



Lundin
Petroleum



Delårsrapport för
TREMÅNADERSPERIODEN
som avslutades den 31 mars 2015

Lundin Petroleum AB (publ)
organisationsnummer 556610-8055

Höjdpunkter

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015 (31 mars 2014)

- Produktion om 25,8 Mboepd (26,6 Mboepd)¹
- Intäkter om 121,3 MUSD (235,4 MUSD)
- EBITDA om 86,0 MUSD (177,8 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 155,7 MUSD (256,0 MUSD)
- Resultat om -230,9 MUSD (3,2 MUSD) inklusive prospekteringskostnader om 45,4 MUSD före skatt och en valutakursförlust om 204,0 netto
- Nettoskuld om 3 063 MUSD (31 december 2014: 2 609 MUSD)
- Produktionsstart för Bøylafältet, Norge och Bertamfältet, Malaysia i januari 2015 respektive april 2015
- Utbyggnadsplanen för Fas 1 av Johan Sverdrup lämnades in till norska olje- och energidepartementet
- Åtta prospekteringslicenser tilldelades i 2014 års norska APA licensrunda, sex som operatör

	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Produktion i Mboepd, brutto ¹	25,8	26,6	23,8
Intäkter i MUSD	121,3	235,4	785,2
Periodens resultat i MUSD	-230,9	3,2	-431,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	-229,9	4,4	-427,2
Vinst/aktie i USD ²	-0,74	0,01	-1,38
EBITDA i MUSD	86,0	177,8	671,3
Operativt kassaflöde i MUSD	155,7	256,0	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,

Jag är mycket nöjd att kunna meddela att vi är på god väg att nå våra mål för 2015, vilka jag presenterade i mitt aktieägarbrev i bokslutsrapporten för 2014.

Bertamfältet, offshore Malaysia, togs i produktion tidigt i april 2015. Detta är det tredje nya projekt som tagits i produktion under de senaste månaderna, efter produktionsstarten för Brynhild och Bøyla, offshore Norge. Bertam är vårt första utbyggnadsprojekt i Sydostasien och det är mycket tillfredställande att ha kunnat färdigställa detta fast-track projekt på ett säkert sätt, inom budget och tidsplan. Samarbetet mellan vårt team, våra partners, våra uppdragstagare och Petronas var utmärkt och jag hoppas att detta kommer att verka som en katalysator för fortsatt tillväxt i regionen. Edvard Grieg är det sista projektet som ska färdigställas för produktion i år, och tidsplanen för produktionsstart under fjärde kvartalet 2015 kvarstår. Processdäcken är nu färdigställda och lastade i väntan på transport offshore. Den flytande boendeplattformen har anlänt till Norge och lyftkranen Thialf förväntas anlända under andra kvartalet för att installera processdäcket innan anslutnings- och driftsättningsarbete tar vid offshore. Detta innebär att vi ligger väl i fas för att nå vår förväntade produktionsnivå om 75 000 boepd vid årets slut. Vår produktion för helåret 2015 förväntas uppgå till mellan 41 000 och 51 000 boepd.

Utbyggnadsplanen för Johan Sverdrups Fas 1 färdigställdes och lämnades in till det norska olje- och energidepartementet i februari 2015, enligt tidsplan. Vi förväntar oss departementets godkännande under juni 2015. Detta var en betydande milstolpe för såväl Lundin Petroleum och våra partners som för den norska staten. Johan Sverdrup är ett av de fem största fälten som någonsin byggts ut på den norska kontinentalsockeln, med en förväntad produktion om mellan 550 000 och 650 000 boepd och slutliga utvinningsbara reserver om mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe. Vid platåproduktion kommer fältet att stå för mer än 40 procent av Norges totala oljeproduktion.

Fyra av Johan Sverdrups fem partners har undertecknat ett avtal om hur licenserna ska fördelas i det samordnade fältet (Tract Participation Agreement), vilket bland annat tilldelar en licensandel om 22,12 procent till Lundin Petroleum. Eftersom samtliga parter inte kunnat enas om avtalet är det den norska olje- och energiministern som kommer att bestämma de slutgiltiga villkoren, inklusive licensandelarna till fältets partners. Samordningsprocessen har lett till omfattande kommentarer i media och offentlig debatt, i synnerhet i Norge. Från Lundin Petroleums sida har vi valt att inte göra några uttalanden i frågan, och kommer fortsatt att hålla oss till den linjen. Jag anser dock att det är viktigt att göra följande konstateranden. Det är av avgörande betydelse att avtalet struktureras på ett sätt som maximerar Johan Sverdrups slutliga utvinningsbara reserver och därmed också värdet för hela fältet, till gagn för samtliga intressenter, inklusive den norska staten och fältets partners. Det avtal som undertecknades av fyra partners når definitivt dessa mål, även om vi alla har fått göra kompromisser för att kunna komma överens. Vad som är viktigast är att vi, tillsammans med de partners som skrivit under avtalet, har vidtagit åtgärder för att säkerställa att utbyggnaden av Johan Sverdrup fortsätter enligt plan. Vi förväntar oss att Ministern uttalar sig angående avtalet i juni 2015, innan godkännandet av utbyggnadsplanen.

Vi är fortsatt förväntansfulla inför kolvätepotentialen i södra Barents hav. Vårt prospekterings- och utvärderingsprogram för 2015 i regionen pågår och vi genomför just nu den första utvärderingsborrningen av Altafyndigheten. Denna borrning kommer att följas av ytterligare en utvärderingsborrning på Alta, samt två prospekteringsborrningar. Jag hoppas att programmet kommer att påvisa förekomsten av ytterligare resurser och göra det möjligt för oss att, i samarbete med andra operatörer i området, finna en ekonomiskt hållbar lösning för utbyggnad och produktion av fyndigheterna i södra Barents hav.

Vår tillgång till likviditet är fortsatt stark. Vår befintliga produktion, låga verksamhetskostnader och låga kontanta skatter säkerställer att vi kommer att fortsätta generera positivt operativt kassaflöde även vid låga oljepriser. Detta, tillsammans med fortsatt tillgång till vår kreditfacilitet om 4 miljarder USD, säkerställer att vi har mer än tillräcklig likviditet för att täcka utgifterna för våra pågående utbyggnadsprojekt och samtidigt fortsätta vår prospektering. Vi har nyligen förstärkt vår likviditet ytterligare genom att upprätta en norsk kreditfacilitet för prospektering om 4,5 miljarder NOK från tio internationella banker. Oljepriserna har under de senaste veckorna återhämtat sig från de nivåer på under 50 USD som vi såg tidigare i år. Lågre oljepriser har definitivt påverkat antalet utbyggnadsborrningar, i synnerhet när det gäller skifferolja i Nordamerika där antalet operativa riggar minskat med över 50 procent från förra årets toppnivåer. Detta har redan börjat påverka oljeutbudets tillväxt med den amerikanska månadsvisa produktionstillväxten som redan är negativ. Detta kommer utan tvekan att minska

Brev till aktieägare

ytterligare under de kommande månaderna. Oljeindustrins investeringar i resten av världen har också minskat kraftigt. Nuvarande låga oljepriser gör att mycket få utbyggnadsprojekt godkänns, vilket gör att oljeutbudet kommer att minska framöver. Samtidigt har efterfrågan på olja dock förblivit relativt stabil, trots svag ekonomisk tillväxt i världen. Jag är fortsatt övertygad om att oljepriserna kommer att stiga ytterligare på medellång till lång sikt.

