meddelade Lundin Petroleum att Rosnedra, den ryska licensmyndigheten, utfärdat en produktionslicens för Morskayafältet som är belägen inom Laganskyblocket.

Bokslutsrapport 2015

Corporate Responsibility – Samhällsansvar

Eftersom det gångna året var ett mycket aktivt år för Lundin Petroleum ur operativ synvinkel fokuserade bolaget särskilt på ansvar och säkerhet i verksamheten.

En obligatorisk webbaserad utbildning om samhällsansvar lanserades till ledning och medarbetare med syfte att öka förståelsen för deras respektive roller och ansvar inom koncernen. Inom ramen för att expandera och kommunicera Lundin Petroleums åtagande om samhällsansvar, utfärdade koncernen en deklaration för uppdragstagare för att säkerställa att uppdragstagare utför arbetet i enlighet med bolagets krav vad gäller hälsa, säkerhet och miljö (HSE), arbetsvillkor, mänskliga rättigheter och anti-korruption.

Den höga aktivitetsnivån under 2015, framförallt med slutförandet av konstruktion och produktionsstart av de två betydande oljefälten Edvard Grieg i Norge och Bertam i Malaysia, resulterade i en LTI-frekvens (Lost Time Incident) om 0,35 per 200 000 timmar och en total frekvens för rapporterade incidenter (Total Recordable Incident Rate) om 0,74. Inga incidenter med allvarliga konsekvenser för personal, processer eller miljö inträffade under året.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för räkenskapsåret 2015 uppgick till -866,3 MUSD (-431,9 MUSD). Förlusten var till största delen ett resultat av lägre oljepriser, prospekteringskostnader och nedskrivningar samt högre finansiella kostnader till följd av den starkare dollarkursen under året, vilket medförde en till största delen icke-kassaflödespåverkande valutakursförlust. Resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare för året uppgick till -861,7 MUSD (-427,2 MUSD), motsvarande resultat per aktie om -2,79 USD (-1,38 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 384,7 MUSD (671,3 MUSD) för året, motsvarande EBITDA per aktie om 1,24 USD (2,17 USD). Operativt kassaflöde för året uppgick till 699,6 MUSD (1 138,5 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 2,26 USD (3,68 USD).

Koncernförändringar

Inga större förändringar har skett inom koncernen under året.

Intäkter

Intäkter för året uppgick till 569,3 MUSD (785,2 MUSD) och utgjordes av försäljning av olja och gas, förändring i under- och överuttagsposition och övriga intäkter som framgår av not 1.

Försäljning av olja och gas för året uppgick till 521,0 MUSD (745,0 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 50,71 USD (88,28 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Brent) för året uppgick till 52,39 USD (98,95 USD) per fat.

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

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Försäljning olja				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	5 939,4	999,5	5 183,3	1 181,5
– Genomsnittspris per boe	52,97	43,63	102,35	71,08
Frankrike				
– Kvantitet i Mboe	971,4	203,0	1 028,7	223,8
– Genomsnittspris per boe	52,07	36,00	94,08	57,63
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	1,2	–	1,1	–
– Genomsnittspris per boe	50,20	–	91,64	–
Malaysia				
– Kvantitet i Mboe	1 455,6	612,8	–	–
– Genomsnittspris per boe	48,92	44,01	–	–
Summa försäljning olja				
– Kvantitet i Mboe	8 367,6	1 815,3	6 213,1	1 405,3
– Genomsnittspris per boe	52,16	42,91	100,98	68,94
Försäljning gas och NGL				
Norge				
– Kvantitet i Mboe	745,7	176,0	1 080,8	215,8
– Genomsnittspris per boe	44,21	36,23	56,02	56,65
Nederländerna				
– Kvantitet i Mboe	633,3	159,4	687,9	161,4
– Genomsnittspris per boe	38,88	33,60	51,11	49,93
Indonesien				
– Kvantitet i Mboe	527,7	115,0	457,2	83,4
– Genomsnittspris per boe	50,99	51,49	47,87	46,95
Summa försäljning gas				
– Kvantitet i Mboe	1 906,7	450,4	2 225,9	460,6
– Genomsnittspris per boe	44,31	39,19	52,83	52,55
Summa försäljning				
– Kvantitet i Mboe	10 274,3	2 265,7	8 439,0	1 865,9
– Genomsnittspris per boe	50,71	42,17	88,28	64,89

Försäljning av olja och gas redovisas när risken har övergått på köparen. Sålda 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 överuttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till 25,6 MUSD (23,4 MUSD) och har redovisats som en intäkt under året. Det var ett underuttag på delen i produktionen från de producerande fälten i Norge under året, beroende på tidpunkten för uttagen i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 22,7 MUSD (16,8 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.

Bokslutsrapport 2015

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för året till 150,3 MUSD (66,5 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Utvinningskostnader				
– i MUSD	121,1	32,8	94,4	22,2
– i USD per boe	10,27	9,31	10,86	10,95
Tariff- och transportkostnader				
– i MUSD	11,8	3,7	18,4	3,4
– i USD per boe	1,00	1,05	2,12	1,68
Royalty och direkta skatter				
– i MUSD	3,5	0,9	3,6	0,8
– i USD per boe	0,29	0,25	0,41	0,39
Förändringar i lager				
– i MUSD	-12,6	-6,8	-0,8	-1,3
– i USD per boe	-1,07	-1,94	-0,09	-0,66
Övrigt				
– i MUSD	26,5	5,1	-49,1	-63,3
– i USD per boe	2,25	1,46	-5,65	-31,26
Totala produktionskostnader				
– i MUSD	150,3	35,7	66,5	-38,2
– i USD per boe	12,74	10,13	7,65	-18,90

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

De totala utvinningskostnaderna för året uppgick till 121,1 MUSD (94,4 MUSD) och inkluderade kostnader om 7,3 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på Alvheimfältet och 7,7 MUSD hänförliga till Brynhildfältet som främst avsåg dess andel av ersättningskostnaden för förtöjningsanordningar och annat nödvändigt arbete på FPSO:n. De totala utvinningskostnaderna uppgick till 102,7 MUSD (72,3 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt. Ökningen jämfört med föregående år är hänförlig till utvinningskostnaderna för fälten Brynhild, Bøyla, Bertam och Edvard Grieg och kompenseras delvis av en starkare dollarkurs, vilket minskade kostnaden för att finansiera utgifter i andra valutor under året.

