



Lundin
Petroleum



Delårsrapport för
NIOMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 30 september 2015
Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055

Sammanfattning

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015 (30 september 2014)

- Produktion om 30,3 Mboepd (24,4 Mboepd)¹
- Intäkter om 433,3 MUSD (650,0 MUSD)
- EBITDA om 291,1 MUSD (506,9 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 524,3 MUSD (804,0 MUSD)
- Resultat om -372,6 MUSD (5,1 MUSD), inklusive en valutakursförlust om -378,1 MUSD, netto.
- Nettoskuld om 3 844 MUSD (31 december 2014: 2 609 MUSD)
- Produktion från Bøylafältet i Norge och Bertamfältet i Malaysia startade i januari respektive april 2015.
- Edvard Griegs anläggningar installerades med framgång, offshore Norge. I fas för att starta produktion under fjärde kvartalet 2015.
- Utbyggnadsplanen för Fas 1 av Johan Sverdrup godkändes av det norska olje- och energidepartementet i augusti 2015.
- Utvärderingsborrning 7220/11-2 och sidospårsborrning 7220/11-2 A på Alta i PL609 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.

Tredje kvartalet som avslutades den 30 september 2015 (30 september 2014)

- Produktion om 36,0 Mboepd (21,4 Mboepd)¹
- Intäkter om 154,2 MUSD (189,2 MUSD)
- EBITDA om 98,7 MUSD (157,6 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 177,0 MUSD (307,0 MUSD), inklusive en valutakursförlust om -201,4 MUSD, netto.
- Resultat om -201,6 MUSD (4,3 MUSD)

	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Produktion i Mboepd ¹	30,3	36,0	24,4	21,4	23,8
Intäkter i MUSD	433,3	154,2	650,0	189,2	785,2
Periodens resultat i MUSD	-372,6	-201,6	5,1	4,3	-431,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	-369,2	-200,4	8,8	5,6	-427,2
Resultat per aktie i USD ²	-1,19	-0,65	0,03	0,02	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ²	-1,19	-0,65	0,03	0,02	-1,38
EBITDA i MUSD	291,1	98,7	506,9	157,6	671,3
Operativt kassaflöde i MUSD	524,3	177,0	804,0	307,0	1 138,5

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,

Det är en stor ära och jag är mycket stolt att idag skriva mitt första brev, till er våra aktieägare, i egenskap av ny koncernchef och VD för Lundin Petroleum, ett bolag med unika tillgångar, ett enastående team av medarbetare, en spännande profil för framtida tillväxt och som blivit det ledande oberoende prospekterande och producerande oljebolaget i Europa. Å mina och hela Lundin Petroleums lednings vägnar vill jag tacka min företrädare Ashley Heppenstall för hans utomordentliga arbete under sin tid som koncernchef och VD för Lundin Petroleum. Framför allt har jag fått en god vän för livet.

Oförändrad strategi

Som jag vid flera tillfällen tidigare har nämnt till investerare kommer Lundin Petroleums strategi att förbli oförändrad. Den organiska tillväxten kommer att fortsätta och förblir kärnan i vår strategi. Jag hyser en stark tilltro till vår fortsatta kapacitet att upptäcka stora resurser till en låg kostnad per enhet. Jag är övertygad om att vi på det sättet kommer att fortsätta att generera väsentligt värde till alla våra intressenter. Jag tror också att vi, för att denna strategi skall förbli framgångsrik, kommer att behöva fortsätta att vara fokuserade och disciplinerade för att behålla vår ledande konkurrensfördel. Parallellt med detta är det mycket viktigt för vår verksamhet och för vår tillväxt att kunna leverera projekt inom budget och tidsplan och att maximera vår existerande operativa effektivitet för att etablera en stabil grund med starkt kassaflöde för bolagets nästa tillväxtfas. Det slutgiltiga målet är att positionera bolaget för att kunna generera långsiktigt hållbart värde.

Det här har varit ett väldigt aktivt år för bolaget och jag är nöjd att meddela att vi är på god väg att uppnå vårt huvudmål, en produktion om 75 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd) vid slutet av året när produktion har startat från Edvard Grieg. Dessutom uppnåddes en viktig milstolpe för bolaget i augusti med det slutliga godkännandet av Johan Sverdrups utbyggnadsplan för Fas 1 från det norska olje- och energidepartementet. Det här fältet är helt enkelt unikt vad gäller storlek och lönsamhet och när produktion startas vid slutet av 2019 kommer det att bli transformerande för bolaget.

Minskade kostnadsnivåer

Trots ett lågt oljepris fortsätter vi att arbeta hårt för att bibehålla en stark balansräkning och god tillgång på likviditet. En effektiv kapitalhantering och operativ effektivitet förblir vår främsta prioritering och vi ser nuvarande period med lågt oljepris som en möjligheternas tid för vår verksamhet. Vi kommer även fortsatt att sträva efter att förbättra vår effektiva kapitalhantering och operativa effektivitet samt minska kostnaderna. Kostnadsnivåerna går ner och vi ser tydliga bevis på det på alla nivåer; prospekterings-, utvärderings-, utbyggnads-, och produktionskostnader. Det här är en bra tid för offertupphandling och för tilldelning av stora kontrakt med det klimat av deflation som Johan Sverdrup-projektet drar fördel av nu när samtliga stora kontrakt har tilldelats eller står i begrepp att tilldelas och jag förväntar mig ytterligare kostnadsminskningar framöver. Dessutom är detta den perfekta tiden att lägga fast vår borrstrategi för de kommande åren och att dra fördel av de väsentligt lägre priserna på borrhjull. Lundin Petroleum befinner sig i ett mycket fördelaktigt läge inför början av nästa år då vi inte kommer att vara bundna till några kontrakterade borrhjull för våra prospekterings- och utvärderingsaktiviteter.

Produktion och utbyggnad

Vårt produktionsresultat under det tredje kvartalet var bra med en genomsnittlig produktion om 36 000 boepd. Vi är i fas för att uppnå vår reviderade förväntade produktion om 32 000 boepd för helåret. Brynhildfältet producerade över förväntan med förbättrad drifttid under det tredje kvartalet, men förblir ett bekymmer både vad gäller att uppnå konstanta driftstider samt reservoarens prestanda, vilket vi fortsätter att följa noga. Både Boylafältet i Norge och Bertamfältet i Malaysia startade produktion som planerat tidigare i år och toppproduktionsnivåer uppnåddes från båda fälten under det tredje kvartalet 2015. Våra utvinningskostnader för rapporteringsperioden var fortsatt låga och uppgick till cirka 10,70 USD per fat, vilket var lägre än förväntat.

Vi har kommit långt med våra utbyggnadsprojekt och resultatet som uppnåddes vid anslutnings- och driftsättningsfasen vid Edvard Griegfältets utbyggnad, som nu är till 80 procent färdig, är väldigt uppmuntrande. Dessutom har vi erhållit formellt godkännande från det norska Petroleumstilsynet vad gäller hälsa, säkerhet och miljö samt operativ beredskap för att starta produktion. Vi är på mycket god väg att starta produktion vid slutet av det fjärde kvartalet.

Det gläder mig att kunna meddela att vårt utbyggnadsprojekt Johan Sverdrup fortskrider enligt plan och att de flesta av de stora kontrakten nu har tilldelats. Vi ser också tydliga bevis på kostnadsminskningar jämfört med uppskattningarna i den ursprungliga utbyggnadsplanen. Statoil, som är operatör för Johan Sverdrupfältet, meddelade nyligen kostnadsminskningar om sju procent. Jag är säker på att det här är en utveckling som kommer att fortsätta. Vi gör också stora framsteg vad gäller att definiera Fas 2 av Johan Sverdrups utbyggnad med val av utbyggnadskoncept som förväntas ske under nästa år och inlämnande av utbyggnadsplan under 2017.

Prospektering och utvärdering

Vi fortsätter med vårt mycket aktiva prospekterings- och utvärderingsprogram. Två utvärderingsborrningar avslutades med framgång under det tredje kvartalet, den första på Edvard Griegfältet på Utsirahøyden och den andra på Altafyndigheten på Loppahøyden i södra Barents hav. Jag är nöjd med resultaten från de båda borrningarna och förväntar mig en ökning av reserverna för Edvard Griegfältet vid slutet av året. Resultaten från 2015 års utvärderingsprogram på de östra och västra sidorna av Altastrukturen har påvisat tryckkommunikation med den ursprungliga fyndighetsborrningen mot norr. Ytterligare utvärderingsborrningar är att vänta under 2016 på denna spännande fyndighet.

Prospekteringsdriven organisk tillväxt förblir kärnan i Lundin Petroleums strategi. Vi meddelade nyligen Luno II Northfyndigheten på Utsirahøyden. Tillsammans med den tidigare meddelade Luno II-fyndigheten och den ytterligare resurspotential som finns i vår arealposition, som är ledande i regionen, får det mig att tro att större volymer kommer att byggas ut via vår Edvard Grieg-anläggning.