Allt detta innebär att framtiden ser ljus ut för vårt bolag. Vi kommer att rida ut stormen som råder i industrin och som orsakats av de låga oljepriserna. Vi kommer att öka vår produktion avsevärt när Edvard Grieg tas i produktion senare i år. Projektet Johan Sverdrup som fortlöper enligt plan kommer att godkännas i år och det kommer att skapa ytterligare produktionstillväxt under kommande år. Jag är övertygad om att vår prospekteringsverksamhet kommer att leda till ytterligare fyndigheter och jag är särskilt förväntansfull inför prospekteringspotentialen i södra Barents hav. Vi har finansieringen, medarbetarna och viljan att nå våra mål. Detta kommer att maximera aktieägarvärdet samtidigt som vi fortsätter att bedriva vår verksamhet på ett säkert sätt, i enlighet med våra åtaganden som ett ansvarsfullt bolag.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm, den 6 maj 2015

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 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 räkenskapsåret 2014 som stod för 70 procent av den totala produktionen och med 79 procent av Lundin Petroleums totala reserver vid slutet av 2014.

Reserver och Resurser

Lundin Petroleum har 187,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) i reserver som reviderats av en oberoende tredje part, per den 31 december 2014. Lundin Petroleum har också ett antal olje- och gasresurser som klassificeras som betingade resurser och som ännu inte har klassificerats som reserver. Lundin Petroleums betingade resurser, exklusive det stora Johan Sverdrupfältet i Norge, uppgick enligt bästa estimat per den 31 december 2014 till 404 MMboe, netto. Johan Sverdrupfältet innehåller betingade bruttoresurser om mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe, och Lundin Petroleum kommer att boka reserverna för sin licensandel i fältet när samordningsavtalet är färdigställt.

Produktion

Produktionen för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015 (rapporteringsperioden) uppgick till 25,8 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 26,6 Mboepd för samma period 2014) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Olja			
Norge	17,3	17,0	15,0
Frankrike	2,9	3,0	2,9
Summa produktion olja	20,2	20,0	17,9
Gas			
Norge	2,1	3,0	2,6
Nederländerna	1,8	2,1	1,9
Indonesien	1,7	1,5	1,4
Summa produktion gas	5,6	6,6	5,9
Summa produktion			
Kvantitet i Mboe	2 322,4	2 390,3	8 688,8
Kvantitet i Mboepd	25,8	26,6	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– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Alvheim	15%	8,6	9,8	9,6
Volund	35%	5,8	9,5	7,4
Brynild	90%	3,1	–	0,1
Bøyla	15%	1,9	–	–
Gaupe	40%	–	0,7	0,5
		19,4	20,0	17,6

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015

Produktionen från Alvheimfältet har varit något lägre än förväntat under rapporteringsperioden främst på grund av icke-planerade driftstopp. Alvheimfältet har en fortsatt god reservoarprestanda och Alvheim FPSO:n fortsätter också att uppnå en utmärkt drifttid. En ny kompletterande borrning påbörjades under det fjärde kvartalet 2014 och borrningen påbörjade produktion i april 2015. Ytterligare två kompletterande borrningar är planerade att genomföras under 2015 med förväntad produktionsstart i slutet av 2015 eller i början av 2016. Utöver dessa kompletterande borrningar planeras underhållsarbete att genomföras under det andra kvartalet 2015 för en borrning som för närvarande är under driftstopp. Utbyggnaden av fyndigheterna Viper/Kobra godkändes av Alvheimpartnerskapet i december 2014 med två produktionsbörningar planerade för 2016 och produktionsstart förväntad i slutet av 2016. Utvinningskostnaderna för Alvheimfältet var under året lägre än 5 USD per fat, exklusive underhållsarbete av borrningar.

Volundfältets produktion har under rapporteringsperioden varit bättre än förväntat på grund av en god reservoarprestanda och ett stabiliserat förhållande mellan olja och vatten. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrningar har identifierats på Volundfältet och avsikten är att genomföra åtminstone en kompletterande borrning under 2016. Utvinningskostnaderna för Volundfältet var lägre än 4 USD per fat under rapporteringsperioden.

Produktion från Brynhildfältet startade den 25 december 2014. Två produktionsbörningar har slutförts och tagits i produktion med initiala produktionsnivåer som bekräftar fältets kapacitet att producera på en platanivå om 12 000 boepd. Kort efter produktionsstart inträffade ett cirka sju veckor långt driftstopp, orsakat av vissa driftsproblem, vilket resulterade i en lägre än förväntad produktion under rapporteringsperioden. Orsaker till driftsstoppet var främst en läcka på röret för gasinjicering och en skada på kopplingen mellan en av förankringskedjorna och stigrörsbojen. Produktion vid fältet återupptogs tidigt under mars 2015 men har fortsatt att producera under sin kapacitet, beroende på problem relaterade till anläggningen. Den tredje och fjärde borrningen, en oljeproducerande och en vatteninjicerande, håller för närvarande på att slutföras. Båda dessa borrningar förväntas anslutas under mitten av 2015.

Produktion vid Bøylafältet startade den 19 januari 2015 från en borrning. Fältets produktion har varit som förväntat under rapporteringsperioden med en vatteninjicerande borrning som anslöts under mars 2015. Den tredje och sista utbyggnadsbörningen slutfördes under rapporteringsperioden och kommer att anslutas under det tredje kvartalet 2015, då fältet förväntas nå plåtproduktion.

Gaupefältet producerade inte under rapporteringsperioden och inga återstående reserver har redovisats för detta fält. Produktion återupptogs vid fältet i april 2015, och beroende på de ekonomiska förutsättningarna kommer begränsad produktion från fältet att fortsätta.

Utbyggnad

Licens	Fält	I.a.	PDO godkännande	Uppskattade bruttoreserver	Förväntad produktionsstart	Förväntad plåtproduktion, brutto
PL338	Edvard Grieg	50%	juni 2012	187 MMboe	Q4 2015	100,0 Mboepd
flera	Ivar Aasen	1,385%	maj 2013	192 MMboe	Q4 2016	65,0 Mboepd
flera	Johan Sverdrup	22,12% ¹	förväntad mitten av 2015	1,7–3,0 miljarder boe ²	sent 2019	550,0–650,0 Mboepd

¹ Villkorad av norska statens godkännande, se avsnittet om Johan Sverdrup nedan.

² Betingade bruttoresurser enligt operatören Statoil, meddelat i februari 2015.

Edvard Grieg

Utbyggnaden av Edvard Griegfältet har kommit långt och fortgår som förväntat. I april 2015 slutförde Kværner konstruktionsarbetet med processdäcken inom plan och budget. Driftsättningsarbetet med processdäcken onshore är också slutfört och installation offshore av processdäcken på jacketen, som är förinstallerad, beräknas ske under det andra kvartalet 2015. Den nybyggda flytande boendeplattformen Safe Boreas, som kommer att användas för driftsättningsarbetet offshore, har anlänt till Norge. Heeremas fartyg för tunga lyft, Thialf, som kommer att användas för installationsarbetet offshore, förväntas anlända under det andra kvartalet 2015. Den 94 km långa gasledningen installerades under 2014 och den 43 km långa oljeledningen till exportsystemet vid Grane installerades med framgång under rapporteringsperioden. Utbyggnadsbörningar med jack-up-riggen Rowan Viking påbörjades under det tredje kvartalet 2014 och borrningarna framskrider enligt plan. Produktionsstart från borrningarna förväntas under det fjärde kvartalet 2015, efter att anslutnings- och driftsättningsarbete offshore är slutfört. Plåtproduktion från Edvard Griegfältet förväntas nås under 2016 och utbyggnadsbörningar kommer att fortsätta in i 2017.

Till följd av utvärderingsbörningen som med framgång genomfördes på den sydöstra delen av Edvard Griegfältet under förra året, och som påträffade sandsten av måttlig/god reservoarqualitet, planeras under 2015 en andra utvärderingsbörning att genomföras i den södra delen av Edvard Grieg för att bättre förstå sandstenens fördelning, med potential att öka reserverna med upp mot 50 MMboe, brutto.

