



2



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

Höjdpunkter

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015 (30 juni 2014)

- Produktion om 27,4 Mboepd (26,0 Mboepd)¹
- Intäkter om 279,1 MUSD (460,8 MUSD)
- EBITDA om 192,4 MUSD (349,3 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 347,3 MUSD (497,0 MUSD)
- Resultat om -171,0 MUSD (0,8 MUSD), inklusive en valutakursförlust om 176,7 MUSD, netto
- Nettoskuld om 3 496 MUSD (31 december 2014: 2 609 MUSD)
- Produktion från Bøylafältet i Norge och Bertamfältet i Malaysia startade i januari respektive april 2015
- Modulerna för Edvard Griegs processdäck installerades framgångsrikt, offshore Norge. I fas för produktionsstart under det fjärde kvartalet 2015.
- Norska Stortinget gav sitt stöd för utbyggnadsplanen för Fas 1 av Johan Sverdrup i juni 2015. Licenstilldelningen för Johan Sverdrup ökade från 22,12 procent till 22,60 procent.
- Utvärderingsborrning 7220/11-2 och sidospårsborrning 7220/11-2 A på Alta i PL609 i södra Barents hav i Norge slutförda 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.

Andra kvartalet som avslutades den 30 juni 2015 (30 juni 2014)

- Produktion om 28,9 Mboepd (25,4 Mboepd)¹
- Intäkter om 157,8 MUSD (225,4 MUSD)
- EBITDA om 106,5 MUSD (171,5 MUSD)
- Operativt kassaflöde om 191,6 MUSD (241,0 MUSD)
- Resultat om 59,9 MUSD (-2,4 MUSD)

	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Produktion i Mboepd ¹	27,4	28,9	26,0	25,4	23,8
Intäkter i MUSD	279,1	157,8	460,8	225,4	785,2
Periodens resultat i MUSD	-171,0	59,9	0,8	-2,4	-431,9
Periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare i MUSD	-168,8	61,1	3,2	-1,2	-427,2
Resultat per aktie i USD ²	-0,55	0,20	0,01	0,00	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning i USD ²	-0,54	0,20	0,01	0,00	-1,38
EBITDA i MUSD	192,4	106,5	349,3	171,5	671,3
Operativt kassaflöde i MUSD	347,3	191,6	497,0	241,0	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 Petroleums hemsida, www.lundin-petroleum.com, under rubriken "Definitioner".

Förkortningar

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

Oljeleraterade förkortningar

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

Brev till aktieägare

Kära aktieägare,

Det gläder mig att kunna rapportera att Lundin Petroleum, trots låga oljepriser och ett tufft marknadsläge för olje- och gasindustrin, ligger i fas för att nå våra mål för 2015 med produktionsstart från Edvard Grieg och klartecken för projektet Johan Sverdrup. Vårt bolag är i en stark position med en produktion som kommer att öka avsevärt, utvinningskostnader som framöver kommer att vara under 10 USD per fat och med god tillgång till likviditet för att kunna stå emot nuvarande låga oljepriser.

Produktion och utbyggnaden av Edvard Grieg

Vi har redan tidigare i år startat produktion från både Bertamfältet, offshore Malaysia och Bøylafältet, offshore Norge. Båda fälten har levererat tillfredställande resultat och vi förväntar oss att produktionen kommer att öka under året allteftersom vi gör fler utbyggnadsborrningar på Bertam och börjar se effekterna av den vatteninjicerande borrningen och den andra produktionsborrningen på Bøyla. Produktion från Brynhildfältet, offshore Norge, som påbörjades i december 2014, har dock varit en stor besvikelse. Produktionseffektiviteten för FPSO:n Haewene Brim har varit lägre än förväntat på grund av ett antal orsaker, främst vad gäller processdäckets effektivitet och begränsningar beträffande vattenhanteringen. Brynhilds produktion under det första halvåret var strax över 3 000 fat olja per dag, vilket var mer än 60 procent under förväntad produktion. Vi har kunnat notera att produktionen har förbättrats under de senaste veckorna, men vi har ändå reviderat våra produktionsprognoser till vad vi anser är mer sannolika nivåer. Detta kommer tillsammans med produktionen för första halvåret att ha en negativ påverkan på vår förväntade produktion för 2015.