Vi kommer även fortsatt att ha en aktiv prospektering i våra kärnområden Norge och Malaysia och fortsätter att arbeta fokuserat och med disciplin i båda dessa länder. Under 2016 kommer vi att vara aktiva i tre områden; Utsirahøyden och södra Barents hav i Norge samt Sabahprovinsen, offshore Malaysia. Jag är särskilt entusiastisk över vår position i södra Barents hav där vi redan har gjort två betydande fyndigheter utöver ytterligare två prospekteringsborrningar som kommer att utföras i år (Neiden och Ørnen). Med tanke på den ledande arealposition vi nu har på Loppahøyden, där de flesta fyndigheterna har gjorts under de senaste åren, är jag övertygad om att vi kommer att finna mer resurser. Dessutom tvivlar jag inte på att området, med den förestående 23:e licensrundan som fokuserar på areal i Barents hav, kommer att bli en mycket aktiv region för prospektering som utan tvekan kommer att leda till kommersiella utbyggnadsaktiviteter. Vad som enligt min mening gör detta ännu mer spännande är att vi bara har börjat "skrapa på ytan" i den här regionen.

Trots en långvarig tid med lågt oljepris är vi på god väg att leverera nästa fas i bolagets tillväxt. Detta kommer vi att åstadkomma genom att starta produktion från Edvard Griegfältet mot slutet av fjärde kvartalet i år på ett säkert sätt och enligt tidsplan och budget. Eftersom jag nyligen var offshore för att se över framsteg som gjorts är jag övertygad om att vi kommer att göra just det.

Olje- och gasindustrin

På makronivå fortsätter vi att se en volatil period som karakteriseras av rädsla för en global ekonomisk inbromsning ledd av Kina och tillväxtmarknader i kombination med låga oljepriser som drivs av ett överutbud av olja, som till största delen är orsakat av okonventionell olja från USA och en ökad OPEC-produktion då oljeproducenter kämpar för att behålla marknadsandelar. Samtidigt försöker vi bedöma vilken inverkan ytterligare produktion från Iran, Irak och Libyen kan få på det globala oljeutbudet. Å andra sidan har vi nått den lägsta nivån på fem år beträffande antalet amerikanska oljeriggar, onshore och motsvarande minskning i produktion av okonventionell olja har börjat. Vad gäller den konventionella sidan ser vi dessutom drastiska budgetneddragningar och uppskjutna och annullerade projekt som påverkar ny utbyggnads-, utvärderings- och prospekteringsverksamhet, vilket på sikt kommer att väsentligen påverka produktionstillväxt och framtida globalt utbud. Dessutom fortsätter vi att se en betydande ökning i efterfrågan på olja i världen. Ett varaktigt lågt oljepris kommer som väntat att påverka investeringar negativt inom alla områden och det kommer så småningom att påverka det globala utbudet. Vi ser redan tydliga bevis på det. Jag är optimistisk att oljepriset så småningom kommer att återhämta sig men när en sådan återhämtning kommer att ske är fortfarande ovisst. Därför måste vi vara förberedda på en potentiellt långvarig period av lågt oljepris och på samma gång ta till vara på möjligheterna som detta skapar fullt ut.

Vi står inför utmanande tider men vårt bolag är verkligen mycket välpositionerat när vi nu går in i en ny fas av betydande tillväxt under ledning av ett fantastiskt team. Enligt min mening kommer Lundin Petroleum komma ut ur den här perioden starkare än någonsin.

Som Adolf Lundin brukade säga: "When the going gets tough, the tough get going". Det har aldrig varit mer sant än i dagens klimat.

Med vänliga hälsningar,

Alex Schneiter
Koncernchef och VD

Stockholm den 4 november 2015

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

VERKSAMHETEN

Lundin Petroleum har prospekterings- och produktionstillgångar koncentrerade till tre kärnområden: Norge, Sydostasien och kontinentala Europa. Norge fortsätter att utgöra majoriteten av Lundin Petroleums verksamhet med en produktion för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015 (rapporteringsperioden) som stod för 66 procent av den totala produktionen och med 95 procent av Lundin Petroleums totala reserver.

Reserver och Resurser

Lundin Petroleum har 702,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som omfattar 187,5 MMboe per den 31 december 2014 samt 515,0 MMboe i reserver hänförliga till Johan Sverdrupfältet per den 11 augusti 2015. Samtliga reserver har reviderats 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 404 MMboe, netto per den 31 december 2014.

Produktion

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 30,3 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 24,4 Mboepd för samma period 2014) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Olja					
Norge	17,8	19,9	15,4	12,8	15,0
Frankrike	2,8	2,6	2,9	3,0	2,9
Malaysia	4,2	8,1	–	–	–
Summa produktion olja	24,8	30,6	18,3	15,8	17,9
Gas					
Norge	2,1	2,0	2,7	2,3	2,6
Nederländerna	1,7	1,9	1,9	1,8	1,9
Indonesien	1,7	1,5	1,5	1,5	1,4
Summa produktion gas	5,5	5,4	6,1	5,6	5,9
Summa produktion					
Kvantitet i Mboe	8 263,7	3 312,3	6 664,1	1 961,4	8 688,8
Kvantitet i Mboepd	30,3	36,0	24,4	21,4	23,8

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– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Alvheim	15%	8,1	8,2	9,7	8,8	9,6
Volund	35%	5,2	4,8	7,8	5,9	7,4
Bøyla	15%	2,1	2,4	–	–	–
Brynhild	90%	4,2	6,2	–	–	0,1
Gaupe	40%	0,3	0,3	0,6	0,4	0,5
		19,9	21,9	18,1	15,1	17,6

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Produktionen från Alvheimfältet har under rapporteringsperioden i stort sett varit i linje med förväntningarna. Produktionsnivåerna var något begränsade under delar av första och andra kvartalen 2015 på grund av underhållsarbete på en av gaskompressorerna på Alvheim FPSO:n samt på grund av driftsstopp av två borrhningar till följd av närliggande kompletterande borrhningar respektive problem med borrhålsintegritet. Alvheimfältets reservoarprestanda är fortsatt god och Alvheim FPSO:n fortsätter också att uppnå utmärkt drifttid, som under rapporteringsperioden översteg 95 procent. Två nya kompletterande borrhningar på Alvheim har med framgång slutförts av borrhigen Transocean Winner under

rapporteringsperioden. Den första utav dessa kompletterande borrningar, I4-borrningen, började producera i april 2015 och den andra kompletterande borrningen, K6-borrningen, förväntas börja producera i december 2015. Under rapporteringsperioden utförde borrhigen Transocean Winner även underhållsarbete på K3-borrningen på Alvheim, vilken återupptog produktion i maj 2015. Transocean Winner genomför för närvarande den kompletterande multilaterala borrningen A5 som förväntas starta produktion 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. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet var under rapporteringsperioden lägre än 5 USD per fat, exklusive underhållsarbete av borrningar.

Volundfältets produktion har under rapporteringsperioden varit något lägre än förväntat på grund av begränsningar i vätskegenomflöde och gaskompression på Alvheim FPSO:n. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrningar har identifierats på Volundfältet och åtminstone en kompletterande borrning är planerad. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var under rapporteringsperioden lägre än 4 USD per fat.

Bøylafältets produktion har under rapporteringsperioden varit enligt förväntan. Produktion från Bøylafältet startade i januari 2015 från en produktionsborrning och den vatteninjicerande borrningen anslöts i mars 2015. Den tredje och sista utbyggnadsborrningen startade produktion i augusti 2015, varefter platåproduktion uppnåddes.

Produktionen från Brynhildfältet har under rapporteringsperioden varit över förväntan till följd av att driftstiden för Haewene Brim FPSO:n varit bättre än förväntat. Den initiala produktionen, som påbörjades i december 2014, uppnåddes från två produktionsborrningar och den tredje och sista produktionsborrningen togs i produktion i slutet av augusti 2015. Systemet för vatteninjicering har med framgång testats och förväntas starta under det fjärde kvartalet 2015. Samtidigt som produktionen har varit över förväntan fortsätter driftstiden att utgöra en utmaning med återkommande oplanerade driftsstopp till följd av vissa anläggningsrelaterade problem. Dessutom är platåproduktionen lägre än den ursprungligen guidade uppskattningen om 12 000 bopd, brutto till följd av att vatten brutit igenom tidigare än förväntat i reservoaren. Även om endast begränsad produktionsdata finns tillgänglig och vatteninjicering ännu inte har påbörjats visar tidiga indikationer från tryckdata att volymerna kopplade till utbyggnadsborrningarna kan vara lägre än vad som ursprungligen uppskattats. Ett uppdaterat reservestimat kommer att meddelas i början av 2016 när bolagets årliga revision av reserver slutförts.