Utvinningskostnaderna för året uppgick till 10,27 USD (10,86 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Om verksamhetsprojekt exkluderas, uppgick utvinningskostnaderna till 8,71 USD (8,32 USD) per fat. Utvinningskostnaderna per fat, inklusive såväl som exklusive verksamhetsrelaterade projekt, var lägre än prognosen för 2015 som meddelades vid det tredje kvartalet.

Tariff- och transportkostnader för året uppgick till 11,8 MUSD (18,4 MUSD). Minskningen jämfört med föregående år beror främst på lägre producerade volymer från fälten Volund och Gaupe under året samt effekten av en starkare dollarkurs.

Övriga kostnader uppgick till 26,5 MUSD (49,1 MUSD intäkt) och var främst hänförliga till kostnadsdelningsavtalet för Brynhildfältet, i enlighet med vilket utvinningskostnaderna varierar med oljepriset fram till mitten av 2017. Detta avtal värderas till verkligt värde till terminskursen på olja och till följd av den låga kursen vid slutet av 2014 redovisades en tillgång per den 31 december 2014. Tillgången skrivs av i resultaträkningen över avtalets återstående löptid.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar och återställningskostnader uppgick till 260,6 MUSD (131,6 MUSD) och beskrivs i not 3. Avskrivningar hänförliga till olje- och gastillgångar uppgick till 258,0 MUSD (131,6 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 21,88 USD (15,14 USD) per fat. De högre avskrivningarna under året jämfört med föregående år beror på bidragen från fälten Brynhild, Bøyla, Bertam och Edvard Grieg och kompenseras till viss del av lägre producerade volymer från fälten Alvheim och Volund under året. Återställningskostnaderna som redovisades i resultaträkningen för året uppgick till 2,6 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till ökningen av de uppskattade återställningskostnaderna för Gaupefältet.

Avskrivningar av övriga tillgångar uppgick under året till 23,7 MUSD (– MUSD) och var hänförliga till Bertam FPSO:n.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 184,1 MUSD (386,4 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.

Prospekteringskostnader i Norge uppgick till 31,2 MUSD för det fjärde kvartalet 2015 och var främst hänförliga till borrningen i PL708 (Ørnen) som slutfördes utan framgång. Prospekteringskostnader i Malaysia uppgick till 36,3 MUSD och var främst hänförliga till borrningarna på PM308A (Selada) och PM307 (Mengkuang) som slutfördes utan framgång.

Nedskrivningar

Nedskrivningar som redovisats i resultaträkningen uppgick till 737,0 MUSD (400,7 MUSD) för året. Till följd av den betydligt lägre kurvan för terminspriset på olja vid slutet av 2015 och en minskning av reserverna, redovisades en icke-kassaflödespåverkande nedskrivning om 526,0 MUSD, före skatt avseende Brynhildfältet i Norge. En uppskjuten skatteintäkt om 416,1 MUSD, hänförlig till nedskrivningen av Brynhildfältet, redovisades i resultaträkningen, vilket sammantaget resulterade i en nedskrivning, netto om 109,9 MUSD, efter skatt. En icke-kassaflödespåverkande nedskrivning om 165,9 MUSD, före skatt och en uppskjuten skatteintäkt om 24,6 MUSD redovisades för Bertamfältet i Malaysia, vilket resulterade i en nedskrivning efter skatt om 141,3 MUSD, netto. Nedskrivningen var främst hänförlig till den lägre kurvan för terminspriset på olja. Ytterligare nedskrivningar om 25,9 MUSD och 19,2 MUSD redovisades för prospekteringsblock i Malaysia respektive Indonesien.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för året uppgick till 39,5 MUSD (52,2 MUSD) och innehöll en kostnad om 7,1 MUSD (8,9 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 5,2 MUSD (4,8 MUSD) för året.

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för året uppgick till 7,4 MUSD (1,8 MUSD) och beskrivs i not 4. Ränteintäkter för räkenskapsåret 2015 uppgick till 6,1 MUSD och inkluderade ränta på skatteåterbetalningen för prospektering i Norge och ränta som erhållits under det fjärde kvartalet 2015 i samband med överenskommelsen avseende historiska kostnader under samordningsavtalet för Johan Sverdrup.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för året uppgick till 617,9 MUSD (421,8 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för året uppgick till 71,4 MUSD (21,1 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia, har aktiverats under året, till ett belopp om 40,2 MUSD (36,6 MUSD).

Valutakursförlusterna uppgick till 507,3 MUSD (356,3 MUSD), netto för året. 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. US dollarn förstärktes mot Euron under året, vilket resulterade i en valutakursförlust hänförlig till det externa lånet i US dollar som har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Den norska kronan försvagades även mot Euron under året, vilket resulterade i en valutakursförlust på en koncernintern lånebalans i norska kronor. En förstärkt US dollar har en positiv övergripande värdeeffekt för verksamheten eftersom det ökar US dollarns köpkraft för att kunna köpa de valutor, i vilka koncernens verksamhetsutgifter uppkommer. Lundin Petroleum har säkrat vissa verksamhetsutgifter som uppkommer i utländsk valuta mot US dollarn. Under året uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 132,7 MUSD (22,8 MUSD), netto.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 12,4 MUSD (12,6 MUSD) för året och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteter, inklusive den norska kreditfaciliteteten för prospektering, över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangsvgifterna för lånefaciliteterna uppgick till 7,7 MUSD (21,4 MUSD) för året, och minskningen gentemot föregående år beror på de ökade låneuttagen från faciliteterna.

Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 570,1 MUSD (253,2 MUSD) för året.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 280,6 MUSD (419,7 MUSD) för året, vilken inkluderade 283,3 MUSD (431,7 MUSD) hänförliga till skatteåterbetalningen för prospektering i Norge. Det är en följd av den höga nivån på utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge under året och den skattemässiga avskrivningen av tidigare års utbyggnadsutgifter. Den aktuella skatteintäkten i Norge för året kompenseras delvis av den aktuella skattekostnaden hänförlig till övrig verksamhet inom koncernen.

Bokslutsrapport 2015

Den uppskjutna skatteintäkten uppgick till 289,5 MUSD (166,5 MUSD kostnad) för året, och var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden eller intäkten uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. En uppskjuten skatteintäkt om 440,7 MUSD, hänförlig till nedskrivningarna av Brynhild och Bertamfälten, redovisades för det fjärde kvartalet 2015.

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 den redovisade valutakursförlusten, nedskrivningar för Malaysia och Indonesien och av det särskilda avdraget för skatteändamål som gäller i Norge för utbyggnadsutgifter i enlighet med de skatteregler som gäller för offshore verksamhet som beskattas till en 51-procentig skattesats.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för året till 4,6 MUSD (-4,7 MUSD), 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 4 015,4 MUSD (4 182,6 MUSD) och beskrivs i not 7.

Utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter för räkenskapsåret 2015 beskrivs nedan:

Utbyggnadsutgifter i MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Norge	880,7	219,0	1 068,2	249,5
Frankrike	16,9	1,0	29,3	14,7
Nederländerna	2,7	0,7	3,9	1,1
Indonesien	-1,1	-0,5	-0,8	-0,2
Malaysia	130,1	-4,6	130,6	32,8
	1 029,3	215,6	1 231,2	297,9

Under året har ett belopp om 880,7 MUSD (1 068,2 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Edvard Grieg, Brynhild, Ivar Aasen och Johan Sverdrup. I Malaysia redovisades 130,1 MUSD (130,6 MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under året.

Under året redovisades ett belopp om 30,8 MUSD (118,8 MUSD), hänförligt till Bertam FPSO:n. Beloppet framgår inte av tabellen ovan och har aktiverats som del i övriga anläggningstillgångar.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter i MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Norge	370,2	101,5	572,8	221,3
Frankrike	0,4	–	5,9	3,7
Indonesien	3,1	–	47,5	17,5
Malaysia	33,3	25,8	42,7	12,7
Ryssland	5,3	1,2	4,0	1,4
Övriga	1,5	0,1	1,6	0,2
	413,8	128,6	674,5	256,8

Under året har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 370,2 MUSD (572,8 MUSD) i Norge, främst hänförliga till utvärderingsborrningarna på Altafyndigheten i södra Barents hav och den sydöstra utvärderingsborrningen på Edvard Grieg samt nio prospekteringsborrningar. I Malaysia redovisades under året ett belopp om 33,3 MUSD (25,8 MUSD), främst hänförligt till prospekteringsborrningarna på Selada, Mengkuang och Imbok.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 204,3 MUSD (200,3 MUSD) och inkluderade utgifter hänförliga till Bertam FPSO:n.

Finansiella tillgångar uppgick till 10,7 MUSD (37,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 4,1 MUSD (4,7 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 5,5 MUSD (31,0 MUSD) och var hänförlig till den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 13,4 MUSD (12,9 MUSD) och var främst hänförliga till nedskrivningen av Bertamfältet i Malaysia som har fått till följd att det avskrivningsbara skattemässiga värdet är högre än det bokförda värdet. En upplösning av tidigare redovisade skattemässiga underskott i Nederländerna har gjorts eftersom lägre gaspriser har använts för beräkningen vid årets slut och underskottsavdragen inte förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 45,6 MUSD (41,6 MUSD) och inkluderade borrhutrustning i främst Norge och Malaysia samt kolvätelager.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 159,3 MUSD (163,5 MUSD) och beskrivs i not 9. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 35,2 MUSD (40,3 MUSD). Underuttag uppgick till 26,5 MUSD (3,6 MUSD) och var främst hänförliga till underuttag i Norge från fälten inom det större Alvheimområdet och Edvard Griegfältet. Fordringar på joint operations, uppgick till 48,4 MUSD (49,1 MUSD) och var hänförliga till diverse mellanhavanden med joint ventures. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 29,5 MUSD (41,5 MUSD) och var hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 14,7 MUSD (21,6 MUSD) och var hänförlig till värderingen till verkligt värde av den kortfristiga delen av kontraktet, i enlighet med vilket andelen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset. Övriga omsättningstillgångar uppgick till 5,0 MUSD (7,4 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Kortfristiga skattefordringar uppgick till 264,7 MUSD (373,6 MUSD) och utgjordes främst av den norska skatteåterbetalningen för 2015 som kommer att erhållas i december 2016. Beloppet för föregående år var främst hänförligt till den norska skatteåterbetalningen för 2014 som erhöles i december 2015.

Likvida medel uppgick till 71,9 MUSD (80,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 834,8 MUSD (2 654,0 MUSD) och beskrivs i not 10. Banklån uppgick till 3 858,0 MUSD (2 690,0 MUSD) och var hänförligt till det utestående lånet under koncernens utökade revolverande "borrowing base" facilitet om 4,0 miljarder USD. Aktiverade finansieringsavgifter, hänförliga till upprättandekostnader för kreditfaciliteterna, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, uppgick till 23,2 MUSD (36,0 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas förväntade löptid.

Avsättningar uppgick till 379,9 MUSD (288,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 368,2 MUSD (274,1 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under året till följd av ytterligare åtaganden avseende utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia. Betalning för infarmning uppgick till 4,6 MUSD (7,5 MUSD) och var hänförlig till en avsättning för betalning för historiska kostnader för block PM307 i Malaysia.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 542,6 MUSD (973,3 MUSD), av vilka 407,9 MUSD (844,8 MUSD) var hänförliga till Norge. 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. Minskningen jämfört med föregående år var främst hänförlig till nedskrivningen av Brynhildfältet, vilket resulterat i en upplösning av uppskjutna skatteskulder om 416,1 MUSD.