Utbyggnadsprojektet Edvard Grieg har gjort goda framsteg och vi ligger i fas för att starta produktionen mot slutet av 2015. Efter det lyckade färdigställandet av processdäcken för Edvard Grieg behövde vi vänta ett par månader på ankomsten av lyftkranen "Thialf". Processdäcken har nu framgångsrikt installerats och anslutnings- och driftsättningsarbete offshore pågår. Den flytande boendeplattformen Safe Boreas är sammanlänkad med plattformen genom brygginstallationer och fler än 400 personer är för närvarande ombord och engagerade i arbetet offshore. Förseningen av lyftkranen har flyttat fram vår förväntade produktionsstart från början av fjärde kvartalet till slutet av fjärde kvartalet, med en åtföljande påverkan på vår förväntade produktion för 2015.

Vår målsättning är fortfarande att nå en produktionsnivå om 75 000 fat olja per dag vid slutet av 2015, efter att Edvard Grieg tagits i produktion. Vi har dock reviderat vår förväntade produktion för helåret 2015 till 32 000 fat oljeekvivalenter per dag, främst på grund av den reviderade produktionsprognosen för Brynhild och den försenade installationen av Edvard Griegs processdäck. I denna reviderade prognos ingår endast ett begränsat bidrag från Edvard Grieg, eftersom detta fält inte kommer att tas i produktion förrän i slutet av december 2015.

Utbyggnad av Johan Sverdrup

Vi har gjort goda framsteg med Johan Sverdrup och uppnått ett antal viktiga milstolpar.

Utbyggnadsplanen för Fas 1 av Johan Sverdrup har färdigställts och lämnades i februari 2015 in till det norska olje- och energidepartementet. Utbyggnadsplanen fick norska Stortingets stöd i juni 2015 och jag förväntar mig departementets godkännande senare denna månad.

Eftersom parterna inte har kunnat enas om samordningen för Johan Sverdrupfältet fattade den norska olje- och energiministern beslut om parternas slutliga licensandelar. I juli 2015 tillkännagavs att Lundin Petroleums licensandel ökats från 22,12 till 22,60 procent. Som jag skrev i mitt förra aktieägarbrev, avsåg Lundin Petroleum att acceptera ministerns slutliga beslut gällande avtalet om licensfördelning. Det känns dock angeläget att här ännu en gång notera det exemplariska sättet på vilket det norska olje- och energidepartementet agerat genom hela denna process. Departementet har i sitt beslutsfattande beaktat all teknisk data och understött ett avtal som i slutändan kommer att maximera Johan Sverdrups resurser till gagn för samtliga intressenter.

Stora framsteg har gjorts vad gäller tilldelningen av betydande kontrakt för utbyggnaden av Fas 1 av Johan Sverdrup. Kontrakt för samtliga processdäck, borrningar, projektering och tunga kranlyft har nu tilldelats till kostnadsnivåer som ger oss en tidig indikation på att utbyggnadskostnaderna för Fas 1 i slutändan kan komma att minska. Vi är också mycket nöjda med att kunna konstatera att projektet ligger i fas för produktionsstart mot slutet av 2019, enligt tidsplan.

Prospektering och utvärdering

Prospektering fortsätter att vara ett primärt fokus för Lundin Petroleum och med koncentration på Norge och Sydostasien har vi under de senaste åren varit en av de mest framgångsrika prospektörerna. Vår förmåga att finna resurser till låga prospekterings- och utvärderingskostnader har varit avgörande för att kunna skapa värde för Lundin Petroleums aktieägare. Vi anser att vi med ett bibehållt prospekteringsfokus kan fortsätta denna utveckling. Utvärderingsprogrammet på Alta i södra Barents hav pågår och vi kommer, trots låga oljepriser, att göra ytterligare prospekteringsbörningar i området under de närmsta åren. Vi är fast förvissade om att denna region kommer att leverera tillräckligt med resurser för att en kommersiell utbyggnad ska komma till stånd.

Jag är också mycket förväntansfull inför de närliggande möjligheterna i områden som Edvard Grieg. Jag anser att den sydöstra delen av Edvard Grieg har en betydande resurspotential och att fyndigheter som Luno II, tillsammans med resurspotentialen i Luno II North-strukturen, kan återkopplas till Edvard Grieg och bli kommersiella. Precis som i fallet med utbyggnaden av Alvheimfältet kommer Edvard Griegs infrastruktur enligt min mening att producera mer kolväte än vad som angetts i Edvard Griegs utbyggnadsplan. Som den största arealinnehavaren i området kommer dessa förväntningar att ge störst utfall för Lundin Petroleum.