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	187 MMboe	Q4 2015	100,0 Mboepd
flera	Ivar Aasen	1,385%	Det norske	maj 2013	192 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

Edvard Griegfältet följer tidsplan för att starta produktion mot slutet av 2015. Arbetet med driftsättning och anslutning gör goda framsteg med över 600 personer som för närvarande arbetar med installationen av Edvard Grieg. Vid slutet av oktober 2015 var 80 procent av driftsättnings- och anslutningsarbetet slutfört.

Flera milstolpar har nåtts under rapporteringsperioden. 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 nybyggda flytande boendeplattformen Safe Boreas, som används för driftsättningsarbetet offshore, sammanlänkades med Edvard Griegplattformen genom brygginstallationer i juli 2015 och kommer att vara kvar tills anslutnings- och driftsättningsarbetet offshore har slutförts. Det norska Petroleumstilsynet (PSA) har gett sitt samtycke till att produktion kan starta från Edvard Grieg efter att driftsättningsarbetet är avslutat. Den 94 km långa gasledningen installerades under 2014 och den 43 km långa oljeledningen till exportsystemet vid Grane installerades med framgång under rapporteringsperioden. Utbyggnadsborrningar med jack-up-riggen Rowan Viking påbörjades under det tredje kvartalet 2014 och de två första produktionsborrningarna har med framgång slutförts och är klara för produktionsstart. Rowan Viking används för närvarande som extra boende för anslutnings- och driftsättningsarbetet och kommer att återuppta utbyggnadsborrning i november 2015. En tredje produktionsborrning beräknas vara klar runt slutet av 2015. Platåproduktion från Edvard Griegfältet förväntas nås under andra halvan av 2016 och utbyggnadsborrningar kommer att fortsätta in i 2018.

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 förväntas innebära en ökning av reserverna för Edvard Griegfältet och en sådan reservökning redovisas sannolikt vid årets slut 2015.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

Ivar Aasen

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacken med ett processdäck bestående av boendekvarter och borranläggningar med process för olje-, gas- och vattenseparation för vidare export till Edvard Griegplattformen för slutlig behandling och pipelineexport. Installation av ståljacketen slutfördes med framgång i juni 2015 och installation av pipelinen startade under det tredje kvartalet 2015. Processdäcksanläggningen är till cirka 85 procent slutförd och mekaniskt slutförande förväntas till första kvartalet 2016. Installation av processdäcket beräknas ske 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 och konstruktionsarbete påbörjats.

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. Utbyggnadsplanen för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnadskoncept för hela fältet, vilket innefattar en förväntad platåproduktion 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 av reserverna är olja.

Samtidigt som utbyggnadsplanen lämnades in, lämnade också majoriteten av partnerskapet 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 procent 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 borrrplattformen 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 borrrplattformarna har tilldelats Kværner, medan kontraktet för konstruktion av ståljacketen för boende- och serviceplattformen har tilldelats Dragados Offshore. Odfjell Drilling har tilldelats kontrakt för borringarna. Förborrningsramen har installerats offshore och borringar beräknas starta under det andra kvartalet 2016.

Produktion från Fas 1 av utbyggnaden beräknas starta i slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet om mellan 315 000 och 380 000 bopd, brutto. För att uppnå produktion för Fas 1 förväntas 35 produktions- och injiceringsborringar att genomföras, av vilka 14 borringar kommer att genomföras innan produktionsstart med en halvt nedsänkbar borrhög, för att möjliggöra platåproduktionen för Fas 1.

Vid tidpunkten för inlämnandet av utbyggnadsplanen för Fas 1 i februari 2015 uppskattades bruttoinvesteringen för Fas 1 till 117 miljarder NOK (real 2015). Eftersom de flesta stora kontrakt nu har tilldelats har den senaste kostnadsuppskattningen minskats med cirka sju procent och med ett fortsatt klimat av deflation som råder inom leverantörskedjan anser Lundin Petroleum att det är troligt att det finns utrymme för ytterligare kostnadsminskningar.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2015

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

Lundin Petroleum har slutfört två utvärderingsborringar på Alta i södra Barents hav under rapporteringsperioden.

Utvärderingsborringen Alta-2, 7220/11-2, och sidospårsborring 7220/11-2 A genomfördes på den västra sidan av Altafyndigheten, cirka 6,5 km sydväst om fyndighetsborring 7220/11-1. Borring 7220/11-2 påträffade en 50 meter tjock gaskolonn av varierande reservoarkvalitet. Sidospårsborring 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 borringen och sidospårsborringen påvisade tryckkommunikation med fyndighetsborringen 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 fyra km söder om fyndighetsborrning 7220/11-1 och tre km nordöst om utvärderingsborrning Alta-2. Borrning 7220/11-3 påträffade ett 120 meter tjockt kolväteförande intervall, varav 45 meter är olja, i bergart av god till väldigt god reservoarkvalitet. Sidospårsborrning 7220/11-3 A, som genomfördes 400 meter sydost 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 på riggen var det inte möjligt att testa utvärderingsborrning Alta-3.

Under 2016 planerar Lundin Petroleum att återuppta utvärderingsborrning Alta-3 för ett produktionstest samt genomföra ytterligare två utvärderingsborrningar.

Prospektering

Borrprogram för prospektering 2015

Licens	Borrning	Start datum	Mål	I.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	Rolvsnes	50%	Lundin Petroleum	Pågående
Södra Barents hav						
PL708		fjärde kvartalet	Ørnen	40%	Lundin Petroleum	
PL609	7220/6-2	oktober	Neiden	40%	Lundin Petroleum	Pågående
Övriga områden						
PL579	33/2-1	mars	Morkel	50%	Lundin Petroleum	Oljefyndighet – icke-kommersiell
PL734	10/4-1	juni	Zeppelin	30%	Wintershall	Torr
PL700		fjärde kvartalet	Lorry	40%	Lundin Petroleum	

Under rapporteringsperioden har Lundin Petroleum slutfört fem prospekteringsborrningar i Norge.

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

Borrningen av Geministrukturen 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 men den var torr.

Morkelstrukturen i PL579 i norra Nordsjön meddelades som en icke-kommersiell oljefyndighet i juni 2015. Borrningen genomfördes omkring 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 Luno II-strukturen 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 uppskattas innehålla betingade resurser om mellan 12 och 26 MMboe, brutto.

Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare fyra borringar offshore Norge under 2015, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om cirka 335 MMboe, netto.

Lundin Petroleum planerar minst tre prospekteringsborrningar i Norge under 2016 och åtminstone en borring planeras i södra Barents hav. Två prospekteringsborrningar planeras på Utsirahöjdsområdet, en i PL544 med Lundin Petroleum som operatör (I.a. 40%) med Fosenstrukturen som målsättning och en som partner i PL265 (I.a. 10%) med Presentstrukturen nordväst om Johan Sverdrupfältet som målsättning. Prospekteringsprogrammet i Utsirahöjdsområdet har som målsättning obekräftade prospekteringsresurser om 80 MMboe, netto.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

Under förra året tecknade Lundin Petroleum, tillsammans med 32 andra företag, avtal med Western Geco och PGS för utökad insamling av 3D-seismik i norska östra Barents hav inför den 23:e licensrundan. 3D-insamlingen slutfördes under det tredje kvartalet 2014 och bearbetningen har slutförts under rapporteringsperioden. I januari 2015 meddelade det norska olje- och energidepartementet att 57 block, eller delar utav block, kommer att utlysas i den 23:e licensrundan, varav majoriteten är belägna i Barents hav. Sista ansökningsdatum för licenser är i december 2015 och tilldelningarna förväntas meddelas under det första halvåret 2016. Olje- och energidepartementet har också utlyst 2015 års APA licensrunda, med sista ansökningsdatum i september 2015 och en eventuell tilldelning av licenser förväntas ske under det första kvartalet 2016.

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.

Under rapporteringsperioden farmade Lundin Petroleum ut 30 procent i PL338C (I.a. 50% efter utfarmning), 30 procent i PL544 (I.a. 40% efter utfarmning) och 30 procent i PL410 (I.a. 52,352% efter utfarmning) till Lime Petroleum Norway. Under rapporteringsperioden har PL490, PL641, PL646, PL639 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 gjorts i södra Barents hav. Lundin Petroleum avyttrade också sin licensandel i PL006C (I.a. 75%), inklusive fyndigheten South East Tor, till Faroe Petroleum. Vissa av ovanstående transaktioner och återlämnningar 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.

Kontinentala Europa

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Frankrike						
– Paris Basin	100% ¹	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5
– Aquitaine	50%	0,5	0,3	0,5	0,5	0,4
Nederländerna	flera	1,7	1,9	1,9	1,8	1,9
		4,5	4,5	4,8	4,8	4,8

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionsnivåerna i Frankrike har under rapporteringsperioden i stort sett varit i linje med förväntningarna. Goda produktionsresultat har uppnåtts på vissa fält i Aquitaine Basin efter att underhållsarbete har slutförts, 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. En alternativ transporteringslösning förväntas införas vid årsslutet 2015.