Ivar Aasen

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacken med processdäcksanläggningar bestående av boendekvarter och borrhällningar med olje-, gas- och vattenavskiljning för vidare export till Edvard Griegplattformen för slutlig behandling och pipelineexport. Konstruktion av ståljacken har slutförts och installation beräknas utföras under det andra kvartalet 2015. Installation av pipelinen beräknas starta under det tredje kvartalet 2015 och installation av processdäcken beräknas ske under sommaren 2016. I april 2015 meddelade operatören för fältet, Det norske oljeselskap, att två pilotborrningar med syfte att öka den geologiska förståelsen av reservoaren slutförts på den centrala delen av fältet. Ytterligare en utvärderingsborrning planeras på den västra delen av fältet under det andra kvartalet 2015. Produktion från Ivar Aasen beräknas att starta under det fjärde kvartalet 2016.

Johan Sverdrup

I februari 2015 lämnade partnerskapet för Johan Sverdrup in en utbyggnadsplan (PDO) för Fas 1 till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen för Fas 1 innehåller också vissa utbyggnadskoncept för hela fältet, vilka innefattar en förväntad platåproduktion för hela fältet om mellan 550 000 och 650 000 boepd, brutto och betingade bruttoresurser om mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe, med cirka 95 procent av resurserna som är olja. Samtidigt som utbyggnadsplanen lämnade också majoriteten av partnerskapet in ett avtal om hur licenserna ska fördelas i det samordnade Johan Sverdrupfältet (Tract Participation agreement), med en licensandel om 22,12 procent till Lundin Petroleum. Olje- och energiministern kommer nu att bestämma de slutliga villkoren i avtalet.

Utbyggnadsplanen för Fas 1 innefattar ett fältcenter bestående av en processanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borrhällning och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras på ståljackets i vattendjup om 120 meter och kommer att vara sammanlänkade med varandra genom brygginstallationer. Partnerskapet kommer att tilldela de flesta större kontrakten under 2015. Vissa av de större kontrakten har redan tilldelats, såsom kontrakt för stigrörplattformens ståljacke, kontrakt för projektering och upphandling av processdäcken för stigrörs- och processanläggningsplattformarna, EPC kontrakt för processdäcken för borrhällningsplattformen, kontrakt för installation utav tre av plattformarna och kontrakt för projektet för elförsörjning från land.

Produktionsstart för Fas 1 av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och produktionskapaciteten beräknas till mellan 315 000 och 380 000 bopd, brutto. För att uppnå produktion för Fas 1 förväntas 35 produktions- och injiceringsborrningar att genomföras, av vilka 14 borrhällningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhällning innan produktionsstart, för att möjliggöra platåproduktion för Fas 1.

Bruttoinvesteringen för Fas 1 har uppskattats till 117 miljarder NOK och investeringen för hela fältet, inklusive Fas 1, uppskattas till mellan 170 och 220 miljarder NOK.

Utvärdering

Borrprogram för utvärdering 2015

Licens	Operatör	l.a.	Borrning	Startdatum	Status
PL609	Lundin Petroleum	40%	7220/11-2	mars 2015	Pågående
PL609	Lundin Petroleum	40%		maj 2015	
PL338	Lundin Petroleum	50%		andra kvartalet 2015	

Lundin Petroleum genomför för närvarande den första av två utvärderingsborrningar på sin Altafyndighet i södra Barents hav. Den huvudsakliga målsättningen med borrhällning 7220/11-2 är att bekräfta reservoarmodellen och påvisa förekomsten av kolvätekolonner och kontaktnivåer mellan olja och vatten liknande de som påträffats i fyndighetsborrningen av Alta under 2014, belägen cirka 6,5 km mot nordost. Den andra utvärderingsborrningen, som kommer att genomföras omedelbart efter slutförandet av borrhällning 7220/11-2, kommer att testa reservoarens kvalitet och förlängning på den östra sidan av Altastrukturen.

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015

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		andra kvartalet	Luno II North	50%	Lundin Petroleum	
PL544		fjärde kvartalet	Fosen	40%	Lundin Petroleum	
Södra Barents hav						
PL708		fjärde kvartalet	Ørnen	40%	Lundin Petroleum	
PL609		tredje kvartalet	Neiden	40%	Lundin Petroleum	
Övriga områden						
PL579	33/2-1	mars	Morkel	50%	Lundin Petroleum	Pågående
PL734		tredje kvartalet	Zeppelin	30%	Wintershall	
PL700		fjärde kvartalet	Lorry	40%	Lundin Petroleum	

Under rapporteringsperioden har Lundin Petroleum slutfört två prospekteringsborrningar i Norge.

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

Borrningen av Geministrukturen i PL338C, belägen omedelbart väster om Edvard Griegfältet, påträffade inga kolväten och har pluggats igen och lämnats som torr.

Utöver den pågående borrningen av Morkel i PL579, kommer Lundin Petroleum att genomföra ytterligare sex borrningar offshore Norge under 2015, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om 515 MMboe.

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 planeras att vara klar sommaren 2015. 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 ansökningstid för licenser är i december 2015 och tilldelningarna förväntas meddelas under de första sex månaderna av 2016. Olje- och energidepartementet har också utlyst 2015 års APA licensrunda, med sista ansökningstid i september 2015 och en eventuell tilldelning av licenser förväntas ske under det första kvartalet 2016.

Licentstilldelningar, 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) och 30 procent i PL544 (I.a. 50% efter utfarmning) till Lime Petroleum Norway. Lundin Petroleums licensandel i PL410 på Utsirahöjden har ökat till 82,352 procent till följd av återlämning från partners. Lundin Petroleum har återlämnat PL583. Under rapporteringsperioden återlämnades PL490, PL641, PL646 och PL639. Vissa av ovanstående transaktioner och återlämningar är villkorade av regeringsgodkännande.

Kontinentala Europa

Produktion

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

¹ Licensandel i Dommartin Lettree-fältet 42,5 procent

Frankrike

Produktionsnivån i Frankrike under rapporteringsperioden är i stort sett i linje med förväntningarna med god produktion från Aquitaine efter slutfört underhållsarbete av vissa borrhningar. Konstruktionen av onshore anläggningar och borrhning av två utbyggnadsborrhningar på återutbyggnadsprojektet Vert la Gravelle i Paris Basin har slutförts.

Nederländerna

Produktion från Nederländerna har varit i linje med förväntningarna under rapporteringsperioden.

Utbyggnadsborrhningen K5-A5 (I.a. 2,03%) genomfördes med framgång under 2014 och produktion förväntas till mitten av 2015. Utbyggnadsborrhningen K5-A6 (I.a. 2,03%) genomfördes under rapporteringsperioden, men reservoaren påträffades som tom och borrhningen har pluggats igen och lämnats. Utbyggnadsborrhningen E17-A5 (I.a. 1,20%) genomförs för närvarande. Utbyggnadsborrhningarna onshore på Slootdorp-6 och 7 (I.a. 7,2325%) pågår också för närvarande.

Prospekteringsborrhningen Langezwaag-2 i Gorredijklicensen (I.a. 7,75%), som slutfördes med framgång under 2014, togs i produktion i januari 2015.

Sydostasien

Malaysia

Offshore Malaysiska halvön

Produktion från Bertamfältet i PM307 (I.a. 75%) startade i april 2015 och producerar från fyra borrhningar. Under rapporteringsperioden förankrades och anslöts Bertam FPSO:n till borrhplattformen. Utbyggnadsborrhningarna kommer att fortsätta fram till sent 2015, då Bertamfältet kommer att nå platåproduktion om 15 000 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.

Under det fjärde kvartalet 2015 planeras två prospekteringsborrhningar på block PM307 efter det att utbyggnadsprogrammet på Bertam är slutfört. Målsättningen för prospekteringsborrhningarna är oljestrukturen Mengkuang-1, som uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 21 MMboe, brutto och oljestrukturen Rengas med obekräftade prospekteringsresurser om 22 MMboe, brutto.

En 3D-seismisk studie planeras på PM328 (I.a. 50%) under 2015.