Derivatinstrument uppgick till 48,4 MUSD (33,9 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 32,2 MUSD (29,1 MUSD) och var till största delen hänförliga till 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 349,9 MUSD (491,4 MUSD) och beskrivs i not 12. Förutbetalda intäkter uppgick till 20,2 MUSD (— MUSD) och var hänförliga till en erhållen förskotts betalning under försäljningsavtalet för olja från Alvheim vid årets slut. När oljan levereras kommer skulden att återföras och intäkten kommer att redovisas i resultaträkningen. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 271,5 MUSD (383,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhaktivitet i Norge och Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 23,7 MUSD (46,1 MUSD). Jämförelsetalen från föregående år inkluderade ett belopp om 19,4 MUSD, hänförligt till arbete som återstod att utföra på Bertam FPSO:n. Skulden avseende långsiktiga incitamentsprogram uppgick till — MUSD (28,2 MUSD), till följd av utbetalningen som gjorts under året av de utestående beloppen för det syntetiska optionsprogrammet från 2009. Övriga kortfristiga skulder uppgick till 11,4 MUSD (9,7 MUSD).

Bokslutsrapport 2015

Derivatinstrument uppgick till 66,1 MUSD (101,4 MUSD) och var främst hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valuta- och räntesäkringskontrakt med likviddag inom tolv månader.

Kortfristiga avsättningar uppgick till 4,8 MUSD (53,4 MUSD). Jämförelseperioden inkluderade ett belopp om 48,5 MUSD, hänförligt till historiska kostnader för block PM307 i Malaysia, som förföll till betalning vid Bertamfältets produktionsstart och skulden betalades under året. Skulden var i malaysiska Ringgit och på grund av US dollarns förstärkning mot den malaysiska Ringgiten och en reducering av de överenskomna historiska kostnaderna utbetalades ett belopp om 34,8 MUSD, omräknat till US dollar. Kortfristiga avsättningar inkluderade ett belopp om 4,8 MUSD (4,9 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -78,1 MSEK (108,7 MSEK) för räkenskapsåret 2015.

I resultatet ingick administrationskostnader om 89,6 MSEK (144,9 MSEK) och finansiella intäkter om 4,6 MSEK (209,9 MSEK). Föregående år redovisades en utdelning om 205,7 MSEK.

Ställda säkerheter till ett belopp om 3 569,7 MSEK (8 717,8 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.

Koncernen erhöll 0,5 MUSD (0,7 MUSD) från närstående i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade 0,2 MUSD (0,6 MUSD) till närstående för erhållna tjänster.

Till följd av en nyemission som genomfördes av ShaMaran Petroleum i februari 2015, förvärvade Lundin Petroleum 46,5 miljoner aktier i ShaMaran, till ett belopp om 4,65 miljoner CAD och erhöll ytterligare 7,3 miljoner aktier i ShaMaran, i form av en garantiersättning för att tillsammans med andra större aktieägare ha garanterat emissionen. Per den 31 december 2015 ägde Lundin Petroleum totalt 103,8 miljoner aktier i ShaMaran, vilket motsvarar cirka 6,6 procent av ShaMarans totala antal utestående aktier vid det datumet.

Likviditet

Under 2014 utökade Lundin Petroleum sin kreditfacilitet till 4,0 miljarder USD. Kreditfaciliteten är en revolverande "borrowing base" facilitet som är säkrad mot vissa kassaflöden som genereras av koncernen. Beloppet som är tillgängligt 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 2015 är 427,2 MUSD (1 126,8 MUSD) och representerar 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. Till följd av att skatteåterbetalningen använts för att återbetala lånebalansen utnyttjades ingen del av faciliteten per den 31 december 2015.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petroliam 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 2015 var 23,5 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

Under det första kvartalet 2016 meddelade Lundin Petroleum följande händelser:

Ett avtal om försäljning av Bertam FPSO:n har undertecknats med M3nergy Investment Limited. Avtalet förutsätter att vissa villkor uppfylls, vilket inkluderar slutförandet av köparens finansiering. Transaktionen förväntas slutföras under det första kvartalet 2016.

Prospekteringsborrningen på Lorry i PL700B i södra Norska havet pluggades igen och lämnades som en torr borrning. Utgiften för borrningen kommer att kostnadsföras i det första kvartalet 2016.

Prospekteringsborrningen på Bambazon i SB307/308, offshore Sabah i Malaysia, påträffade förekomst av olja och borrningen har pluggats igen och lämnats. Utgiften för borrningen kommer att kostnadsföras i det första kvartalet 2016.

Fyra prospekteringslicenser tilldelades Lundin Petroleum i 2015 års norska APA licensrunda, varav två som operatör.

Bolaget ingick en sjuårig säkrad reservbaserad kreditfacilitet om upp till 5 miljarder USD, med ett initialt tillgängligt belopp om 4,3 miljarder USD. Faciliteten ersätter den nuvarande kreditfaciliteten om 4,0 miljarder USD, vars tillgängliga belopp skulle ha minskats från och med juni 2016 och förfallit 2019.

Aktiedata

Lundin Petroleum AB:s registrerade aktiekapital uppgick till 3 179 106 SEK, vilket motsvarar 311 070 330 aktier med ett kvotvärde per aktie om 0,01 SEK. Per den 31 december 2015 innehar bolaget 2 000 000 egna aktier.

Styrelsen kommer att föreslå till årsstämman att ingen utdelning skall betalas till aktieägarna för räkenskapsåret 2015.

Ersättningar

Lundin Petroleums ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2014 och i aktieägarinformationen inför årsstämman 2015, vilken finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2013, 2014 och 2015 års unit bonus program per den 31 december 2015 var 132 836 respektive 247 306 och 438 732.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Årsstämman 2015 beslutade om ett långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet gäller från och med den 1 juli 2015 och kostnaden för 2015 har redovisats från och med den andra hälften av 2015. Den totala summan av antalet utestående rättigheter uppgick för 2015 till 694 011 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 motsvarar verkligt värde vid datumet för tilldelningen beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Programmet för 2014 gäller från och med den 1 juli 2014 och summan av antalet utestående rättigheter uppgick för 2014 till 602 554. Varje rättighet har värderats till 81,40 SEK, vilket motsvarar verkligt värde vid datumet för tilldelningen beräknat enligt en optionsprissättningsmodell.