På makronivå är oljemarknaden svår att bedöma just nu. Trots en minskning av antalet operativa riggar i Nordamerika med över 50 procent har den amerikanska produktionen onshore förblivit stark. Detta dels på grund av de amerikanska operatörernas fortsatta förbättrade verksamhetseffektivisering och minskade kostnader, dels på grund av antalet icke-färdigställda börningar. Jag tror personligen inte att detta är hållbart, men har förvånats över hur väl produktionsnivåerna har hållits uppe. Samtidigt har OPEC ökat sin produktion och marknaden försöker bedöma vilken påverkan en potentiell produktionsökning i Iran och Irak skulle kunna få. Jag anser fortfarande att vi vid rådande oljepriser kommer att få se begränsade investeringar i ny produktionskapacitet. Kapitalinvesteringarna kommer därför att vara låga, vilket gör att oljeutbudet kommer att minska över tiden. Detta kommer i sin tur att bli den katalysator som får oljepriserna att öka igen. På kort sikt bör vi vara beredda på fortsatt volatilitet och en möjligen utdragen period av låga oljepriser samt vara redo att ta tillvara på de möjligheter detta kan skapa.

Detta blir mitt sista brev till er aktieägare, då jag nyligen tillkännagav att jag efter 13 år kommer att sluta som koncernchef och VD för Lundin Petroleum. Jag är oerhört stolt över att vi under denna period har lyckats utveckla Lundin Petroleum till det största oberoende prospekterings- och produktionsbolaget i Europa och skapat mycket hög avkastning för våra aktieägare under resan. Jag kommer att fortsätta som styrelseledamot och som aktieägare. Bolaget har en mycket stark ställning, med en kraftfull ledning, en tydlig strategi och god likviditet. Jag har arbetat tillsammans med Alex Schneider under 20 års tid och stödjer till fullo tillsättningen av honom som ny koncernchef och VD. Han kommer att göra ett förträffligt jobb och jag är övertygad om att bolaget kommer att fortsätta leverera utomordentliga resultat under hans ledning. Det har varit ett verkligt nöje att få arbeta med så många talangfulla människor på Lundin Petroleum, en styrelse som alltid finns tillgänglig för att stötta ledningen och ge vägledning, samt en huvudägare i familjen Lundin som gjort det möjligt för bolaget att bli så framgångsrikt. Varje minut har för mig varit ett rent nöje och jag vill slutligen tacka er, alla våra aktieägare, för ert förtroende och stöd.

Med vänliga hälsningar,

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Stockholm, den 5 augusti 2015

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 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 sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015 (rapporteringsperioden) som stod för 69 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 slutligt färdigställt.

Produktion

Produktionen för rapporteringsperioden uppgick till 27,4 tusen fat oljeekvivalenter per dag (Mboepd) (jämfört med 26,0 Mboepd för samma period 2014) och omfattade följande:

Produktion i Mboepd	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Olja					
Norge	16,7	16,2	16,6	16,2	15,0
Frankrike	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Malaysia	2,2	4,3	—	—	—
Summa produktion olja	21,8	23,4	19,5	19,1	17,9
Gas					
Norge	2,2	2,2	3,0	2,9	2,6
Nederländerna	1,7	1,6	2,0	1,9	1,9
Indonesien	1,7	1,7	1,5	1,5	1,4
Summa produktion gas	5,6	5,5	6,5	6,3	5,9
Summa produktion					
Kvantitet i Mboe	4 951,5	2 629,1	4 702,7	2 312,4	8 688,8
Kvantitet i Mboepd	27,4	28,9	26,0	25,4	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 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Alvheim	15%	8,1	7,6	10,0	10,3	9,6
Volund	35%	5,4	5,0	8,9	8,1	7,4
Bøyla	15%	1,9	1,9	—	—	—
Brynhild	90%	3,2	3,3	—	—	0,1
Gaupe	40%	0,3	0,6	0,7	0,7	0,5
		18,9	18,4	19,6	19,1	17,6

¹ Lundin Petroleums licensandel (l.a.)