Östra Malaysia, offshore Sabah

Lundin Petroleum analyserar för närvarande existerande 3D-seismik för att välja ut de mest lovande prospekteringsmöjligheterna i SB307/SB308 (I.a. 42,5%), med syfte att identifiera potentiellt borrhbara strukturer för 2016.

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015

Indonesien

Produktion

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

Produktionen från Singafältet har varit enligt förväntan under rapporteringsperioden. Fältet var under driftstopp under en del av 2014 på grund av en omläggning av pipelinen för gas, men produktionen från fältet har varit god sedan den återupptogs sent under 2014.

Prospektering

South Sokang

Lundin Petroleum fortsätter med sin analys av lovande prospekteringsmöjligheter för South Sokangblocket (I.a. 60%) utifrån 3D-seismisk data som nyligen samlats in. Prospekteringspotential för både olja och gas har identifierats vid miocen- och oligocennivåer.

Cendrawasih VII

Lundin Petroleum utför geologiska och tekniska studier på Cendrawasih VII-blocket (WI 100%), offshore östra Indonesien.

Cendrawasih VIII

I november 2014 ingick Lundin Petroleum ett gemensamt studieavtal om 100 procent för blocket Cendrawasih VIII som angränsar till Cendrawasih VII blocket. Insamling av 2D-seismik har påbörjats.

Övriga områden

Ryssland

Laganskyblocket

I Laganskyblocket (I.a. 70%) i norra Kaspien gjordes år 2008 en betydande oljefyndighet, Morskaya, som enligt bästa estimat uppskattas innehålla betingade bruttoresurser om 157 MMboe. I oktober 2013 meddelade Lundin Petroleum att bolaget tecknat ett principavtal (Heads of Agreement) med Rosneft om att Rosneft köper 51 procent av LLC Petroresurs, som äger 100 procent av Laganskyblocket. Slutförandet av avtalet med Rosneft är dock för närvarande osäkert på grund av en rad olika anledningar. Lundin Petroleum har ansökt om en produktionslicens för Laganskyblocket, vilket kommer att möjliggöra en utvärdering av fältet.

Corporate Responsibility – Samhällsansvar

Under rapporteringsperioden inträffade en incident (Lost Time Incidents, LTI) av lindrig natur, vilket resulterade i en LTI-frekvens om 0,18 per 200 000 timmar. Den totala frekvensen för rapporterade incidenter (Total Recordable Incident Rate, TRIR) uppgick till 0,54.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015 uppgick till -230,9 MUSD (3,2 MUSD). Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till -229,9 MUSD (4,4 MUSD), motsvarande vinst per aktie om -0,74 USD (0,01 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 86,0 MUSD (177,8 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 0,28 USD (0,57 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 155,7 MUSD (256,0 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 0,50 USD (0,83 USD).

Koncernförändringar

Inga större förändringar har skett inom koncernen under rapporteringsperioden.

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 121,3 MUSD (235,4 MUSD), netto 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 126,6 MUSD (236,0 MUSD), netto. Lundin Petroleum's genomsnittspris som erhållits per fat oljeekvivalenter uppgick till 52,71 USD (97,63 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 53,94 USD (108,21 USD) per fat.

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

Försäljning	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Försäljning olja			
Norge			
– Kvantitet i Mboe	1 704,8	1 575,9	5 183,3
– Genomsnittspris per boe	53,61	110,38	102,35
Frankrike			
– Kvantitet i Mboe	203,3	232,6	1 028,7
– Genomsnittspris per boe	57,86	105,62	94,08
Nederländerna			
– Kvantitet i Mboe	0,5	0,6	1,1
– Genomsnittspris per boe	62,32	94,43	91,64
Summa försäljning olja			
– Kvantitet i Mboe	1 908,6	1 809,1	6 213,1
– Genomsnittspris per boe	54,07	109,77	100,98
Försäljning gas och NGL			
Norge			
– Kvantitet i Mboe	195,8	299,7	1 080,8
– Genomsnittspris per boe	49,59	67,05	56,02
Nederländerna			
– Kvantitet i Mboe	160,9	188,1	687,9
– Genomsnittspris per boe	41,95	61,45	51,11
Indonesien			
– Kvantitet i Mboe	136,8	120,9	457,2
– Genomsnittspris per boe	50,87	48,10	47,87
Summa försäljning gas			
– Kvantitet i Mboe	493,5	608,7	2 225,9
– Genomsnittspris per boe	47,46	61,55	52,83
Summa försäljning			
– Kvantitet i Mboe	2 402,1	2 417,8	8 439,0
– Genomsnittspris per boe	52,71	97,63	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 8,4 MUSD (4,6 MUSD) och har redovisats som en kostnad under rapporteringsperioden. Det var ett överuttag på Brynhildfältet, vilket delvis kompensades av ett underuttag på fälten Alvheim, Volund och Bøyla under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för cargo liftings i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 3,1 MUSD (4,0 MUSD) för rapporteringsperioden och inkluderade en justering för kvalitets-skillnader för olja från Alvheim, tariffintäkter från Frankrike och Nederländerna samt intäkter för upprätthållande av strategiska lagernivåer i Frankrike.

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015

Produktionskostnader

Produktionskostnader, inklusive förändringar i lager, uppgick för rapporteringsperioden till 25,2 MUSD (38,4 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Utvinningskostnader			
– i MUSD	21,4	30,6	94,4
– i USD per boe	9,20	12,80	10,86
Tariff- och transportkostnader			
– i MUSD	2,5	4,8	18,4
– i USD per boe	1,10	2,02	2,12
Royalty och direkta skatter			
– i MUSD	0,7	0,9	3,6
– i USD per boe	0,31	0,39	0,41
Förändringar i lager			
– i MUSD	-2,4	-0,2	-0,8
– i USD per boe	-1,04	-0,08	-0,09
Övrigt			
– i MUSD	3,0	2,3	-49,1
– i USD per boe	1,30	0,92	-5,65
Totala produktionskostnader			
– i MUSD	25,2	38,4	66,5
– i USD per boe	10,87	16,05	7,65

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

De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden var 21,4 MUSD (30,6 MUSD). Jämförelseperioden inkluderade kostnader om 10,9 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på två borrhningar på Alvheimfältet, vilka avslutades under det första kvartalet 2014. De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 20,3 MUSD (18,1 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt, och ökningen jämfört med samma period föregående år är hänförlig till utvinningskostnaderna för fälten Brynhild och Bøyla, vilka produktionsstartades under det fjärde kvartalet 2014 respektive första kvartalet 2015. Ökningen kompenseras delvis av en starkare dollarkurs, som minskade kostnaden för att finansiera utgifter i andra valutor.

Utvinningskostnaden för rapporteringsperioden uppgick till 9,20 USD (12,80 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt, vilket är i enlighet med guidad kostnad som meddelades vid kapitalmarknadsdagen i februari 2015. Om verksamhetsprojekt exkluderas, uppgick utvinningskostnaderna till 8,75 USD (7,56 USD) per fat, vilket också är i enlighet med guidad kostnad från februari.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 2,6 MUSD (4,8 MUSD). Minskningen jämfört med samma period förra året beror främst på lägre, respektive inga producerade volymer från fälten Volund och Gaupe under första kvartalet 2014.

Övriga kostnader uppgick till 2,9 MUSD (2,3 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 kommer att skrivas av i resultaträkningen över avtalets återstående löptid.

Avskrivningar och återställningskostnader

Avskrivningar uppgick till 43,1 MUSD (35,1 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 18,55 USD (14,66 USD) per fat, och beskrivs i not 3. Norge bidrog till 77 procent (68 procent) av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad om 18,91 USD (13,14 USD) per fat. De högre avskrivningarna för rapporteringsperioden jämfört med samma period föregående år beror på produktionsstart av Brynhild- och Bøylafälten, och kompenseras delvis av inga respektive lägre producerade volymer från fälten Gaupe, Volund och Alvheim under rapporteringsperioden.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 45,4 MUSD (126,9 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 rapporteringsperioden kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 44,9 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för två borrhinar som slutförts utan framgång på PL338C (Gemini) och PL674BS (Zulu).