Konstruktionen av onshore anläggningar och två utbyggnadsborrningar på återutbyggnadsprojektet Vert la Gravelle i Paris Basin har slutförts och produktion från borrningarna har startat enligt förväntan.

Nederländerna

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

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

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

Under 2016 kommer Lundin Petroleum att medverka som partner i två prospekteringsborrningar onshore och två utbyggnadsborrningar offshore.

Sydostasien

Malaysia

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Bertam	75%	4,2	8,1	–	–	–

Offshore Malaysiska halvön

Produktionsnivåerna från Bertamfältet i PM307 (I.a. 75%) har under rapporteringsperioden i stort sett varit enligt förväntan. Produktion från Bertamfältet startade i april 2015 från fyra borrhningar. Sedan produktionsstarten har ytterligare sju borrhningar slutförts och tagits i produktion, och fältet producerar sedan mitten av oktober 2015 från 11 borrhningar och med utmärkt drifttid från Bertam FPSO:n.

Utbyggnadsborrningarna som hittills genomförts på Bertamfältet indikerar att den västra delen av fältet är strukturellt djupare medan den östra delen av fältet är strukturellt högre 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 tidigt under 2016 och sättas i produktion direkt efter slutförandet. Med 11 borrhningar som nu är i produktion uppnådde Bertamfältet en toppproduktion om cirka 14 000 boepd, brutto. Bertamfältet uppskattas innehålla reserver om 18 MMboe, brutto och de totala utbyggnadskostnaderna uppskattas till 400 MUSD, brutto exklusive kostnader hänförliga till FPSO:n.

I oktober 2015 slutförde Lundin Petroleum prospekteringsborrningen av Mengkuang, 75 km nordväst om Bertamfältet i PM307. Borrningen gjorde en liten gasfyndighet med nio meter högkvalitativ reservoarsand.

Under rapporteringsperioden har Lundin Petroleum tilldelats JX Nippons 40-procentiga andel i block PM308A, vilket ger Lundin Petroleum en andel om 75 procent. Lundin Petroleum och Petronas Carigali har därefter beslutat om att genomföra borrhning på Seladastrukturen som ligger inom blocken PM307 (WI 75%) och PM308A (WI 75%), och ägarstrukturen i dessa två block är nu helt överensstämmande. Prospekteringsborrningen på Selada kommer att starta efter att den tredje utvärderingsborrningen på Bertam slutförts. Seladastrukturen är belägen cirka 15 km söder om Bertamfältet och i händelse av en oljefyndighet skulle utbyggnad kunna göras som en återkoppling till Bertam FPSO:n.

Offshore Sabah, östra Malaysia

Lundin Petroleum har avslutat analysen av existerande 3D-seismik för att välja ut de mest lovande prospekteringsmöjligheterna i SB307/SB308 (I.a. 85%) och planerar att tillsammans med Petronas Carigali genomföra två prospekteringsborrningar i början av 2016. Målsättning är de två strukturerna Imbok och Bambazon som ligger i samma geologiska förlängning som Shells producerande oljefält St Joseph, Barton och South Furious. Strukturerna Imbok och Bambazon uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 53 respektive 56 MMboe, brutto. I juli 2015 övertog Lundin Petroleum EnQuests licensandel om 42,5 procent i SB307/SB308, vilket ökat Lundin Petroleums licensandel till 85 procent.

Indonesien

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Singa	25,9%	1,7	1,5	1,5	1,5	1,4

Produktionen från Singafältet har i stort sett varit enligt förväntan under rapporteringsperioden. 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 har en option att erhålla en framtida licensandel i Cendrawasih-blocken. Transaktionens slutförande är beroende av godkännande från den indonesiska staten, vilket förväntas ske under det första kvartalet 2016.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

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 beläget inom Laganskyblocket.

Corporate Responsibility – Samhällsansvar

Sustainalytics rapport för miljö, samhälle och styrning (ESG) har betygsatt Lundin Petroleum högre än bolagets konkurrenter och branschgenomsnittet i oktober 2015. Lundin Petroleum fick betyget "Outperformer" och rankades som nummer 17 av 177 företag, vilket placerar Lundin Petroleum i den 91:a percentilen.

Under rapporteringsperioden inträffade två incidenter (Lost Time Incidents, LTI). LTI-frekvens sedan början av kalenderåret är 0,38 per 200 000 timmar och den totala frekvensen för rapporterade incidenter (Total Recordable Incident Rate, TRIR) är 0,91.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015 (rapporteringsperioden) uppgick till -372,6 MUSD (5,1 MUSD). Förlusten var till största delen ett resultat av lägre oljepriser och en högre finansiell kostnad till följd av den starkare dollarkursen under rapporteringsperioden som resulterade i en till största delen icke-kassaflödespåverkande valutakursförlust, vilken till viss del kompensades av en 24-procentig produktionsökning. Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till -369,2 MUSD (8,8 MUSD), motsvarande resultat per aktie om -1,19 USD (0,03 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 291,1 MUSD (506,9 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 0,94 USD (1,62 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 524,3 MUSD (804,0 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,70 USD (2,57 USD).

Koncernförändringar

Inga större förändringar har skett inom koncernen under rapporteringsperioden.

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 433,3 MUSD (650,0 MUSD) och utgörs 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 rapporteringsperioden uppgick till 425,4 MUSD (623,9 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 53,12 USD (94,92 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga priset för Nordsjöolja (Dated Brent) för rapporteringsperioden uppgick till 55,31 USD (106,52 USD) per fat.

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

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	4 939,9	2 101,7	4 001,8	790,9	5 183,3
– Genomsnittspris per boe	54,86	49,53	111,58	103,77	102,35
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	768,4	217,2	804,9	351,9	1 028,7
– Genomsnittspris per boe	56,31	46,10	104,23	99,64	94,08
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	1,2	0,6	1,1	0,5	1,1
– Genomsnittspris per boe	50,42	49,90	93,48	93,03	91,64
Malaysia					
– Kvantitet i Mboe	842,8	620,1	–	–	–
– Genomsnittspris per boe	52,49	48,05	–	–	–
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	6 552,3	2 939,6	4 807,8	1 143,3	6 213,1
– Genomsnittspris per boe	54,73	48,96	110,34	102,49	100,98
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	569,7	177,9	865,0	226,7	1 080,8
– Genomsnittspris per boe	46,67	43,39	55,86	45,64	56,02
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	473,9	170,1	526,5	163,9	687,9
– Genomsnittspris per boe	40,65	38,79	51,47	42,17	51,11
Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	412,7	130,1	373,8	130,2	457,2
– Genomsnittspris per boe	50,85	50,73	48,07	47,59	47,87
Summa försäljning gas					
– Kvantitet i Mboe	1 456,3	478,1	1 765,3	520,8	2 225,9
– Genomsnittspris per boe	45,90	43,75	52,90	45,03	52,83
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	8 008,6	3 417,7	6 573,1	1 664,1	8 439,0
– Genomsnittspris per boe	53,12	48,23	94,92	84,51	88,28

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 en kostnad om 7,7 MUSD (13,8 MUSD intäkt), netto för rapporteringsperioden. Det var ett överuttag på Brynhildfältet som till viss del kompenseras av ett underuttag från fälten i det större Alvheimområdet under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för uttag i förhållande till produktion.

Övriga intäkter uppgick till 15,6 MUSD (12,3 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade leasingintäkter för Bertam FPSO:n från en tredje part, en justering för kvalitetsskillnader för olja från Alvheim, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rapporteringsperioden till 114,6 MUSD (104,7 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Produktionskostnader					
Utvinningskostnader					
– i MUSD	88,3	32,5	72,2	19,7	94,4
– i USD per boe	10,68	9,80	10,84	10,06	10,86
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	8,1	2,3	15,0	5,2	18,4
– i USD per boe	0,99	0,70	2,25	2,65	2,12
Royalty och direkta skatter					
– i MUSD	2,6	1,1	2,8	0,9	3,6
– i USD per boe	0,31	0,33	0,42	0,47	0,41
Förändringar i lager					
– i MUSD	-5,8	-0,3	0,5	2,1	-0,8
– i USD per boe	-0,70	-0,10	0,08	1,10	-0,09
Övrigt					
– i MUSD	21,4	14,5	14,2	-3,5	-49,1
– i USD per boe	2,59	4,37	2,13	-1,82	-5,65
Totala produktionskostnader					
– i MUSD	114,6	50,1	104,7	24,4	66,5
– i USD per boe	13,87	15,10	15,72	12,46	7,65

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 88,3 MUSD (72,2 MUSD). Rapporteringsperioden inkluderade kostnader om 7,3 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på Alvheimfältet och 5,0 MUSD hänförliga till Brynhildfältet som främst avsåg dess andel av ersättningskostnaden för FPSO:ns förtöjningsanordning. De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 73,5 MUSD (52,9 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt. Ökningen jämfört med samma period föregående år var hänförlig till utvinningskostnaderna för fälten Brynhild och Bertam, vilka startade produktion under det fjärde kvartalet 2014 respektive andra kvartalet 2015. Ökningen kompenseras delvis av en starkare dollarkurs, som minskade kostnaden för att finansiera utgifter i andra valutor under rapporteringsperioden.