Produktion från Alvheimfältet har varit lägre än förväntat under rapporteringsperioden på grund av underhållsarbete på en av gaskompressorerna på Alvheim FPSO:n samt driftsstopp vid två borrhningar till följd av närliggande kompletterande borrhningar och problem med borrhålsintegritet. Alvheimfältet har en fortsatt god reservoarprestanda och driftstiden för Alvheim FPSO:n är också fortsatt utmärkt, med en driftstid som överstigit 95 procent under rapporteringsperioden. En ny kompletterande borrhning har slutförts av borrhgen Transocean Winner och produktion påbörjades i april 2015. Därefter utförde Transocean Winner underhållsarbete på K3 borrhningen på Alvheim, vilken återupptog produktion i maj 2015 och Transocean Winner har sedan påbörjat ytterligare en kompletterande multilateral borrhning som förväntas starta produktion sent under 2015. Ytterligare en kompletterande borrhning planeras med förväntad produktionsstart till mitten av 2016. Utbyggnaden av fyndigheterna Viper/Kobra godkändes av Alvheimpartnerskapet i december 2014 med två produktionsborrhningar planerade för 2016 och produktionsstart förväntad i slutet av 2016. Utvinningsekostnaderna för Alvheimfältet var under rapporteringsperioden lägre än 6 USD per fat, exklusive underhållsarbete av borrhningar.

Volundfältets produktion har under rapporteringsperioden varit bättre än förväntat på grund av god reservoarprestanda. Ytterligare möjligheter för kompletterande borrhningar har identifierats på Volundfältet och åtminstone en kompletterande borrhning planeras. Utvinningsekostnaderna för Volundfältet var lägre än 5 USD per fat under rapporteringsperioden.

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

Produktionen från Brynhildfältet har varit lägre än förväntat under rapporteringsperioden. Den initiala produktionen, som påbörjades i december 2014, uppnåddes från två produktionsborrhningar. Den tredje och sista produktionsborrhningen samt en vatteninjicerande borrhning genomfördes med framgång och kopplades in under rapporteringsperioden och avvaktar slutligt driftsättningsarbete. Produktionseffektiviteten för FPSO:n Haewene Brim har varit lägre än förväntat på grund av ett antal orsaker, främst hänförliga till processdäckets effektivitet och begränsningarna av vattenhanteringen. En förbättring har iakttagits under de senaste veckorna men produktionsanläggningens effektiva driftstid kommer att innebära fortsatta utmaningar. Produktionen har under rapporteringsperioden också påverkats av ett planerat driftsstopp då tunga lyft genomfördes i samband med installationsarbete på havsbotten, såväl som av en flytt av riggen.

Även om de återstående reserverna inte har bokats för Gaupefältet återupptogs produktion vid fältet i april 2015, och det kommer att produceras 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	förväntad augusti 2015	1,7–3,0 miljarder boe	sent 2019	550,0–650,0 Mboepd

Edvard Grieg

Utbyggnaden av Edvard Griegfältet fortgår som förväntat och har uppnått flera milstolpar under rapporteringsperioden. I april 2015 slutförde Kværner konstruktionsarbetet med processdäcken inom plan och budget. Driftsättningsarbetet med processdäcken onshore slutfördes också och 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 anslutnings- och driftsättningsarbetet offshore har påbörjats. Den 94 km långa gasledningen installerades under 2014 och den 43 km långa oljeledningen till exportsystemet vid Grane installerades med framgång under rapporteringsperioden. Utbyggnadsborrhningar med jack-up-riggen Rowan Viking påbörjades under det tredje kvartalet 2014 och borrhningarna framskrider, med de två första produktionsborrhningarna framgångsrikt slutförda och klara för produktionsstart efter att de anslutits till plattformen. Produktionsstart från borrhningarna förväntas under det fjärde kvartalet 2015, efter slutfört anslutnings- och driftsättningsarbete offshore. Platåproduktion från Edvard Griegfältet förväntas under mitten av 2016 och utbyggnadsborrhningar kommer att fortsätta in i 2017.

Till följd av utvärderingsborrhningen som med framgång genomfördes på den sydöstra delen av Edvard Griegfältet under förra året, påbörjades i juni 2015 en andra utvärderingsborrhning i den södra delen av Edvard Griegfältet för att bättre förstå sandstenens fördelning, med potential att öka reserverna med upp mot 50 MMboe, brutto.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015

Ivar Aasen

Ivar Aasen byggs ut med en plattform på ståljacken med ett processdäck bestående av boendekvarter och borranläggningar med olje-, gas- och vattenavskiljning för vidare export till Edvard Griegplattformen för slutlig behandling och pipelineexport. Installation av ståljacketen slutfördes med framgång i juni 2015 och installation av pipelinen beräknas starta under det tredje kvartalet 2015. Konstruktionen av processdäcket är till cirka 70 procent slutförd och mekaniskt slutförande förväntas till årsslutet 2015. Installation av processdäcket beräknas ske under sommaren 2016. Produktion från Ivar Aasen beräknas starta under det fjärde kvartalet 2016.