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 11,3 MUSD (20,4 MUSD), vilka innehöll en kostnad om 0,6 MUSD (5,4 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP program), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 1,1 MUSD (1,2 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 0,9 MUSD (27,4 MUSD) och beskrivs i not 4. Under jämförelseperioden redovisades en valutakursvinst om 26,9 MUSD, netto.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 226,1 MUSD (12,2 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 11,8 MUSD (1,9 MUSD) och representerade den delen av ränteutgifterna som redovisades över resultaträkningen. Ytterligare ränteutgifter avseende främst finansiering av utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia, har aktiverats under rapporteringsperioden, till ett belopp om 9,8 MUSD (8,7 MUSD).

Valutakursförlusterna uppgick till 204,0 MUSD (-26,9 MUSD, vinst), netto för rapporteringsperioden. Denna valutakursförlust är främst hänförlig till omvärdering av lånebalanser till gällande valutakurs vid rapporteringsperiodens slut. US dollarn förstärktes betydligt mot Euron under det första kvartalet 2015, vilket resulterade i en valutakursförlust hänförlig till det externa lånet i US dollar, vilket har lånats av ett dotterbolag med Euro som funktionell valuta. Valutakursförlusten reducerades till viss del av en mindre valutakursvinst, hänförlig till den norska kronans förstärkning mot Euron under det första kvartalet 2015, vilket medförde en valutakursvinst 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 41,0 MUSD (1,2 MUSD, vinst), netto. Dessutom redovisades valutakursförluster om 18,4 MUSD (8,6 MUSD), netto i övrigt totalresultat, hänförlig till utländska enheter som har räknats om till koncernens presentationsvaluta. I övrigt totalresultat redovisades också förluster på den ej förfallna delen av kassaflödessäkringar om 45,6 MUSD (-29,0 MUSD, vinst), främst hänförliga till ej förfallna valutakurssäkringar.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 2,9 MUSD (2,8 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteten över facilitetens nyttjandetid.

Engagemangsavgifterna för lånefaciliteten uppgick till 3,0 MUSD (4,9 MUSD) för rapporteringsperioden, och minskningen gentemot samma period föregående år beror på de ökade låneuttagen från faciliteten.

Skatt

Den totala skattekostnaden uppgick till 2,0 MUSD (26,5 MUSD) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 59,6 MUSD (58,9 MUSD) för rapporteringsperioden, av vilken 61,1 MUSD (64,5 MUSD) var hänförlig till skatteåterbetalningen för prospektering i Norge, till följd av den höga nivån på utbyggnads-, prospekterings- och utvärderingsutgifter i Norge under rapporteringsperioden och den skattemässiga avskrivningen av tidigare års utbyggnadsutgifter. Den aktuella skatteintäkten i Norge för rapporteringsperioden kompenseras delvis av den aktuella skattekostnaden hänförlig till verksamheten i Frankrike och Nederländerna.

Den uppskjutna skattekostnaden uppgick till 61,6 MUSD (85,4 MUSD) för rapporteringsperioden, vilken var främst hänförlig till Norge. Den uppskjutna skattekostnaden uppkommer främst där det finns en skillnad mellan skattemässig och bokföringsmässig avskrivning. En uppskjuten skatteintäkt om 35,0 MUSD är hänförlig till prospekteringsutgifter kostnadsförda i Norge under rapporteringsperioden.

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, netto 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.

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -1,0 MUSD (-1,2 MUSD) och var främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gästingångar uppgick till 4 242,2 MUSD (4 182,6 MUSD) och beskrivs i not 7.

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

Utbyggnadsutgifter i MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge	240,1	286,1	1 068,2
Frankrike	9,4	2,3	29,3
Nederländerna	1,0	0,7	3,9
Indonesien	–	–	-0,8
Malaysia	53,4	14,4	130,6
	303,9	303,5	1 231,2

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 240,1 MUSD (286,1 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, av vilka 214,1 MUSD (275,0 MUSD) investerades i Edvard Grieg-, Brynhild- och Johan Sverdrupfältens utbyggnad. I Malaysia redovisades 53,4 MUSD (14,4 MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under rapporteringsperioden.

Ett belopp om 21,7 MUSD (48,3 MUSD) avseende uppgradering av Bertam FPSO:n för användning på Bertamfältet, Malaysia redovisades under första kvartalet 2015. Beloppet framgår inte av tabellen ovan och har aktiverats som del i övriga anläggningstillgångar.

Prospekterings- och utvärderingsutgifter i MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge	80,4	113,2	572,8
Frankrike	0,1	0,3	5,9
Indonesien	0,4	25,9	47,5
Malaysia	0,9	1,8	42,7
Ryssland	0,6	0,9	4,0
Övriga	0,1	0,5	1,6
	82,5	142,6	674,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 80,4 MUSD (113,2 MUSD) i Norge. De var främst hänförliga till utvärderingsborrningen på Alta i södra Barents hav och prospekteringsborrningarna på strukturerna Gemini, Zulu och Morkel. Både borrningen av Alta och Morkel var pågående per den 31 mars 2015.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 218,2 MUSD (200,3 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Bertam FPSO:n.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 33,7 MUSD (37,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 7,3 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. Brynhilds kostnadsdelning uppgick till 25,1 MUSD (31,0 MUSD) och var hänförliga till den långfristiga delen av värderingen till verkligt värde av kostnadsdelningsavtalet, i enlighet med vilket delen av utvinningskostnaden varierar med oljepriset.

Uppskjutna skattefordringar uppgick till 10,4 MUSD (12,9 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de outnyttjade skatteunderskott som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna.

Övriga anläggningstillgångar uppgick till 58,6 MUSD (– MUSD) och utgörs av den norska skatteåterbetalningen avseende innevarande år som kommer att erhållas i december 2016.

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 34,7 MUSD (41,6 MUSD) och inkluderade borrhustrustning i främst Norge och Malaysia samt kolvätelager.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 146,6 MUSD (163,5 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 52,8 MUSD (40,3 MUSD). Underuttag uppgick till 5,4 MUSD (3,6 MUSD) och var främst hänförliga till underuttag i Norge för fälten Alvheim, Volund och Bøyla. Fordringar på Joint operations uppgick till 29,0 MUSD (49,1 MUSD) och jämförelsetalen inkluderade ett väsentligt belopp som återbetalades i januari 2015. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 32,1 MUSD (41,5 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Utvinningskostnaden för Brynhild uppgick till 20,4 MUSD (21,6 MUSD) och var hänförligt 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 6,9 MUSD (7,4 MUSD) och innehöll momsfordringar och andra diverse fordringar.

Bolagsskatt uppgick till 346,2 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 51,9 MUSD (80,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 084,4 MUSD (2 654,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 3 115,0 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 kreditfaciliteten uppgick till 30,6 MUSD (36,0 MUSD) och skrivs av över kreditfacilitetens förväntade löptid.

Avsättningar uppgick till 292,6 MUSD (288,0 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 278,5 MUSD (274,1 MUSD) och är hänförlig till framtida återställningsåtaganden. Avsättningen har ökat under rapporteringsperioden till följd av ytterligare åtaganden hänförliga till utbyggnadsprojekt i Norge och Malaysia. Den långfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's LTIP program uppgick till 2,5 MUSD (1,8 MUSD). Lundin Petroleum's LTIP program beskrivs i den här rapporten under avsnittet om ersättningar. Betalning för infarmning uppgick till 6,5 MUSD (7,5 MUSD) och var hänförlig till en avsättning för betalning för historiska kostnader för block PM307, Malaysia, se även avsnittet om kortfristiga skulder.