Redovisningsprinciper

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

Redovisningsprinciperna som tillämpats är i övrigt i överensstämmelse med de som tillämpats vid upprättandet av koncernens årsredovisning för räkenskapsåret som avslutades den 31 december 2014.

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 2014.

Bokslutsrapport 2015

Derivatinstrument

Per den 31 december 2015 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
MNOK 1 251,8	182,5 MUSD	6,86 NOK: 1 USD	jan 2016 – jun 2016
MNOK 2 058,4	243,9 MUSD	8,44 NOK: 1 USD	jul 2016 – dec 2016
MNOK 1 839,2	217,3 MUSD	8,46 NOK: 1 USD	jan 2017 – dec 2017
MNOK 1 928,0	228,0 MUSD	8,46 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
MNOK 1 672,4	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

Per den 31 december 2015, har Lundin Petroleum också ingått följande räntesäkringskontrakt:

Lån Belopp i MUSD	Binda den rörliga LIBOR-räntan Ränta per år	Likvidperiod
500	0,57%	1 apr 2013 – 31 mar 2016
1 500	1,50%	1 jan 2016 – 31 mar 2016
2 000	1,50%	1 apr 2016 – 31 dec 2016
1 500	2,32%	1 jan 2017 – 31 dec 2017
1 000	3,06%	1 jan 2018 – 31 dec 2018

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 räkenskapsåret 2015 har följande valutakurser använts:

	31 dec 2015		31 dec 2014	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	8,0637	8,8090	6,3011	7,4332
1 USD motsvarar Euro	0,9012	0,9185	0,7526	0,8236
1 USD motsvarar Rubel	61,2881	74,1009	38,3878	59,5808
1 USD motsvarar SEK	8,4303	8,4408	6,8457	7,7366

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Intäkter	1	569,3	136,0	785,2	135,2
Rörelsens kostnader					
Produktionskostnader	2	-150,3	-35,7	-66,5	38,2
Avskrivningar och återställningskostnader		-260,6	-84,0	-131,6	-33,2
Avskrivningar av övriga tillgångar		-23,7	-7,2	–	–
Prospekteringskostnader		-184,1	-67,8	-386,4	-256,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		-737,0	-737,0	-400,7	-400,7
Bruttoresultat	3	-786,4	-795,7	-200,0	-517,4
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-39,5	-8,3	-52,2	-10,2
Rörelseresultat		-825,9	-804,0	-252,2	-527,6
Resultat från finansiella investeringar					
Finansiella intäkter	4	7,4	5,7	1,8	0,5
Finansiella kostnader	5	-617,9	-162,7	-421,8	-308,8
		-610,5	-157,0	-420,0	-308,3
Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden		–	–	-12,9	–
Resultat före skatt		-1 436,4	-961,0	-685,1	-835,9
Inkomstskatt	6	570,1	467,3	253,2	398,9
Periodens resultat		-866,3	-493,7	-431,9	-437,0
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare		-861,7	-492,5	-427,2	-436,0
Innehav utan bestämmande inflytande		-4,6	-1,2	-4,7	-1,0
		-866,3	-493,7	-431,9	-437,0
Resultat per aktie – USD ¹		-2,79	-1,59	-1,38	-1,41
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹		-2,78	-1,59	-1,38	-1,41

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Periodens resultat	-866,3	-493,7	-431,9	-437,0
Övrigt totalresultat				
Poster som kan komma att om-klassificeras till resultaträkningen:				
Valutaomräkningsdifferens	-81,7	-14,7	-196,3	-95,2
Kassaflödessäkring	6,9	5,6	-148,7	-111,6
Finansiell tillgång som kan säljas	-3,7	-0,9	-15,3	-9,0
Övrigt totalresultat efter skatt	-78,5	-10,0	-360,3	-215,8
Totalresultat	-944,8	-503,7	-792,2	-652,8
Totalresultat hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	-934,8	-499,6	-766,7	-638,8
Innehav utan bestämmande inflytande	-10,0	-4,1	-25,5	-14,0
	-944,8	-503,7	-792,2	-652,8

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 december 2015	31 december 2014
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 015,4	4 182,6
Övriga materiella anläggningstillgångar		204,3	200,3
Finansiella tillgångar	8	10,7	37,0
Upplupna skattekostnader		13,4	12,9
Summa anläggningstillgångar		4 243,8	4 432,8
Omsättningstillgångar			
Lager		45,6	41,6
Kundfordringar och andra fordringar	9	159,3	163,5
Kortfristiga skattefordringar		264,7	373,6
Likvida medel		71,9	80,5
Summa omsättningstillgångar		541,5	659,2
SUMMA TILLGÅNGAR		4 785,3	5 092,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		-498,2	431,5
Innehav utan bestämmande inflytande		24,1	34,2
Summa eget kapital		-474,1	465,7
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	10	3 834,8	2 654,0
Avsättningar	11	379,9	288,0
Uppskjutna skatteskulder		542,6	973,3
Derivatinstrument	13	48,4	33,9
Övriga långfristiga skulder		32,2	29,1
Summa långfristiga skulder		4 837,9	3 978,3
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	12	349,9	491,4
Derivatinstrument	13	66,1	101,4
Kortfristiga skulder		0,7	1,8
Avsättningar	11	4,8	53,4
Summa kortfristiga skulder		421,5	648,0
Summa skulder		5 259,4	4 626,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		4 785,3	5 092,0