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 10,68 USD (10,84 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt. Om verksamhetsprojekt exkluderas, uppgick utvinningskostnaderna till 8,89 USD (7,94 USD) per fat.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 8,1 MUSD (15,0 MUSD). Minskningen jämfört med samma period föregående år beror främst på lägre producerade volymer från fälten Volund och Gaupe under rapporteringsperioden.

Övriga kostnader uppgick till 21,4 MUSD (14,2 MUSD) och var 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 hänförliga till olje- och gastillgångar uppgick till 176,6 MUSD (98,4 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 21,38 USD (14,76 USD) per fat, och beskrivs i not 3. De högre avskrivningarna för rapporteringsperioden jämfört med samma period föregående år beror på produktionsstart av fälten Brynhild, Bøyla och Bertam och kompenseras till viss del av lägre producerade volymer från fälten Alvheim och Volund under rapporteringsperioden. Norge bidrog till 62 procent (66 procent) av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad om 20,16 USD (13,19 USD) per fat.

Avskrivningar av övriga tillgångar uppgick under rapporteringsperioden till en kostnad om 16,5 MUSD (- MUSD) och var hänförlig till Bertam FPSO:n.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 116,3 MUSD (129,5 MUSD) för rapporteringsperioden och beskrivs i not 3. Utgifter för prospektering och utvärdering aktiveras när de uppkommer. När prospekteringsborrningar inte är framgångsrika kostnadsförs de aktiverade utgifterna direkt i resultaträkningen. Samtliga aktiverade prospekteringsutgifter omprövas regelbundet och kostnadsförs så snart det föreligger stor osäkerhet om deras framtida återvinning.

Under det tredje kvartalet 2015 kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 9,4 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för borrningen på PL734 (Zeppelin) som slutfördes utan framgång.

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 31,2 MUSD (42,0 MUSD) och innehöll en kostnad om 5,9 MUSD (8,5 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 3,5 MUSD (3,7 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1,7 MUSD (1,3 MUSD) och beskrivs i not 4.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 455,2 MUSD (113,0 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 47,0 MUSD (11,7 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia, har aktiverats under rapporteringsperioden, till ett belopp om 31,4 MUSD (26,9 MUSD).

Valutakursförlusterna uppgick till 378,1 MUSD (66,8 MUSD), netto för rapporteringsperioden. 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 innehåller i andra valutor än den funktionella valutan i koncernföretagen. US dollarn förstärktes mot Euron under rapporteringsperioden, 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 rapporteringsperioden, 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 rapporteringsperioden uppgick den realiserade valutakursförlusten på förfallna valutakurssäkringar till 108,5 MUSD (5,5 MUSD vinst), netto.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 9,3 MUSD (9,8 MUSD) för rapporteringsperioden och var hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteter, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangavgifterna för lånefaciliteterna uppgick till 6,7 MUSD (16,9 MUSD) för rapporteringsperioden, och minskningen gentemot samma period föregående år beror på de ökade låneuttagen från faciliteterna.

Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 102,8 MUSD (145,7 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 205,5 MUSD (258,7 MUSD) för rapporteringsperioden, vilken inkluderade 208,9 MUSD (274,4 MUSD) hänförliga till skatteåterbetalningen för prospektering i Norge, till följd av den höga nivån på utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge under rapporteringsperioden och till den skattemässiga avskrivningen av tidigare års utbyggnadsutgifter. Den aktuella skatteintäkten i Norge för rapporteringsperioden komprimerades delvis av den aktuella skattekostnaden hänförlig till verksamheten i Frankrike och Nederländerna.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 102,7 MUSD (404,4 MUSD) för rapporteringsperioden, och var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning.

Koncernen är verksam i ett flertal länder och skattesystem, där bolagsskattesatserna skiljer sig från det svenska regelverket. Bolagsskattesatserna inom koncernen varierar mellan 20 procent och 78 procent. Den effektiva skattesatsen för rapporteringsperioden påverkas av resultatposter som inte är skattemässigt avdragsgilla fullt ut, såsom den redovisade valutakursförlusten och av det särskilda avdraget för skatteändamål som gäller i Norge för prospekteringsutgifter 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 rapporteringsperioden till -3,4 MUSD (-3,7 MUSD), netto och var främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 623,6 MUSD (4 182,6 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter i MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge	661,7	180,1	818,7	243,5	1 068,2
Frankrike	15,9	1,5	14,6	8,4	29,3
Nederländerna	2,0	0,3	2,8	0,8	3,9
Indonesien	-0,6	0,1	-0,6	-0,6	-0,8
Malaysia	134,7	30,2	97,8	48,9	130,6
	813,7	212,2	933,3	301,0	1 231,2

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 661,7 MUSD (818,7 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Edvard Grieg, Brynhild, Ivar Aasen och Johan Sverdrup. I Malaysia redovisades 134,7 MUSD (97,8 MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under rapporteringsperioden.

Under rapporteringsperioden redovisades ett belopp om 31,3 MUSD (102,5 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– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge	268,7	99,7	351,5	140,5	572,8
Frankrike	0,4	–	2,2	0,5	5,9
Indonesien	3,1	0,4	30,0	2,4	47,5
Malaysia	7,5	2,9	30,0	18,6	42,7
Ryssland	4,1	0,5	2,6	0,7	4,0
Övriga	1,4	0,2	1,4	0,5	1,6
	285,2	103,7	417,7	163,2	674,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 268,7 MUSD (351,5 MUSD) i Norge, främst hänförliga till utvärderingsborrningarna på Altafyndigheten i södra Barents hav och den sydöstra utvärderingsborrningen på Edvard Grieg samt fem prospekteringsborrningar.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 212,6 MUSD (200,3 MUSD) och inkluderade kostnader hänförliga till Bertam FPSO:n.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 16,5 MUSD (37,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 5,4 MUSD (4,7 MUSD) och var hänförliga till aktier i ShaMaran Petroleum, vilka har redovisats till marknadsvärde med värdeförändringen redovisad inom övrigt totalresultat. Värdeförändringen sedan årsslutet beror till största delen på de ytterligare aktier som förvärvats i ShaMarans nyemission som slutfördes under det första kvartalet 2015, se även avsnittet om transaktioner med närstående nedan. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 9,5 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 14,4 MUSD (12,9 MUSD) och var främst hänförliga till den del av de utnyttjade underskottsavdrag som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna.

Övriga anläggningstillgångar uppgick till 196,7 MUSD (– MUSD) och utgjordes av den norska skatteåterbetalningen avseende innevarande år som kommer att erhållas i december 2016.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 38,2 MUSD (41,6 MUSD) och inkluderade borrhutrustning i främst Norge och Malaysia samt kolvätelager.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 191,0 MUSD (163,5 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 79,1 MUSD (40,3 MUSD). Underuttag uppgick till 9,9 MUSD (3,6 MUSD) och var främst hänförliga till underuttag i Norge för fälten inom det större Alveimområdet. Fordringar på joint operations uppgick till 38,2 MUSD (49,1 MUSD) och jämförelsetalen inkluderade ett belopp som återbetalades i januari 2015. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 32,9 MUSD (41,5 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 16,2 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 14,7 MUSD (7,4 MUSD) och innehöll en fordran avseende historiska kostnader för Johan Sverdrup till följd av licenstilldelningen i fältet, momsfordringar och andra diverse fordringar.

Bolagsskatt uppgick till 323,7 MUSD (373,6 MUSD) och utgjordes främst av den norska skatteåterbetalningen för 2014 som kommer att erhållas i december 2015. Fordran är i norska kronor och förändringen sedan årsslutet, beräknad i US dollar, beror på US dollarns förstärkning gentemot den norska kronan.

Likvida medel uppgick till 53,0 MUSD (80,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 736,8 MUSD (2 654,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 3 763,0 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 26,2 MUSD (36,0 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas förväntade löptid.

Avsättningar uppgick till 315,2 MUSD (288,0 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 304,6 MUSD (274,1 MUSD) och var hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under rapporteringsperioden till följd av ytterligare åtaganden hänförliga till 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 965,4 MUSD (973,3 MUSD), av vilka 832,5 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.