Uppskjutna skatteskulder uppgick till 958,5 MUSD (973,3 MUSD), av vilka 833,3 MUSD (844,8 MUSD) var hänförliga till Norge. Avsättningen är 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 48,6 MUSD (33,9 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av utestående valutakurs- och räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 29,5 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 394,2 MUSD (491,4 MUSD) och beskrivs i not 13. Överuttagspositionen uppgick till 10,1 MUSD (– MUSD) och var hänförlig till det första uttaget som gjordes för Brynhildfältet i mars 2015. Skulder till joint operations och upplupna kostnader uppgick till 309,6 MUSD (383,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhaktivitet i Norge och på Bertamfältet, Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 42,0 MUSD (46,1 MUSD) och inkluderade ett belopp om 21,5 MUSD (19,4 MUSD) hänförligt till arbete som utförts på Bertam FPSO:n. Skulden avseende långsiktiga incitamentsprogram uppgick till 22,6 MUSD (28,2 MUSD) och avser främst den andra delen av det syntetiska optionsprogrammet från 2009 som förfaller till betalning inom tolv månader.

Derivatinstrument uppgick till 114,8 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 47,1 MUSD (53,4 MUSD) och innehöll ett belopp om 42,0 MUSD (48,5 MUSD) hänförligt till historiska kostnader för block PM307 i Malaysia, som förfaller till betalning vid Bertamprojektets produktionsstart. Skulden är i malaysiska Ringgit och US dollarns förstärkning har resulterat i en minskning av skulden sedan årsslutet, när den räknas om till US dollar. Den kortfristiga avsättningen innehåller dessutom ett belopp om 5,1 MUSD (4,9 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleum's unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Resultatet för moderbolaget uppgick till -17,2 MSEK (-40,3 MSEK) för rapporteringsperioden.

Tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015

I resultatet ingick administrationskostnader om 25,7 MSEK (41,7 MSEK) och finansiella intäkter om 1,8 MSEK (0,8 MSEK).

Ställda säkerheter till ett belopp om 7 157,3 MSEK (8 717,8 MSEK) är hänförliga till det redovisade värdet för de aktier som pantsattes i samband med den nya 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, vilket beskrivs nedan.

Koncernen erhöll 0,1 MUSD (0,1 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 31 mars 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 31 mars 2015 är 828,9 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.

Lundin Petroleum har, via sitt dotterbolag Lundin Malaysia BV, ingått produktionsdelningskontrakt med Petroliam Nasional Berhad, den malaysiska statens olje- och gasbolag (Petronas). Bankgarantier har ställts ut avseende arbetsåtaganden och andra kostnader hänförliga till vissa av dessa kontrakt och det utestående beloppet per den 31 mars 2015 var 40,3 MUSD. Ytterligare en bankgaranti avseende arbetsåtaganden i Indonesien var utsäld per den 31 mars 2015, till ett belopp om 1,0 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

Produktion från Bertamfältet, offshore Malaysia påbörjades i april 2015.

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 över en period om två år.

Aktiedata

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

Ersättningar

Lundin Petroleum's ersättningsprinciper och information avseende de långsiktiga incitamentsprogrammen redovisas i bolagets årsredovisning 2014 och i aktieägarinformationen inför årsstämman, vilket finns tillgängligt på www.lundin-petroleum.com.

Unit bonus program

Antalet utställda units som ingår i 2012, 2013 och 2014 års unit bonus program per den 31 mars 2015 var 114 110 respektive 270 316 och 375 024.

Prestationsbaserat incitamentsprogram

Bolagsstämman 2014 beslutade om ett nytt långsiktigt incitamentsprogram för bolagsledningen och ett antal nyckelpersoner. Programmet 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, under förutsättning att vissa prestationsvillkor uppfylls. 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 Petroleum's strategiska, operativa, finansiella och externa risker samt åtgärdande av dessa risker genom riskhantering beskrivs i Lundin Petroleum's årsredovisning 2014.

Derivatinstrument

Per den 31 mars 2015 hade Lundin Petroleum ingått följande ränteswapkontrakt för att möta delar av de framtida operationella kraven på NOK, vilket beskrivs i nedanstående tabell.

Köp	Sälj	Genomsnittlig kontraktuell valutakurs	Likvidperiod
2 938,4 MNOK	458,2 MUSD	6,41 NOK:1 USD	apr 2015 – dec 2015
1 251,8 MNOK	182,5 MUSD	6,86 NOK:1 USD	jan 2016 – jun 2016

Per den 31 mars 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:

	31 mar 2015		31 mar 2014		31 dec 2014	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	7,7533	8,0895	6,0944	5,9871	6,3011	7,4332
1 USD motsvarar Euro	0,8873	0,9295	0,7301	0,7253	0,7526	0,8236
1 USD motsvarar Rubel	63,0779	58,0351	35,1001	35,3786	38,3878	59,5808
1 USD motsvarar SEK	8,3267	8,6347	6,4666	6,4899	6,8457	7,7366

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	1	121,3	235,4	785,2
Rörelsens kostnader				
Produktionskostnader	2	-25,2	-38,4	-66,5
Avskrivningar		-43,1	-35,1	-131,6
Prospekteringskostnader		-45,4	-126,9	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	-400,7
Bruttoresultat	3	7,6	35,0	-200,0
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar				
Rörelseresultat		-11,3	-20,4	-52,2
		-3,7	14,6	-252,2
Resultat från finansiella investeringar				
Finansiella intäkter	4	0,9	27,4	1,8
Finansiella kostnader	5	-226,1	-12,2	-421,8
		-225,2	15,2	-420,0
Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden		–	-0,1	-12,9
Resultat före skatt		-228,9	29,7	-685,1
Inkomstskatt	6	-2,0	-26,5	253,2
Periodens resultat		-230,9	3,2	-431,9
Hänförligt till:				
Moderbolagets aktieägare		-229,9	4,4	-427,2
Innehav utan bestämmande inflytande		-1,0	-1,2	-4,7
		-230,9	3,2	-431,9
Resultat per aktie – USD ¹		-0,74	0,01	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning– USD ¹		-0,74	0,01	-1,38

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Periodens resultat	-230,9	3,2	-431,9
Övrigt totalresultat			
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen:			
Valutaomräkningsdifferens	-18,4	-8,6	-196,3
Kassafördessäkring	-45,6	29,0	-148,7
Finansiell tillgång som kan säljas	-0,3	-1,1	-15,3
Övrigt totalresultat efter skatt	-64,3	19,3	-360,3
Totalresultat	-295,2	22,5	-792,2
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	-295,0	27,1	-766,7
Innehav utan bestämmande inflytande	-0,2	-4,6	-25,5
	-295,2	22,5	-792,2

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	31 mars 2015	31 december 2014
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 242,2	4 182,6
Övriga materiella anläggningstillgångar		218,2	200,3
Finansiella tillgångar	8	33,7	37,0
Upplupna skattekostnader		10,4	12,9
Övriga anläggningstillgångar	9	58,6	–
Summa anläggningstillgångar		4 563,1	4 432,8
Omsättningstillgångar			
Lager		34,7	41,6
Kundfordringar och andra fordringar	10	146,6	163,5
Kortfristiga skattefordringar		346,2	373,6
Likvida medel		51,9	80,5
Summa omsättningstillgångar		579,4	659,2
SUMMA TILLGÅNGAR		5 142,5	5 092,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		136,9	431,5
Innehav utan bestämmande inflytande		34,0	34,2
Summa eget kapital		170,9	465,7
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	3 084,4	2 654,0
Avsättningar	12	292,6	288,0
Uppskjutna skatteskulder		958,5	973,3
Derivatinstrument	14	48,6	33,9
Övriga långfristiga skulder		29,5	29,1
Summa långfristiga skulder		4 413,6	3 978,3
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	13	394,2	491,4
Derivatinstrument	14	114,8	101,4
Kortfristiga skulder		1,9	1,8
Avsättningar	12	47,1	53,4
Summa kortfristiga skulder		558,0	648,0
Summa skulder		4 971,6	4 626,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 142,5	5 092,0