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	-866,3	-493,7	-431,9	-437,0
Justeringar för:				
Prospekteringskostnader	184,1	67,8	386,4	256,9
Avskrivningar och nedskrivningar	286,9	90,2	136,2	34,1
Aktuell skatt	-280,6	-75,1	-419,7	-161,0
Uppskjuten skatt	-289,5	-392,2	166,5	-237,9
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	737,0	737,0	400,7	400,7
Långsiktiga incitamentsprogram	15,2	3,6	14,5	2,0
Valutakursförluster	374,6	105,0	333,1	261,3
Räntekostnader	71,3	24,3	21,1	21,1
Övriga	40,9	6,5	-5,1	-43,9
Erhållen ränta	6,1	5,7	0,9	0,4
Betald ränta	-110,1	-32,8	-56,5	-18,8
Erhållen skatt	335,6	335,4	-13,8	-1,5
Förändringar i rörelsekapital	-193,7	-112,6	72,4	-60,1
Summa kassaflöde från verksamheten	311,5	269,1	604,8	16,3
Kassaflöde från investeringar				
Investering i olje- och gastillgångar	-1 443,3	-344,4	-1 921,2	-570,2
Investering i övriga anläggningstillgångar	-36,0	-1,5	-124,9	-19,0
Avyttring av obligationer	–	–	10,5	–
Investering i dotterbolag	-0,1	–	–	–
Investering i övriga aktier och andelar	-3,7	–	–	–
Andel i resultat från intressebolag	–	–	11,7	–
Betalda återställningskostnader	-10,6	-1,0	-1,2	-0,3
Övriga betalningar	-0,5	–	-0,1	–
Summa kassaflöde från investeringar	-1 494,2	-346,9	-2 025,2	-589,5
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga fordringar	–	–	9,8	–
Förändring av långfristiga skulder	1 171,0	95,6	1 419,2	526,3
Betalda finansieringsavgifter	-3,3	-0,1	-20,7	–
Köp av egna aktier	–	–	-9,8	–
Utdelningar	–	–	-0,1	–
Summa kassaflöde från finansiering	1 167,7	95,5	1 398,4	526,3
Förändring av likvida medel	-15,0	17,7	-22,0	-46,9
Likvida medel vid periodens början	80,5	53,0	82,4	111,9
Valutakursdifferenser i likvida medel	6,4	1,2	20,1	15,5
Likvida medel vid periodens slut	71,9	71,9	80,5	80,5

Koncernens förändringar i eget kapital

Belopp i MUSD	Hänförligt till moderbolagets aktieägare					Summa eget kapital
	Aktiekapital	Övrigt tillskjutet kapital/Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	Innehav utan bestämmande inflytande	
Balans per den 1 januari 2014	0,5	358,1	848,4	1 207,0	59,8	1 266,8
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-427,2	-427,2	-4,7	-431,9
Övrigt totalresultat	–	-339,5	–	-339,5	-20,8	-360,3
Summa totalresultat	–	-339,5	-427,2	-766,7	-25,5	-792,2
Transaktioner med ägare						
Utdelning	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-9,8	–	-9,8	–	-9,8
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,0	1,0	–	1,0
Summa transaktioner med ägare	–	-9,8	1,0	-8,8	-0,1	-8,9
Den 31 december 2014	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						
Investering i dotterbolag	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	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

Under 2014 minskade moderbolaget sitt aktiekapital med 68 402,50 SEK genom en indragning av 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet efterföljdes av en fondemission till samma belopp. Beloppen redovisades mot övriga reserver. Indragningen av aktierna medförde därmed inte någon förändring av bolagets aktiekapital.

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1. Intäkter MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Olja	436,5	77,9	627,4	96,9
Kondensat	0,6	0,2	3,0	0,2
Gas	83,9	17,5	114,6	24,0
Försäljning av olja och gas	521,0	95,6	745,0	121,1
Förändring i under- och överuttag	25,6	33,3	23,4	9,6
Övriga intäkter	22,7	7,1	16,8	4,5
Intäkter	569,3	136,0	785,2	135,2

Not 2. Produktionskostnader MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Utvinningskostnader	121,1	32,8	94,4	22,2
Tariff- och transportkostnader	11,8	3,7	18,4	3,4
Direkta produktionsskatter	3,5	0,9	3,6	0,8
Förändring i under- och överuttag	-12,6	-6,8	-0,8	-1,3
Övriga	26,5	5,1	-49,1	-63,3
	150,3	35,7	66,5	-38,2

Not 3. Segment information MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Norge				
Olja	314,6	43,6	530,5	84,0
Kondensat	–	–	1,7	–
Gas	33,0	6,4	58,8	12,2
Försäljning av olja och gas	347,6	50,0	591,0	96,2
Förändring i under- och överuttag	25,9	33,6	24,4	10,0
Övriga intäkter	2,0	0,4	3,8	0,7
Intäkter	375,5	84,0	619,2	106,9
Produktionskostnader	-104,5	-23,4	-11,3	52,6
Avskrivningar och återställningskostnader	-158,9	-49,6	-88,5	-23,6
Prospekteringskostnader	-146,5	-31,2	-272,1	-197,9
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar	-526,0	-526,0	-400,7	-400,7
Bruttoresultat	-560,4	-546,2	-153,4	-462,7