Derivatinstrument uppgick till 46,2 MUSD (33,9 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 31,5 MUSD (29,1 MUSD) och är 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 327,1 MUSD (491,4 MUSD) och beskrivs i not 13. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 256,4 MUSD (383,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhaktivitet i Norge och på Bertamfältet i Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 32,1 MUSD (46,1 MUSD) och inkluderade ett belopp om 6,9 MUSD (19,4 MUSD) hänförligt till arbete som återstår att utföra på Bertam FPSO:n. Skulden avseende långsiktiga incitamentsprogram uppgick till - MUSD (28,2 MUSD), till följd av utbetalningen av de utestående beloppen för det syntetiska optionsprogrammet från 2009.

Finansiella skulder uppgick till 134,4 MUSD (- MUSD) och motsvarade summan som utnyttjats under den norska kreditfaciliteten för prospektering.

Derivatinstrument uppgick till 77,3 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 3,4 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. Skulden betalades under rapporteringsperioden, efter att produktion vid Bertamfältet påbörjats i april 2015. Skulden var i malaysiska Ringgit och på grund av US dollarns förstärkning mot den malaysiska Ringgiten och en minskning av de överenskomna historiska kostnaderna utbetalades ett belopp om 34,8 MUSD, omräknat till US dollar. Kortfristiga avsättningar inkluderar ett belopp om 3,4 MUSD (4,9 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums unit bonus program.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Periodens resultat för moderbolaget uppgick till -55,9 MSEK (-101,1 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 67,9 MSEK (109,8 MSEK) och finansiella intäkter om 3,7 MSEK (3,0 MSEK).

Ställda säkerheter till ett belopp om 5 670,6 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 0,3 MUSD (0,2 MUSD) från närstående i ersättning för hyra och andra tjänster. Koncernen betalade – MUSD (0,1 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 30 september 2015 äger 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 30 september 2015 är 675,2 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. Koncernen bryter inte mot dessa skuldöverenskommelser.

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.

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 30 september 2015 var 30,1 MUSD. Ytterligare en bankgaranti avseende arbetsåtaganden i Indonesien var utställd per den 30 september 2015, till ett belopp om 1,0 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

I oktober 2015 meddelade Lundin Petroleum att ett försäljningsavtal undertecknats med PT Medco Energi Internasional TBK om försäljning av bolagets olje- och gastillgångar i Indonesien. Transaktionen är villkorad av godkännande från den indonesiska staten, vilket förväntas ske under det första kvartalet 2016.

I oktober 2015 meddelade Lundin Petroleum att prospekteringsborrningen på Mengkuang-1 i block PM307, offshore Malaysia resulterat i en liten gasfyndighet. Utgiften för borrningen kommer att kostnadsföras i det fjärde kvartalet 2015.

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 30 september 2015 innehar bolaget 2 000 000 egna aktier.

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 30 september 2015 var 133 922 respektive 250 016 och 441 831.

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 rättigheter uppgick för 2015 till 705 406 och redovisas över en period om tre år, 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 rättigheter uppgick för 2014 till 608 103 och kostnaden redovisas över den treåriga inlösenperioden. 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.

Niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015

Derivatinstrument

I september 2015 ingick Lundin Petroleum nya terminskontrakt för valutasäkring för att möta delar av bolagets framtida kapitalbehov i NOK för utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet. Per den 30 september 2015 har Lundin Petroleum utestående valutasäkringskontrakt enligt sammanställningen i tabellen nedan.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
632,4 MNOK	99,1 MUSD	6,38 NOK: 1 USD	okt 2015 – dec 2015
1 251,8 MNOK	182,5 MUSD	6,86 NOK: 1 USD	jan 2016 – jun 2016
2 058,4* MNOK	243,9 MUSD	8,44 NOK: 1 USD	jul 2016 – dec 2016
1 839,2* MNOK	217,3 MUSD	8,46 NOK: 1 USD	jan 2017 – dec 2017
1 928,0* MNOK	228,0 MUSD	8,46 NOK: 1 USD	jan 2018 – dec 2018
1 672,4* MNOK	200,4 MUSD	8,35 NOK: 1 USD	jan 2019 – dec 2019

* Nya säkringskontrakt som ingicks i september 2015 (summerade efter år).

Per den 30 september 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	0,52%	1 jan 2015 – 31 dec 2015
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 rapporteringsperioden har följande valutakurser använts:

	30 sep 2015		30 sep 2014		31 dec 2014	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	7,9077	8,5017	6,1081	6,4524	6,3011	7,4332
1 USD motsvarar Euro	0,8973	0,8926	0,7378	0,7947	0,7526	0,8236
1 USD motsvarar Rubel	57,7152	65,3768	35,4430	35,5496	38,3878	59,5808
1 USD motsvarar SEK	8,4089	8,3980	6,6680	7,2689	6,8457	7,7366

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	1	433,3	154,2	650,0	189,2	785,2
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-114,6	-50,1	-104,7	-24,4	-66,5
Avskrivningar och återställningskostnader		-176,6	-78,1	-98,4	-29,6	-131,6
Avskrivningar av övriga tillgångar		-16,5	-8,3	–	–	–
Prospekteringskostnader		-116,3	-9,4	-129,5	-0,3	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	–	–	-400,7
Bruttoresultat	3	9,3	8,3	317,4	134,9	-200,0
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-31,2	-6,8	-42,0	-8,3	-52,2
Rörelseresultat		-21,9	1,5	275,4	126,6	-252,2
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	4	1,7	0,4	1,3	0,3	1,8
Finansiella kostnader	5	-455,2	-230,2	-113,0	-74,5	-421,8
		-453,5	-229,8	-111,7	-74,2	-420,0
Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden		–	–	-12,9	–	-12,9
Resultat före skatt		-475,4	-228,3	150,8	52,4	-685,1
Inkomstskatt	6	102,8	26,7	-145,7	-48,1	253,2
Periodens resultat		-372,6	-201,6	5,1	4,3	-431,9
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		-369,2	-200,4	8,8	5,6	-427,2
Innehav utan bestämmande inflytande		-3,4	-1,2	-3,7	-1,3	-4,7
		-372,6	-201,6	5,1	4,3	-431,9
Resultat per aktie – USD ¹		-1,19	-0,65	0,03	0,02	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning – USD ¹		-1,19	-0,65	0,03	0,02	-1,38

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Periodens resultat	-372,6	-201,6	5,1	4,3	-431,9
Övrigt totalresultat					
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	-67,0	-49,4	-101,1	-84,8	-196,3
Kassaflödessäkring	1,3	-17,2	-37,1	-27,0	-148,7
Finansiell tillgång som kan säljas	-2,8	-2,2	-6,3	-4,3	-15,3
Övrigt totalresultat efter skatt	-68,5	-68,8	-144,5	-116,1	-360,3
Totalresultat	-441,1	-270,4	-139,4	-111,8	-792,2
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-435,2	-265,0	-127,9	-104,4	-766,7
Innehav utan bestämmande inflytande	-5,9	-5,4	-11,5	-7,4	-25,5
	-441,1	-270,4	-139,4	-111,8	-792,2

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 september 2015	31 december 2014
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 623,6	4 182,6
Övriga materiella anläggningstillgångar		212,6	200,3
Finansiella tillgångar	8	16,5	37,0
Upplupna skattekostnader		14,4	12,9
Övriga anläggningstillgångar	9	196,7	—
Summa anläggningstillgångar		5 063,8	4 432,8
Omsättningstillgångar			
Lager		38,2	41,6
Kundfordringar och andra fordringar	10	191,0	163,5
Kortfristiga skattefordringar		323,7	373,6
Likvida medel		53,0	80,5
Summa omsättningstillgångar		605,9	659,2
SUMMA TILLGÅNGAR		5 669,7	5 092,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		0,9	431,5
Innehav utan bestämmande inflytande		28,2	34,2
Summa eget kapital		29,1	465,7
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	3 736,8	2 654,0
Avsättningar	12	315,2	288,0
Uppskjutna skatteskulder		965,4	973,3
Derivatinstrument	14	46,2	33,9
Övriga långfristiga skulder		31,5	29,1
Summa långfristiga skulder		5 095,1	3 978,3
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	13	327,1	491,4
Finansiella skulder	11	134,4	—
Derivatinstrument	14	77,3	101,4
Kortfristiga skulder		3,3	1,8
Avsättningar	12	3,4	53,4
Summa kortfristiga skulder		545,5	648,0
Summa skulder		5 640,6	4 626,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 669,7	5 092,0