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Kassaflöde från verksamheten			
Periodens resultat	-230,9	3,2	-431,9
Justeringar för:			
Prospekteringskostnader	45,4	126,9	386,4
Avskrivningar och nedskrivningar	44,2	36,3	136,2
Aktuell skatt	-59,6	-58,9	-419,7
Uppskjuten skatt	61,6	85,4	166,5
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	–	–	400,7
Långsiktiga incitamentsprogram	2,2	8,0	14,5
Valutakursförluster	162,9	-25,7	333,1
Övriga	19,5	6,3	16,0
Erhållen ränta	0,1	0,2	0,9
Betald ränta	-21,3	-10,2	-56,5
Betald skatt	-3,9	-7,0	-13,8
Förändringar i rörelsekapital	-57,3	75,6	109,0
Summa kassaflöde från verksamheten	-37,1	240,1	641,4
Kassaflöde från investeringar			
Investering i olje- och gastillgångar	-396,2	-454,3	-1 957,8
Investering i övriga anläggningstillgångar	-21,9	-49,1	-124,9
Avyttring av obligationer	–	10,5	10,5
Investering i övriga aktier och andelar	-3,7	–	–
Andel i resultat från intressebolag	–	–	11,7
Betalda återställningskostnader	-0,2	-0,1	-1,2
Övriga betalningar	-0,1	–	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	-422,1	-493,0	-2 061,8
Kassaflöde från finansiering			
Förändring av långfristiga fordringar	–	–	9,8
Förändring av långfristiga skulder	425,5	295,8	1 419,2
Betalda finansieringsavgifter	–	-20,6	-20,7
Köp av egna aktier	–	-9,8	-9,8
Utdelningar	–	–	-0,1
Summa kassaflöde från finansiering	425,5	265,4	1 398,4
Förändring av likvida medel	-33,7	12,5	-22,0
Likvida medel vid periodens början	80,5	82,4	82,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	5,1	–	20,1
Likvida medel vid periodens slut	51,9	94,9	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	–	–	4,4	4,4	-1,2	3,2
Övrigt totalresultat	–	22,7	–	22,7	-3,4	19,3
Summa totalresultat	–	22,7	4,4	27,1	-4,6	22,5
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	–	-9,8	–	-9,8	–	-9,8
Summa transaktioner med ägare	–	-9,8	–	-9,8	–	-9,8
Den 31 mars 2014	0,5	371,0	852,8	1 224,3	55,2	1 279,5
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-431,6	-431,6	-3,5	-435,1
Övrigt totalresultat	–	-362,2	–	-362,2	-17,4	-379,6
Summa totalresultat	–	-362,2	-431,6	-793,8	-20,9	-814,7
Transaktioner med ägare						
Utdelningar	–	–	–	–	-0,1	-0,1
Värde av tjänster från anställda	–	–	1,0	1,0	–	1,0
Summa transaktioner med ägare	–	–	1,0	1,0	-0,1	0,9
Den 31 dec 2014	0,5	8,8	422,2	431,5	34,2	465,7
Totalresultat						
Periodens resultat	–	–	-229,9	-229,9	-1,0	-230,9
Övrigt totalresultat	–	-65,1	–	-65,1	0,8	-64,3
Summa totalresultat	–	-65,1	-229,9	-295,0	-0,2	-295,2
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 mars 2015	0,5	-56,3	192,7	136,9	34,0	170,9

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

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1. Intäkter MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Olja	103,2	198,6	627,4
Kondensat	0,1	1,1	3,0
Gas	23,3	36,3	114,6
Försäljning av olja och gas	126,6	236,0	745,0
Förändring i under- och överuttag	-8,4	-4,6	23,4
Övriga intäkter	3,1	4,0	16,8
Intäkter	121,3	235,4	785,2

Not 2. Produktionskostnader MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Utvinningskostnader	21,4	30,6	94,4
Tariff- och transportkostnader	2,6	4,8	18,4
Direkta produktionskatter	0,7	0,9	3,6
Förändring i under- och överuttag	-2,4	-0,2	-0,8
Övriga	2,9	2,3	-49,1
	25,2	38,4	66,5

Not 3. Segmentinformation MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge			
Olja	91,4	174,0	530,5
Kondensat	–	0,8	1,7
Gas	9,7	19,3	58,8
Försäljning av olja och gas	101,1	194,1	591,0
Förändring i under- och överuttag	-8,5	-4,6	24,4
Övriga intäkter	0,5	1,2	3,8
Intäkter	93,1	190,7	619,2
Produktionskostnader	-17,7	-25,8	-11,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-33,2	-23,8	-88,5
Prospekteringskostnader	-44,9	-72,8	-272,1
Nedskrivningar av olje- och gästingångar	–	–	-400,7
Bruttoresultat	-2,7	68,3	-153,4

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Frankrike			
Olja	11,8	24,5	96,8
Försäljning av olja och gas	11,8	24,5	96,8
Förändring i under- och överuttag	0,1	–	-0,5
Övriga intäkter	0,4	0,4	1,7
Intäkter	12,3	24,9	98,0
Produktionskostnader	-3,7	-8,0	-33,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-4,1	-4,3	-16,9
Prospekteringskostnader	–	–	-4,6
Bruttoresultat	4,5	12,6	43,4
Nederländerna			
Olja	–	0,1	0,1
Kondensat	0,1	0,3	1,3
Gas	6,6	11,2	33,8
Försäljning av olja och gas	6,7	11,6	35,2
Förändring i under- och överuttag	–	–	-0,5
Övriga intäkter	0,4	0,5	2,2
Intäkter	7,1	12,1	36,9
Produktionskostnader	-2,8	-3,6	-16,8
Avskrivningar och återställningskostnader	-2,8	-4,3	-15,9
Prospekteringskostnader	-0,4	-0,5	-1,4
Bruttoresultat	1,1	3,7	2,8
Malaysia			
Prospekteringskostnader	–	–	-14,4
Bruttoresultat	–	–	-14,4
Indonesien			
Gas	7,0	5,8	22,0
Försäljning av olja och gas	7,0	5,8	22,0
Övriga intäkter	–	–	–
Intäkter	7,0	5,8	22,0
Produktionskostnader	-1,0	-1,0	-5,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-3,0	-2,7	-10,3
Prospekteringskostnader	-0,1	-53,6	-94,2
Bruttoresultat	2,9	-51,5	-87,9
Övriga			
Övriga intäkter	1,8	1,9	9,1
Intäkter	1,8	1,9	9,1
Produktionskostnader	–	–	0,1
Prospekteringskostnader	–	–	0,3
Bruttoresultat	1,8	1,9	9,5

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Summa			
Olja	103,2	198,6	627,4
Kondensat	0,1	1,1	3,0
Gas	23,3	36,3	114,6
Försäljning av olja och gas	126,6	236,0	745,0
Förändring i under- och överuttag	-8,4	-4,6	23,4
Övriga intäkter	3,1	4,0	16,8
Intäkter	121,3	235,4	785,2
Produktionskostnader	-25,2	-38,4	-66,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-43,1	-35,1	-131,6
Prospekteringskostnader	-45,4	-126,9	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	–	–	-400,7
Bruttoresultat	7,6	35,0	-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– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Ränteintäkter	0,1	0,4	1,2
Valutakursvinster, netto	–	26,9	–
Garanti-intäkter	0,8	0,1	0,5
Övriga	–	–	0,1
	0,9	27,4	1,8

Not 5. Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Räntekostnader	11,8	1,9	21,1
Valutakursförluster, netto	204,0	–	356,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	1,8	0,5	2,4
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	2,3	1,8	7,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	2,9	2,8	12,6
Engagemangavgifter för lånefacilitet	3,0	4,9	21,4
Övriga	0,3	0,3	1,0
	226,1	12,2	421,8

Not 6. Inkomstskatter MUSD	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Aktuell skatt	-59,6	-58,9	-419,7
Uppskjuten skatt	61,6	85,4	166,5
	2,0	26,5	-253,2