Johan Sverdrup

Projektet Johan Sverdrup fortgår enligt plan och ett betydande antal avtal har nu tilldelats.

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 och det norska Stortinget gav sitt stöd för utbyggnadsplanen i juni 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 betingade resurser om mellan 1,7 och 3,0 miljarder boe, brutto med cirka 95 procent av reserverna som 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 licensfördelningsavtalet 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 vara sammanlänkade genom brygginstallationer. Ett betydande antal kontrakt har redan tilldelats för utbyggnaden av Fas 1. Samtliga fyra kontrakt för processdäcken har tilldelats, varav EPC-kontrakten för borrhplattformen till Aibel och för service- och boendeplattformen till Kværner/KBR, medan ett kontrakt för tillverkning av stigrörs- och processplattformarna tilldelats Samsung Heavy Industries. Aker Solutions har tilldelats kontrakt för upphandling och projektering av process- och stigrörsplattformarna. Kontrakt har ingåtts med Allseas för de tunga lyft som ska göras i samband med installationen av tre av processdäcken. Kontrakt för konstruktionen av stigrörsplattformens ståljacken har tilldelats Kværner, som under rapporteringsperioden påbörjade arbetet med ståljacketen. Odfjell drilling har tilldelats kontrakt för borrhningarna som beräknas starta under 2016.

Produktion för utbyggnaden av Fas 1 beräknas starta under slutet av 2019 med en förväntad produktionskapacitet om 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 borrhningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhigg 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.	Borrhning	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	juni 2015	Pågående
PL338	Lundin Petroleum	50%	16/1-23S	juni 2015	Pågående

Lundin Petroleum slutförde under rapporteringsperioden utvärderingsborrning 7220/11-2 och sidospårsborrning 7220/11-2 A på Alta i södra Barents hav. Borrningarna genomfördes på den västra sidan av Altafyndigheten, cirka 6,5 km sydväst om fyndighetsborrning 7220/11-1. Borrning 7220/11-2 påträffade en 50 meter tjock gaskolonn av varierande reservoarkvalitet. Sidospårsborrning 7220/11-2 A genomfördes ytterligare 330 meter västerut och påträffade olja med rörliga kolväten i förbättrad reservoarkvalitet och en maximal flödesnivå om 860 bopd och 0,65 miljoner kubikfot gas per dag testades. Både den vertikala borrningen och sidospårsborrningen påvisade kommunikation med fyndighetsborrningen belägen 6,5 km nordöst. Den andra utvärderingsborrningen på Alta för 2015, 7220/11-3, genomförs för närvarande på den östra sidan av Altastrukturen, cirka 4,3 km söder om fyndighetsborrningen, med syfte att testa reservoarkvalitet och strukturförslutning.

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	Pågående
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	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 fyra prospekteringsbörningar i Norge.

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

Börningen 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. Börningen, 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. Börningen genomfördes omkring 40 km nordväst om fältet Snorre och påträffade sandsten från triasperioden i ett reservoarintervall om 173 meter med låg reservoarqualitet och dåliga produktionsegenskaper.

Lundin Petroleum kommer att genomföra ytterligare fyra börningar offshore Norge under 2015, med målsättning att nå obekräftade prospekteringsresurser om cirka 295 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 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.

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 Petroleum's licensandel i PL410 på Utsirahöjden har ökat till 82,352 procent till följd av återlämning från partners. 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 i södra Barents hav. Vissa av ovanstående transaktioner och återlämningar är villkorade av regeringsgodkännande.

Lundin Petroleum ingick ett avtal med EnQuest Norge AS i juli 2015 som ger Lundin Petroleum en licensandel om 35 procent, som operatör, i PL758 och PL800. Avtalet är villkorat av regeringsgodkännande.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015

Kontinentala Europa

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Frankrike						
– Paris Basin	100% ¹	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5
– Aquitaine	50%	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4
Nederländerna	flera	1,7	1,6	2,0	1,9	1,9
		4,6	4,5	4,9	4,8	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 två utbyggnadsborrhningar på återutbyggnadsprojektet Vert la Gravelle i Paris Basin har slutförts och produktion från borrhningarna har startat.