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-372,6	-201,6	5,1	4,3	-431,9
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	116,3	9,4	129,5	0,3	386,4
Avskrivningar och nedskrivningar	196,7	87,8	102,1	30,8	136,2
Aktuell skatt	-205,5	-72,7	-258,7	-142,2	-419,7
Uppskjuten skatt	102,7	46,0	404,4	190,3	166,5
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	400,7
Långsiktiga incitamentsprogram	11,6	1,8	12,5	1,6	14,5
Valutakursförluster	269,6	172,6	71,8	38,8	333,1
Räntekostnader	47,0	19,2	11,7	4,9	21,1
Övriga	34,4	15,1	27,1	21,6	-5,1
Erhållen ränta	0,4	0,1	0,5	0,2	0,9
Betald ränta	-77,3	-30,5	-37,7	-14,9	-56,5
Betald skatt	0,2	0,1	-12,3	-3,7	-13,8
Förändringar i rörelsekapital	-81,1	24,1	132,5	56,9	72,4
Summa kassaflöde från verksamheten	42,4	71,4	588,5	187,9	604,8
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-1 098,9	-315,9	-1 351,0	-464,2	-1 921,2
Investering i övriga anläggningstillgångar	-34,5	-2,1	-105,9	-25,5	-124,9
Avyttring av obligationer	–	–	10,5	–	10,5
Investering i dotterbolag	-0,1	-0,1	–	–	–
Investering i övriga aktier och andelar	-3,7	–	–	–	–
Andel i resultat från intressebolag	–	–	11,7	11,7	11,7
Betalda återställningskostnader	-9,6	-5,5	-0,9	-0,5	-1,2
Övriga betalningar	-0,5	–	-0,1	–	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	-1 147,3	-323,6	-1 435,7	-478,5	-2 025,2
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga fordringar	–	–	9,8	9,9	9,8
Förändring av långfristiga skulder	1 075,4	210,6	892,9	316,7	1 419,2
Betalda finansieringsavgifter	-3,2	-0,1	-20,7	–	-20,7
Köp av egna aktier	–	–	-9,8	–	-9,8
Utdelningar	–	–	-0,1	–	-0,1
Summa kassaflöde från finansiering	1 072,2	210,5	872,1	326,6	1 398,4
Förändring av likvida medel	-32,7	-41,7	24,9	37,0	-22,0
Likvida medel vid periodens början	80,5	93,0	82,4	73,1	82,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	5,2	1,7	4,6	1,8	20,1
Likvida medel vid periodens slut	53,0	53,0	111,9	111,9	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	–	–	8,8	8,8	-3,7	5,1
Övrigt totalresultat	–	-136,7	–	-136,7	-7,8	-144,5
Summa totalresultat	–	-136,7	8,8	-127,9	-11,5	-139,4
Transaktioner med ägare						
Utdelning	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Köp av egna aktier	–	-9,8	–	-9,8	–	-9,8
Värde av tjänster från anställda	–	–	0,6	0,6	–	0,6
Summa transaktioner med ägare	–	-9,8	0,6	-9,2	-0,1	-9,3
Den 30 september 2014	0,5	211,6	857,8	1 069,9	48,2	1 118,1
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-436,0	-436,0	-1,0	-437,0
Övrigt totalresultat	–	-202,8	–	-202,8	-13,0	-215,8
Summa totalresultat	–	-202,8	-436,0	-638,8	-14,0	-652,8
Transaktioner med ägare						
Värde av tjänster från anställda	–	–	0,4	0,4	–	0,4
Summa transaktioner med ägare	–	–	0,4	0,4	–	0,4
Den 31 december 2014	0,5	8,8	422,2	431,5	34,2	465,7
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-369,2	-369,2	-3,4	-372,6
Övrigt totalresultat	–	-66,0	–	-66,0	-2,5	-68,5
Summa totalresultat	–	-66,0	-369,2	-435,2	-5,9	-441,1
Transaktioner med ägare						
Värde av tjänster från anställda	–	–	4,6	4,6	–	4,6
Investering i dotterbolag	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Summa transaktioner med ägare	–	–	4,6	4,6	-0,1	4,5
Den 30 september 2015	0,5	-57,2	57,6	0,9	28,2	29,1

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– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Olja	358,6	143,9	530,5	117,2	627,4
Kondensat	0,4	0,1	2,8	1,0	3,0
Gas	66,4	20,8	90,6	22,4	114,6
Försäljning av olja och gas	425,4	164,8	623,9	140,6	745,0
Förändring i under- och överuttag	-7,7	-17,4	13,8	44,3	23,4
Övriga intäkter	15,6	6,8	12,3	4,3	16,8
Intäkter	433,3	154,2	650,0	189,2	785,2

Not 2. Produktionskostnader MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Utvinningskostnader	88,3	32,5	72,2	19,7	94,4
Tariff- och transportkostnader	8,1	2,3	15,0	5,2	18,4
Direkta produktionsskatter	2,6	1,1	2,8	0,9	3,6
Förändring i under- och överuttag	-5,8	-0,3	0,5	2,1	-0,8
Övriga	21,4	14,5	14,2	-3,5	-49,1
	114,6	50,1	104,7	24,4	66,5

Not 3. Segment information MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge					
Olja	271,0	104,1	446,5	82,1	530,5
Kondensat	–	–	1,7	0,6	1,7
Gas	26,6	7,7	46,6	9,7	58,8
Försäljning av olja och gas	297,6	111,8	494,8	92,4	591,0
Förändring i under- och överuttag	-7,7	-17,2	14,4	44,8	24,4
Övriga intäkter	1,6	0,5	3,1	0,8	3,8
Intäkter	291,5	95,1	512,3	138,0	619,2
Produktionskostnader	-81,1	-36,4	-63,9	-8,1	-11,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-109,3	-44,0	-64,9	-18,5	-88,5
Prospekteringskostnader	-115,3	-9,4	-74,2	0,4	-272,1
Nedskrivningar av olje- och gästtillgångar	–	–	–	–	-400,7
Bruttoresultat	-14,2	5,3	309,3	111,8	-153,4

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Frankrike					
Olja	43,3	10,0	83,9	35,1	96,8
Försäljning av olja och gas	43,3	10,0	83,9	35,1	96,8
Förändring i under- och överuttag	–	-0,2	0,1	-0,2	-0,5
Övriga intäkter	1,1	0,4	1,3	0,4	1,7
Intäkter	44,4	10,2	85,3	35,3	98,0
Produktionskostnader	-18,8	-5,2	-25,2	-10,4	-33,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-12,0	-3,7	-12,8	-4,2	-16,9
Prospekteringskostnader	-0,6	–	–	–	-4,6
Bruttoresultat	13,0	1,3	47,3	20,7	43,4
Nederländerna					
Olja	0,1	0,1	0,1	–	0,1
Kondensat	0,4	0,1	1,1	0,4	1,3
Gas	18,8	6,5	26,0	6,5	33,8
Försäljning av olja och gas	19,3	6,7	27,2	6,9	35,2
Förändring i under- och överuttag	–	–	-0,7	-0,3	-0,5
Övriga intäkter	1,3	0,4	1,7	0,7	2,2
Intäkter	20,6	7,1	28,2	7,3	36,9
Produktionskostnader	-9,0	-3,2	-12,1	-4,5	-16,8
Avskrivningar och återställningskostnader	-8,2	-2,7	-12,2	-3,9	-15,9
Prospekteringskostnader	-0,4	–	-1,0	-0,5	-1,4
Bruttoresultat	3,0	1,2	2,9	-1,6	2,8
Malaysia					
Olja	44,2	29,7	–	–	–
Försäljning av olja och gas	44,2	29,7	–	–	–
Övriga intäkter	7,0	3,5	–	–	–
Intäkter	51,2	33,2	–	–	–
Produktionskostnader	-3,1	-4,7	–	–	–
Avskrivningar och återställningskostnader	-38,0	-24,8	–	–	–
Avskrivningar av övriga tillgångar	-16,5	-8,3	–	–	–
Prospekteringskostnader	–	–	–	–	-14,4
Bruttoresultat	-6,4	-4,6	–	–	-14,4
Indonesien					
Gas	21,0	6,6	18,0	6,2	22,0
Försäljning av olja och gas	21,0	6,6	18,0	6,2	22,0
Övriga intäkter	–	–	–	–	–
Intäkter	21,0	6,6	18,0	6,2	22,0
Produktionskostnader	-2,6	-0,6	-3,5	-1,4	-5,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-9,1	-2,9	-8,5	-3,0	-10,3
Prospekteringskostnader	–	–	-54,2	-0,2	-94,2
Bruttoresultat	9,3	3,1	-48,2	1,6	-87,9

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Övriga					
Olja	–	–	–	–	–
Försäljning av olja och gas	–	–	–	–	–
Övriga intäkter	4,6	2,0	6,2	2,4	9,1
Intäkter	4,6	2,0	6,2	2,4	9,1
Produktionskostnader	–	–	–	–	0,1
Avskrivningar och återställningskostnader	–	–	–	–	–
Prospekteringskostnader	–	–	-0,1	–	0,3
Bruttoresultat	4,6	2,0	6,1	2,4	9,5