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 7. Olje- och gastillgångar

MUSD	31 mar 2015	31 dec 2014
Norge	2 976,6	2 960,7
Frankrike	191,4	210,1
Nederländerna	32,2	38,6
Malaysia	497,2	428,3
Indonesien	41,1	43,9
Ryssland	503,7	501,0
	4 242,2	4 182,6

Not 8. Finansiella tillgångar

MUSD	31 mar 2015	31 dec 2014
Övriga aktier och andelar	7,3	4,7
Brynhild kostnadsdelning	25,1	31,0
Övriga	1,3	1,3
	33,7	37,0

Not 9. Övriga anläggningstillgångar

MUSD	31 mar 2015	31 dec 2014
Bolagsskatt	58,6	–
	58,6	–

Not 10. Kundfordringar och andra fordringar

MUSD	31 mar 2015	31 dec 2014
Kundfordringar	52,8	40,3
Underuttag	5,4	3,6
Fordringar på Joint operations	29,0	49,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	32,1	41,5
Brynhild kostnadsdelning	20,4	21,6
Övriga	6,9	7,4
	146,6	163,5

Not 11. Finansiella skulder

MUSD	31 mar 2015	31 dec 2014
Banklån	3 115,0	2 690,0
Aktiverade finansieringskostnader	-30,6	-36,0
	3 084,4	2 654,0

Not 12. Avsättningar

MUSD	31 mar 2015	31 dec 2014
Långfristiga:		
Återställningskostnader	278,5	274,1
Långsiktiga incitamentsprogram	2,5	1,8
Betalning för infarmning	6,5	7,5
Övriga	5,1	4,6
	292,6	288,0
Kortfristiga:		
Betalning för infarmning	42,0	48,5
Långsiktiga incitamentsprogram	5,1	4,9
	47,1	53,4
	339,7	341,4

Note 13. Leverantörsskulder och övriga skulder

MUSD	31 mar 2015	31 dec 2014
Leverantörsskulder	7,1	23,9
Överuttag	10,1	—
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	309,6	383,5
Andra upplupna kostnader	42,0	46,1
Långsiktiga incitamentsprogram	22,6	28,2
Övriga	2,8	9,7
	394,2	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:

31 mars 2015 MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Likvida medel	51,9	–	–
Finansiella tillgångar	33,7	–	–
	85,6	–	–
Skulder			
Derivatinstrument – långfristiga	–	48,6	–
Derivatinstrument – kortfristiga	–	114,8	–
	–	163,4	–

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.

Koncernens kreditfacilitet om 4,0 miljarder USD är en revolverande "borrowing base" kreditfacilitet 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. Avräkningsdatumet för bankfaciliteten är juni 2019 och det finns en låneminskingsplan som börjar 2016 och minskar ner till noll per det slutliga avräkningsdatumet. Dessutom baseras det belopp som är tillgängligt under faciliteten på en nuvärdeberäkning av tillgångarnas framtida kassaflöden. Baserat på låneminskingsplanen och den aktuella beräkningen av hur mycket som är tillgängligt, förfaller en del av det nuvarande utestående banklånet till betalning inom fem år.

Moderbolagets resultaträkning

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	6,7	1,1	9,2
Administrationskostnader	-25,7	-41,7	-144,9
Rörelseresultat	-19,0	-40,6	-135,7
Resultat från finansiella poster			
Finansiella intäkter	1,8	0,8	209,9
Finansiella kostnader	–	-0,5	-1,9
	1,8	0,3	208,0
Resultat före skatt	-17,2	-40,3	72,3
Skatt	–	–	36,4
Periodens resultat	-17,2	-40,3	108,7

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Periodens resultat	-17,2	-40,3	108,7
Övrigt totalresultat	–	–	–
Totalresultat	-17,2	-40,3	108,7
Totalresultat hänförligt till:			
Moderbolagets aktieägare	-17,2	-40,3	108,7
	-17,2	-40,3	108,7

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	31 mars 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	23,4	16,7
Likvida medel	7,1	1,8
Summa omsättningstillgångar	30,5	18,5
SUMMA TILLGÅNGAR	7 902,5	7 890,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 843,3	7 860,5
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,4	0,3
Summa långfristiga skulder	0,4	0,3
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	14,2	16,2
Skulder till koncernbolag	44,6	13,5
Summa kortfristiga skulder	58,8	29,7
Summa skulder	59,2	30,0
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 902,5	7 890,5
Ställda säkerheter	7 157,3	8 717,8

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Kassaflöde från verksamheten			
Periodens resultat	-17,2	-40,3	108,7
Ej kassaflödespåverkande poster	-0,7	63,8	-36,7
Förändringar i rörelsekapital	23,4	-6,2	11,0
Summa kassaflöde från verksamheten	5,5	17,3	83,0
Kassaflöde från investeringar			
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	–	–	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	–	–	-0,1
Kassaflöde från finansiering			
Förändring av långfristiga skulder	–	44,2	-21,7
Köp av egna aktier	–	-62,2	-62,2
Summa kassaflöde från finansiering	–	-18,0	-83,9
Förändring av likvida medel	5,5	-0,7	-1,0
Likvida medel vid periodens början	1,8	2,6	2,6
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,2	–	0,2
Likvida medel vid periodens slut	7,1	1,9	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	-	-	-	-40,3	-40,3	-40,3
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	-	-	-62,2	-	-62,2	-62,2
Summa transaktioner med ägare	-	-	-62,2	-	-62,2	-62,2
Den 31 mars 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 551,7	6 847,0	7 711,5
Totalresultat	-	-	-	149,0	149,0	149,0
Transaktioner med ägare						
Den 31 december 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5
Totalresultat	-	-	-	-17,2	-17,2	-17,2
Den 31 mars 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 683,5	6 978,8	7 843,3

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

Finansiella nyckeltal

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2015– 31 mar 2015 3 månader	1 jan 2014– 31 mar 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	121,3	235,4	785,2
EBITDA	86,0	177,8	671,3
Periodens resultat	-230,9	3,2	-431,9
Operativt kassaflöde	155,7	256,0	1 138,5
Nyckeltal, per aktie (USD)			
Aktieägarnas egna kapital per aktie	0,44	3,96	1,40
Operativt kassaflöde per aktie	0,50	0,83	3,68
Kassaflöde från verksamheten per aktie	-0,12	0,78	2,07
Resultat per aktie	-0,74	0,01	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning	-0,74	0,01	-1,38
EBITDA per aktie	0,28	0,57	2,17
Utdelning per aktie	–	–	–
Antal utställda aktier vid periodens slut	311 070 330	317 910 580	311 070 330
Antal aktier i cirkulation vid periodens slut	309 070 330	309 070 330	309 070 330
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut	309 070 330	309 478 548	309 170 986
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	309 678 433	309 478 548	309 475 038
Börskurs			
Börskurs vid periodens slut (SEK)	118,10	113,10	112,40
Börskurs vid periodens slut (CAD)	–	22,70	–
Nyckeltal			
Räntabilitet på eget kapital (%)	-72	–	-50
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	–	–	-11
Netto skuldsättningsgrad (%)	2 238	120	605
Soliditet (%)	3	27	9
Andel riskbärande kapital (%)	22	50	28
Räntetäckningsgrad	-1	2	-13
Operativt kassaflöde/räntekostnader	12	104	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 tremånadersperioden som avslutades den 31 mars 2015 har inte varit föremål för granskning av bolagets revisorer.

Stockholm den 6 maj 2015

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för sexmånadersperioden (januari-juni 2015) kommer att publiceras den 5 augusti 2015.
- Rapporten för nio månadersperioden (januari-september 2015) kommer att publiceras den 4 november 2015.
- Bokslutsrapporten (januari-december 2015) kommer att publiceras den 4 februari 2016.

Årsstämman kommer att hållas den 7 maj 2015 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 förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhustrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimater, 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