Nederländerna

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

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

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

Sydostasien

Malaysia

Produktion

Produktion i Mboepd	I.a.	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Bertam	75%	2,2	4,3	–	–	–

Offshore Malaysiska halvön

Produktion från Bertamfältet i PM307 (I.a. 75%) startade i april 2015 från fyra borrhningar. Sedan produktionsstarten har ytterligare tre borrhningar slutförts och tagits i produktion och produktion från ytterligare två borrhningar förväntas starta i augusti 2015. Utbyggnadsborrhningarna kommer att fortsätta fram till sent 2015, då Bertamfältet kommer att nå sin 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.

En prospekteringsborrhning på block PM307 planeras under det fjärde kvartalet 2015, efter att borrhprogrammet för Bertams utbyggnad är slutfört. Målsättningen för prospekteringsborrhningen är oljestrukturen Mengkuang-1, som uppskattas innehålla obekräftade prospekteringsresurser om 21 MMboe, brutto.

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. I juli 2015 övertog Lundin Petroleum EnQuests licensandel om 42,5 procent i SB307/SB308, vilket ökar Lundin Petroleums licensandel till 85 procent i SB307/SB308, villkorat av regeringsgodkännande och förköpsrätter.

Indonesien

Produktion

Produktion i Mboepd	l.a.	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Singa	25,9%	1,7	1,7	1,5	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 gaspipelinen och produktion återupptogs sent under 2014.

Prospektering

Cendrawasih VII

Lundin Petroleum utför geologiska och tekniska studier på Cendrawasih VII-blocket (l.a. 100%), offshore östra Indonesien. Som en del av insamlingen av 2D-seismik för Cendrawasih VIII, samlades också cirka 200 km av 2D-seismik in för Parsonstrukturen på Cendrawasih VII. Bearbetning av seismiken slutfördes med framgång under rapporteringsperioden och analys pågår.

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 och bearbetning av cirka 2 300 km 2D-seismik slutfördes under rapporteringsperioden och analys pågår.

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

Under rapporteringsperioden lämnade Lundin Petroleum in sin framstegsrapport för 2014 till FN:s Global Compact avseende implementeringen av de tio principerna, samt lämnade in rapporten om klimatstrategi och utsläpp av växthusgaser till Carbon Disclosure Project.

Under rapporteringsperioden inträffade fyra incidenter (Lost Time Incidents, LTI) av lindrig natur. LTI-frekvens sedan början av kalenderåret är 0,44 per 200 000 timmar och den totala frekvensen för rapporterade incidenter (Total Recordable Incident Rate, TRIR) är 0,80.

FINANSIELL ÖVERSIKT

Resultat

Resultatet för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015 (rapporteringsperioden) uppgick till -171,0 MUSD (0,8 MUSD). Förlusten var främst hänförlig till lägre oljepriser och en högre finansiell kostnad till följd av den starkare dollarkursen under rapporteringsperioden som resulterade i en valutakursförlust, vilken till viss del reducerades av en produktionsökning om fem procent. Resultatet hänförligt till moderbolagets aktieägare för rapporteringsperioden uppgick till -168,8 MUSD (3,2 MUSD), motsvarande resultat per aktie om -0,55 USD (0,01 USD).

Resultat före räntor, skatt, ned- och avskrivningar (EBITDA) uppgick till 192,4 MUSD (349,3 MUSD) för rapporteringsperioden, motsvarande EBITDA per aktie om 0,62 USD (1,13 USD). Operativt kassaflöde för rapporteringsperioden uppgick till 347,3 MUSD (497,0 MUSD), motsvarande operativt kassaflöde per aktie om 1,12 USD (1,60 USD).

Koncernförändringar

Inga större förändringar har skett inom koncernen under rapporteringsperioden.