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Frankrike				
Olja	50,6	7,3	96,8	12,9
Försäljning av olja och gas	50,6	7,3	96,8	12,9
Förändring i under- och överuttag	-0,2	-0,2	-0,5	-0,6
Övriga intäkter	1,5	0,4	1,7	0,4
Intäkter	51,9	7,5	98,0	12,7
Produktionskostnader	-25,1	-6,3	-33,1	-7,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-15,5	-3,5	-16,9	-4,1
Prospekteringskostnader	-0,6	–	-4,6	-4,6
Bruttoresultat	10,7	-2,3	43,4	-3,9
Nederländerna				
Olja	0,1	–	0,1	–
Kondensat	0,6	0,2	1,3	0,2
Gas	24,0	5,2	33,8	7,8
Försäljning av olja och gas	24,7	5,4	35,2	8,0
Förändring i under- och överuttag	-0,1	-0,1	-0,5	0,2
Övriga intäkter	1,8	0,5	2,2	0,5
Intäkter	26,4	5,8	36,9	8,7
Produktionskostnader	-12,0	-3,0	-16,8	-4,7
Avskrivningar och återställningskostnader	-10,7	-2,5	-15,9	-3,7
Prospekteringskostnader	-0,7	-0,3	-1,4	-0,4
Bruttoresultat	3,0	–	2,8	-0,1
Malaysia				
Olja	71,2	27,0	–	–
Försäljning av olja och gas	71,2	27,0	–	–
Övriga intäkter	10,8	3,8	–	–
Intäkter	82,0	30,8	–	–
Produktionskostnader	-4,4	-1,3	–	–
Avskrivningar och återställningskostnader	-66,4	-28,4	–	–
Avskrivningar av övriga tillgångar	-23,7	-7,2	–	–
Prospekteringskostnader	-36,3	-36,3	-14,4	-14,3
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-191,8	-191,8	–	–
Bruttoresultat	-240,6	-234,2	-14,4	-14,3
Indonesien				
Gas	26,9	5,9	22,0	4,0
Försäljning av olja och gas	26,9	5,9	22,0	4,0
Övriga intäkter	–	–	–	–
Intäkter	26,9	5,9	22,0	4,0
Produktionskostnader	-4,3	-1,7	-5,4	-1,9
Avskrivningar och återställningskostnader	-9,1	–	-10,3	-1,8
Prospekteringskostnader	–	–	-94,2	-40,0
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-19,2	-19,2	–	–
Bruttoresultat	-5,7	-15,0	-87,9	-39,7

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Övriga				
Olja	–	–	–	–
Försäljning av olja och gas	–	–	–	–
Övriga intäkter	6,6	2,0	9,1	2,9
Intäkter	6,6	2,0	9,1	2,9
Produktionskostnader	–	–	0,1	0,1
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	–	–
Prospekteringskostnader	–	–	0,3	0,3
Bruttoresultat	6,6	2,0	9,5	3,3

Summa				
Olja	436,5	77,9	627,4	96,9
Kondensat	0,6	0,2	3,0	0,2
Gas	83,9	17,5	114,6	24,0
Försäljning av olja och gas	521,0	95,6	745,0	121,1
Förändring i under- och överuttag	25,6	33,3	23,4	9,6
Övriga intäkter	22,7	7,1	16,8	4,5
Intäkter	569,3	136,0	785,2	135,2
Produktionskostnader	-150,3	-35,7	-66,5	38,2
Avskrivningar och återställningskostnader	-260,6	-84,0	-131,6	-33,2
Avskrivningar av övriga tillgångar	-23,7	-7,2	–	–
Prospekteringskostnader	-184,1	-67,8	-386,4	-256,9
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	-737,0	-737,0	-400,7	-400,7
Bruttoresultat	-786,4	-795,7	-200,0	-517,4

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

Not 4. Finansiella intäkter MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Ränteintäkter	6,1	5,6	1,2	0,4
Garanti-intäkter	0,7	–	0,5	0,1
Övriga	0,6	0,1	0,1	–
	7,4	5,7	1,8	0,5

Not 5. Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Räntekostnader	71,4	24,4	21,1	9,4
Valutakursförluster, netto	507,3	129,2	356,3	289,5
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	6,9	1,6	2,4	0,7
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	10,0	2,5	7,0	1,7
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	12,4	3,1	12,6	2,8
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	7,7	1,0	21,4	4,5
Övriga	2,2	0,9	1,0	0,2
	617,9	162,7	421,8	308,8

Not 6. Inkomstskatter MUSD	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Aktuell skatt	-280,6	-75,1	-419,7	-161,0
Uppskjuten skatt	-289,5	-392,2	166,5	-237,9
	-570,1	-467,3	-253,2	-398,9

Not 7. Olje- och gastillgångar MUSD	31 dec 2015	31 dec 2014
Norge	2 987,5	2 960,7
Frankrike	187,0	210,1
Nederländerna	31,5	38,6
Malaysia	301,6	428,3
Indonesien	17,6	43,9
Ryssland	490,2	501,0
	4 015,4	4 182,6

Not 8. Finansiella tillgångar MUSD	31 dec 2015	31 dec 2014
Övriga aktier och andelar	4,1	4,7
Brynhild kostnadsdelning	5,5	31,0
Övriga	1,1	1,3
	10,7	37,0

Not 9. Kundfordringar och andra fordringar MUSD	31 dec 2015	31 dec 2014
Kundfordringar	35,2	40,3
Underuttag	26,5	3,6
Fordringar på Joint operations	48,4	49,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	29,5	41,5
Brynhild kostnadsdelning	14,7	21,6
Övriga	5,0	7,4
	159,3	163,5

Not 10. Finansiella skulder MUSD	31 dec 2015	31 dec 2014
Långfristiga:		
Banklån	3 858,0	2 690,0
Aktiverade finansieringskostnader	-23,2	-36,0
	3, 834,8	2 654,0

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 11. Avsättningar		
MUSD	31 dec 2015	31 dec 2014
Långfristiga:		
Återställningskostnader	368,2	274,1
Långsiktiga incitamentsprogram	2,2	1,8
Betalning för infarmning	4,6	7,5
Övriga	4,9	4,6
	379,9	288,0
Kortfristiga:		
Betalning för infarmning	–	48,5
Långsiktiga incitamentsprogram	4,8	4,9
	4,8	53,4
	384,7	341,4

Not 12. Leverantörsskulder och övriga skulder		
MUSD	31 dec 2015	31 dec 2014
Leverantörsskulder	23,1	23,9
Förutbetalda intäkter	20,2	–
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	271,5	383,5
Övriga upplupna kostnader	23,7	46,1
Långsiktiga incitamentsprogram	–	28,2
Övriga	11,4	9,7
	349,9	491,4

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 2015

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Likvida medel	71,9	–	–
Finansiella tillgångar	10,7	–	–
	82,6	–	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	48,4	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	66,1	–
	–	114,5	–

31 december 2014

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Likvida medel	80,5	–	–
Finansiella tillgångar	37,0	–	–
	117,5	–	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	33,9	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	101,4	–
	–	135,3	–

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. Motparter i säkringskontrakten är banker, varav samtliga ingår i kreditfaciliteten.