Summa					
Olja	358,6	143,9	530,5	117,2	627,4
Kondensat	0,4	0,1	2,8	1,0	3,0
Gas	66,4	20,8	90,6	22,4	114,6
Försäljning av olja och gas	425,4	164,8	623,9	140,6	745,0
Förändring i under- och överuttag	-7,7	-17,4	13,8	44,3	23,4
Övriga intäkter	15,6	6,8	12,3	4,3	16,8
Intäkter	433,3	154,2	650,0	189,2	785,2
Produktionskostnader	-114,6	-50,1	-104,7	-24,4	-66,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-176,6	-78,1	-98,4	-29,6	-131,6
Avskrivningar av övriga tillgångar	-16,5	-8,3	–	–	–
Prospekteringskostnader	-116,3	-9,4	-129,5	-0,3	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	–	–	-400,7
Bruttoresultat	9,3	8,3	317,4	134,9	-200,0

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– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Ränteintäkter	0,5	0,2	0,8	0,2	1,2
Valutakursvinster, netto	–	–	–	–	–
Garanti-intäkter	0,7	–	0,4	0,1	0,5
Övriga	0,5	0,2	0,1	–	0,1
	1,7	0,4	1,3	0,3	1,8

Not 5. Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Räntekostnader	47,0	19,2	11,7	4,9	21,1
Valutakursförluster, netto	378,1	201,4	66,8	58,0	356,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	5,3	1,8	1,7	0,7	2,4
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	7,5	2,7	5,3	1,7	7,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	9,3	3,2	9,8	3,7	12,6
Engagemangavgifter för lånefacilitet	6,7	1,5	16,9	5,5	21,4
Övriga	1,3	0,4	0,8	–	1,0
	455,2	230,2	113,0	74,5	421,8

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 6. Inkomstskatter MUSD	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Aktuell skatt	-205,5	-72,7	-258,7	-142,2	-419,7
Uppskjuten skatt	102,7	46,0	404,4	190,3	166,5
	-102,8	-26,7	145,7	48,1	-253,2

Not 7. Olje- och gastillgångar MUSD	30 sep 2015	31 dec 2014
Norge	3 318,2	2 960,7
Frankrike	198,5	210,1
Nederländerna	30,4	38,6
Malaysia	541,4	428,3
Indonesien	37,3	43,9
Ryssland	497,8	501,0
	4 623,6	4 182,6

Not 8. Finansiella tillgångar MUSD	30 sep 2015	31 dec 2014
Övriga aktier och andelar	5,4	4,7
Brynhild kostnadsdelning	9,5	31,0
Övriga	1,6	1,3
	16,5	37,0

Not 9. Övriga anläggningstillgångar MUSD	30 sep 2015	31 dec 2014
Bolagsskatt	196,7	–
	196,7	–

Not 10. Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 sep 2015	31 dec 2014
Kundfordringar	79,1	40,3
Underuttag	9,9	3,6
Fordringar på Joint operations	38,2	49,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	32,9	41,5
Brynhild kostnadsdelning	16,2	21,6
Övriga	14,7	7,4
	191,0	163,5

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 11. Finansiella skulder

MUSD	30 sep 2015	31 dec 2014
Långfristiga:		
Banklån	3 763,0	2 690,0
Aktiverade finansieringskostnader	-26,2	-36,0
	3 736,8	2 654,0
Kortfristiga:		
Kortfristiga banklån	134,4	–
	134,4	–
	3 871,2	2 654,0

Not 12. Avsättningar

MUSD	30 sep 2015	31 dec 2014
Långfristiga:		
Återställningskostnader	304,6	274,1
Långsiktiga incitamentsprogram	1,4	1,8
Betalning för infarmning	4,6	7,5
Övriga	4,6	4,6
	315,2	288,0
Kortfristiga:		
Betalning för infarmning	–	48,5
Långsiktiga incitamentsprogram	3,4	4,9
	3,4	53,4
	318,6	341,4

Note 13. Leverantörsskulder och övriga skulder

MUSD	30 sep 2015	31 dec 2014
Leverantörsskulder	19,2	23,9
Överuttag	13,7	–
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	256,4	383,5
Andra upplupna kostnader	32,1	46,1
Långsiktiga incitamentsprogram	–	28,2
Övriga	5,7	9,7
	327,1	491,4

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 14. 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:

30 september 2015

MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Likvida medel	53,0	–	–
Finansiella tillgångar	16,5	–	–
	69,5	–	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	46,2	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	77,3	–
	–	123,5	–

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– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	8,4	0,9	7,6	1,0	9,2
Administrationskostnader	-67,9	-17,3	-109,8	-25,3	-144,9
Rörelseresultat	-59,5	-16,4	-102,2	-24,3	-135,7
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	3,7	1,2	3,0	1,2	209,9
Finansiella kostnader	-0,1	-0,1	-1,9	-0,1	-1,9
	3,6	1,1	1,1	1,1	208,0
Resultat före skatt	-55,9	-15,3	-101,1	-23,2	72,3
Skatt	–	–	–	–	36,4
Periodens resultat	-55,9	-15,3	-101,1	-23,2	108,7

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Periodens resultat	-55,9	-15,3	-101,1	-23,2	108,7
Övrigt totalresultat	–	–	–	–	–
Totalresultat	-55,9	-15,3	-101,1	-23,2	108,7
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-55,9	-15,3	-101,1	-23,2	108,7
	-55,9	-15,3	-101,1	-23,2	108,7

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 september 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	16,7	16,7
Likvida medel	1,9	1,8
Summa omsättningstillgångar	18,6	18,5
SUMMA TILLGÅNGAR	7 890,6	7 890,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 804,6	7 860,5
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,3	0,3
Summa långfristiga skulder	0,3	0,3
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	7,9	16,2
Skulder till koncernbolag	77,8	13,5
Summa kortfristiga skulder	85,7	29,7
Summa skulder	86,0	30,0
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 890,6	7 890,5
Ställda säkerheter	5 670,6	8 717,8

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-55,9	-15,3	-101,1	-23,2	108,7
Ej kassaflödespåverkande poster	0,1	–	-0,2	-0,3	-36,7
Förändringar i rörelsekapital	56,1	14,2	184,8	196,8	11,0
Summa kassaflöde från verksamheten	0,3	-1,1	83,5	173,3	83,0
Kassaflöde från investeringar					
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	–	–	-0,1	-0,1	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	–	–	-0,1	-0,1	-0,1
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	–	–	-21,7	-175,6	-21,7
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–	-62,2
Summa kassaflöde från finansiering	–	–	-83,9	-175,6	-83,9
Förändring av likvida medel	0,3	-1,1	-0,5	-2,4	-1,0
Likvida medel vid periodens början	1,8	2,9	2,6	4,6	2,6
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,2	0,1	0,2	0,1	0,2
Likvida medel vid periodens slut	1,9	1,9	2,3	2,3	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	–	–	–	-101,1	-101,1	-101,1
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Summa transaktioner med ägare	–	–	-62,2	–	-62,2	-62,2
Den 30 september 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 490,9	6 786,2	7 650,7
Totalresultat	–	–	–	209,8	209,8	209,8
Den 31 december 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5
Totalresultat	–	–	–	-55,9	-55,9	-55,9
Den 30 september 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 644,8	6 940,1	7 804,6

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– 30 sep 2015 9 månader	1 jul 2015– 30 sep 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 sep 2014 9 månader	1 jul 2014– 30 sep 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	433,3	154,2	650,0	189,2	785,2
EBITDA	291,1	98,7	506,9	157,6	671,3
Periodens resultat	-372,6	-201,6	5,1	4,3	-431,9
Operativt kassaflöde	524,3	177,0	804,0	307,0	1 138,5
Nyckeltal, per aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	0,00	0,00	3,46	3,46	1,40
Operativt kassaflöde per aktie	1,70	0,57	2,57	0,97	3,68
Kassaflöde från verksamheten per aktie	0,14	0,23	1,88	0,61	1,91
Resultat per aktie	-1,19	-0,65	0,03	0,02	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning	-1,19	-0,65	0,03	0,02	-1,38
EBITDA per aktie	0,94	0,32	1,62	0,49	2,17
Utdelning per aktie	–	–	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	311 070 330	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	309 070 330
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	312 537 337	309 070 330	309 170 986
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	309 854 784	309 854 784	312 689 363	309 222 356	309 475 038
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	107,80	107,80	122,10	122,10	112,40
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%)	-151	-81	0	0	-50
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	-1	0	8	4	-11
Netto skuldsättningsgrad (%)	422 975	422 975	192	192	605
Soliditet (%)	1	1	20	20	9
Andel riskbärande kapital (%)	17	17	45	45	28
Räntetäckningsgrad	-1	0	17	21	-13
Operativt kassaflöde/räntekostnader	10	8	60	55	49
Direktavkastning	–	–	–	–	–

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

Den finansiella informationen för niomånadersperioden som avslutades den 30 september 2015 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm den 4 november 2015

Alex Schneiter
Koncernchef och VD

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Bokslutsrapporten (januari-december 2015) kommer att publiceras den 3 februari 2016.
- Rapporten för tremånadersperioden (januari-mars 2016) kommer att publiceras den 11 maj 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 resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitans 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