Intäkter

Intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 279,1 MUSD (460,8 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 260,6 MUSD (483,3 MUSD), netto. Lundin Petroleums genomsnittspris som erhållits per boe uppgick till 56,76 USD (98,45 USD) och framgår av nedanstående tabell. Det genomsnittliga Dated Brentpriset för rapporteringsperioden uppgick till 57,84 USD (108,93 USD) per fat.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015

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

Försäljning Genomsnittspris per boe i USD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Försäljning olja					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	2 838,2	1 133,4	3 210,9	1 635,0	5 183,3
– Genomsnittspris per boe	58,82	66,64	113,50	116,51	102,35
Frankrike					
– Kvantitet i Mboe	551,2	347,9	453,0	220,4	1 028,7
– Genomsnittspris per boe	60,33	61,77	107,79	110,08	94,08
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	0,6	0,1	0,6	–	1,1
– Genomsnittspris per boe	50,95	–	93,90	–	91,64
Malaysia					
– Kvantitet i Mboe	222,7	222,7	–	–	–
– Genomsnittspris per boe	64,86	64,86	–	–	–
Summa försäljning olja					
– Kvantitet i Mboe	3 612,7	1 704,1	3 664,5	1 855,4	6 213,1
– Genomsnittspris per boe	59,42	65,41	112,79	115,75	100,98
Försäljning gas och NGL					
Norge					
– Kvantitet i Mboe	391,8	196,0	638,3	338,6	1 080,8
– Genomsnittspris per boe	48,16	46,73	59,49	52,80	56,02
Nederländerna					
– Kvantitet i Mboe	303,8	142,9	362,6	174,5	687,9
– Genomsnittspris per boe	41,70	41,42	55,67	49,44	51,11
Indonesien					
– Kvantitet i Mboe	282,6	145,8	243,6	122,7	457,2
– Genomsnittspris per boe	50,90	50,93	48,33	48,56	47,87
Summa försäljning gas					
– Kvantitet i Mboe	978,2	484,7	1 244,5	635,8	2 225,9
– Genomsnittspris per boe	46,94	46,43	56,19	51,06	52,83
Summa försäljning					
– Kvantitet i Mboe	4 590,9	2 188,8	4 909,0	2 491,2	8 439,0
– Genomsnittspris per boe	56,76	61,21	98,45	99,23	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 överutttag, volymförändringar i lager, förvaring och pipeline.

Förändringen i under- och överuttagsposition uppgick till 9,7 MUSD (30,5 MUSD kostnad) och har redovisats som en intäkt under rapporteringsperioden. Det var ett underuttag på Brynhild och Alvheimfälten under rapporteringsperioden, beroende på tidpunkten för cargo liftings i förhållande till produktionen.

Övriga intäkter uppgick till 8,8 MUSD (8,0 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 64,5 MUSD (80,3 MUSD) och framgår av nedanstående tabell.

Produktionskostnader	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Utvinningskostnader					
– i MUSD	55,8	34,4	52,5	21,9	94,4
– i USD per boe	11,27	13,10	11,16	9,46	10,86
Tariff- och transportkostnader					
– i MUSD	5,8	3,3	9,8	5,0	18,4
– i USD per boe	1,18	1,25	2,08	2,14	2,12
Royalty och direkta skatter					
– i MUSD	1,5	0,8	1,9	1,0	3,6
– i USD per boe	0,31	0,31	0,40	0,40	0,41
Förändringar i lager					
– i MUSD	-5,5	-3,1	-1,6	-1,4	-0,8
– i USD per boe	-1,11	-1,17	-0,35	-0,62	-0,09
Övrigt					
– i MUSD	6,9	3,9	17,7	15,4	-49,1
– i USD per boe	1,39	1,47	3,78	6,74	-5,65
Totala produktionskostnader					
– i MUSD	64,5	39,3	80,3	41,9	66,5
– i USD per boe	13,04	14,96	17,07	18,12	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 55,8 MUSD (52,5 MUSD). Rapporteringsperioden inkluderade kostnader om 7,3 MUSD, hänförliga till underhållsarbeten på Alvheimfältet. De totala utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 46,8 MUSD (36,2 MUSD), exklusive verksamhetsrelaterade projekt. 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 under rapporteringsperioden.

Utvinningskostnaderna för rapporteringsperioden uppgick till 11,27 USD (11,16 USD) per fat, inklusive verksamhetsrelaterade projekt och om verksamhetsprojekt exkluderas, uppgick utvinningskostnaderna till 9,45 USD (7,70 USD) per fat.