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Intäkter	8,7	0,3	9,2	1,6
Administrationskostnader	-89,6	-21,7	-144,9	-35,1
Rörelseresultat	-80,9	-21,4	-135,7	-33,5
Resultat från finansiella poster				
Finansiella intäkter	4,6	0,9	209,9	206,9
Finansiella kostnader	-1,8	-1,7	-1,9	–
	2,8	-0,8	208,0	206,9
Resultat före skatt	-78,1	-22,2	72,3	173,4
Skatt	–	–	36,4	36,4
Periodens resultat	-78,1	-22,2	108,7	209,8

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Periodens resultat	-78,1	-22,2	108,7	209,8
Övrigt totalresultat	–	–	–	–
Totalresultat	-78,1	-22,2	108,7	209,8
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare	-78,1	-22,2	108,7	209,8
	-78,1	-22,2	108,7	209,8

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 december 2015	31 december 2014
TILLGÅNGAR		
Anläggningstillgångar		
Aktier i dotterbolag	7 871,8	7 871,8
Övriga materiella anläggningstillgångar	0,2	0,2
Summa anläggningstillgångar	7 872,0	7 872,0
Omsättningstillgångar		
Fordringar	17,5	16,7
Likvida medel	0,4	1,8
Summa omsättningstillgångar	17,9	18,5
SUMMA TILLGÅNGAR	7 889,9	7 890,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 782,4	7 860,5
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,4	0,3
	100,7	–
Summa långfristiga skulder	101,1	0,3
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	6,4	16,2
Skulder till koncernbolag	–	13,5
Summa kortfristiga skulder	6,4	29,7
Summa skulder	107,5	30,0
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 889,9	7 890,5
Ställda säkerheter	3 569,7	8 717,8

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Kassaflöde från verksamheten				
Periodens resultat	-78,1	-22,2	108,7	209,8
Ej kassaflödespåverkande poster	0,3	0,2	-36,7	-36,5
Förändringar i rörelsekapital	-23,8	-79,9	11,0	-173,8
Summa kassaflöde från verksamheten	-101,6	-101,9	83,0	-0,5
Kassaflöde från investeringar				
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	–	–	-0,1	–
Summa kassaflöde från investeringar	–	–	-0,1	–
Kassaflöde från finansiering				
Förändring av långfristiga skulder	100,4	100,4	-21,7	–
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–
Summa kassaflöde från finansiering	100,4	100,4	-83,9	–
Förändring av likvida medel	-1,2	-1,5	-1,0	-0,5
Likvida medel vid periodens början	1,8	1,9	2,6	2,3
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,2	–	0,2	–
Likvida medel vid periodens slut	0,4	0,4	1,8	1,8

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktiekapital	Reservfond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	
Den 1 januari 2014	3,2	861,3	2 357,5	4 592,0	6 949,5	7 814,0
Totalresultat	–	–	–	108,7	108,7	108,7
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Den 31 december 2014	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

Under 2014 minskade moderbolaget sitt aktiekapital med 68 402,50 SEK genom en indragning av 6 840 250 egna aktier. Minskningen av aktiekapitalet efterföljdes av en fondemission till samma belopp. Beloppen redovisades mot övriga reserver. Indragningen av aktierna medförde därmed inte någon förändring av bolagets aktiekapital.

Finansiella nyckeltal

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2015– 31 dec 2015 12 månader	1 okt 2015– 31 dec 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader	1 okt 2014– 31 dec 2014 3 månader
Intäkter	569,3	136,0	785,2	135,2
EBITDA	384,7	93,6	671,3	164,4
Periodens resultat	-866,3	-493,7	-431,9	-437,0
Operativt kassaflöde	699,6	175,4	1 138,5	334,5
Nyckeltal, per aktie (USD)				
Aktieägarnas egna kapital per aktie	-1,61	-1,61	1,40	1,40
Operativt kassaflöde per aktie	2,26	0,57	3,68	1,08
Kassaflöde från verksamheten per aktie	1,01	0,87	1,96	-0,12
Resultat per aktie	-2,79	-1,59	-1,38	-1,41
Resultat per aktie efter full utspädning	-2,78	-1,59	-1,38	-1,41
EBITDA per aktie	1,24	0,30	2,17	0,53
Utdelning per aktie	–	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	311 070 330	311 070 330	311 070 330	311 070 330
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	309 170 986	309 170 986
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	310 019 890	310 019 890	309 475 038	309 475 038
Börskurs				
Börskurs vid periodens slut (SEK)	122,60	122,60	112,40	112,40
Nyckeltal				
Räntabilitet på eget kapital (%) ¹	–	–	-50	-50
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	-26	-22	-11	-19
Netto skuldsättningsgrad (%) ¹	–	–	605	605
Soliditet (%)	-10	-10	9	9
Andel riskbärande kapital (%)	1	1	28	28
Räntetäckningsgrad	-11	-31	-13	-54
Operativt kassaflöde/räntekostnader	9	7	49	33
Direktavkastning	n/a	n/a	n/a	n/a

¹ Dessa nyckeltal har ej beräknats eftersom eget kapital är negativt för 2015.

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.

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.

Finansiell information

Stockholm, 3 februari 2016

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

Peggy Bruzelius

C. Ashley Heppenstall

Lukas H. Lundin

William A. Rand

Grace Reksten Skaugen

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

Alex Schneiter
Koncernchef och vd

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för tremånadersperioden (januari – mars 2016) kommer att publiceras den 11 maj 2016.
- Rapporten för sexmånadersperioden (januari – juni 2016) kommer att publiceras den 3 augusti 2016.
- Rapporten för niomånadersperioden (januari – september 2016) kommer att publiceras den 2 november 2016.

Årsstämman kommer att hållas den 12 maj 2016 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

Teitur Poulsen
VP Corporate Planning
& Investor Relations
Tel: +41 22 595 10 00

Robert Eriksson
Manager, Media
Communications
Tel: +46 701 11 26 15

Denna information har offentliggjorts i enlighet med lagen om värdepappersmarknaden (SFS 2007:528) och/eller lagen om handel med finansiella instrument (SFS 1991:980).

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 resurser kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och 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