Tariff- och transportkostnader för rapporteringsperioden uppgick till 5,8 MUSD (9,8 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 6,9 MUSD (17,7 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 uppgick till 106,7 MUSD (68,8 MUSD), motsvarande en genomsnittlig kostnad om 21,54 USD (14,61 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 delvis av inga respektive lägre producerade volymer från fälten Gaupe, Volund och Alvheim under rapporteringsperioden. Norge bidrog till 61 procent (67 procent) av de totala avskrivningarna för rapporteringsperioden, motsvarande en genomsnittlig kostnad om 19,09 USD (13,08 USD) per fat. Avskrivningarna för rapporteringsperioden inkluderar en kostnad om 8,2 MUSD (– MUSD), hänförlig till Bertam FPSO:n.

Prospekteringskostnader

Prospekteringskostnaderna i resultaträkningen uppgick till 106,9 MUSD (129,2 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.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015

Under det andra kvartalet 2015 kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 61,0 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för borrhningen på PL579 (Morkel) som slutfördes utan framgång.

Under det första kvartalet 2015 kostnadsfördes prospekteringsutgifter hänförliga till Norge om 44,9 MUSD, vilka var främst hänförliga till kostnaden för två borrhningar som slutförts utan framgång på PL338C (Gemini) och PL674BS (Zulu).

Administrationskostnader och avskrivningar

Administrationskostnader och avskrivningar för rapporteringsperioden uppgick till 24,4 MUSD (33,7 MUSD) och innehöll en kostnad om 5,0 MUSD (7,8 MUSD), hänförlig till koncernens långsiktiga incitamentsprogram (LTIP program), se även avsnittet om ersättningar nedan. Avskrivningar av anläggningstillgångar uppgick till 2,3 MUSD (2,5 MUSD).

Finansiella intäkter

Finansiella intäkter för rapporteringsperioden uppgick till 1,3 MUSD (1,0 MUSD) och beskrivs i not 4.

Finansiella kostnader

Finansiella kostnader för rapporteringsperioden uppgick till 225,0 MUSD (38,5 MUSD) och beskrivs i not 5.

Räntekostnader för rapporteringsperioden uppgick till 27,8 MUSD (6,8 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 19,7 MUSD (16,7 MUSD).

Valutakursförlusterna uppgick till 176,7 MUSD (8,8 MUSD), netto för rapporteringsperioden. Denna valutakursförlust är främst hänförlig till omvärdering av lånebalanser till gällande valutakurs vid rapporteringsperiodens slut. US dollarn förstärktes mot Euron under rapporteringsperioden, vilket resulterade i en valutakursförlust, netto 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 79,8 MUSD (8,0 MUSD, vinst), netto. En valutakursvinst om 27,3 MUSD (-35,7 MUSD förlust), netto redovisades för det andra kvartalet 2015, vilken var hänförlig till US dollarns försvagning mot Euron och till viss del reducerades av förfallna valutakurssäkringar och av den norska kronans försvagning mot Euron.

Avskrivningar för aktiverade finansieringsavgifter uppgick till 6,1 MUSD (6,1 MUSD) för rapporteringsperioden och är hänförliga till kostnadsföringen av avgifterna som uppkom i samband med upprättandet av kreditfaciliteter, inklusive den norska kreditfaciliteten för prospektering, över faciliteternas nyttjandetid.

Engagemangsavgifterna för lånefaciliteterna uppgick till 5,2 MUSD (11,4 MUSD) för rapporteringsperioden, och minskningen gentemot samma period föregående år beror på de ökade låneuttagen från faciliteterna.

Skatt

Den totala skatteintäkten uppgick till 76,1 MUSD (97,6 MUSD kostnad) för rapporteringsperioden.

Den aktuella skatteintäkten uppgick till 132,8 MUSD (116,5 MUSD) för rapporteringsperioden, vilken inkluderade 136,1 MUSD (127,4 MUSD) hänförligt 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 56,7 MUSD (214,1 MUSD) för rapporteringsperioden, vilken 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, 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.

Innehav utan bestämmande inflytande

Resultat hänförligt till innehav utan bestämmande inflytande uppgick för rapporteringsperioden till -2,2 MUSD (-2,4 MUSD) och var främst hänförligt till innehavare utan bestämmande inflytandes andel i ett ryskt dotterbolag, vilket är till fullo konsoliderat.

Balansräkningen

Anläggningstillgångar

Olje- och gastillgångar uppgick till 4 659,4 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 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge	481,6	241,5	575,2	289,1	1 068,2
Frankrike	14,4	5,0	6,2	3,9	29,3
Nederländerna	1,7	0,7	2,0	1,3	3,9
Indonesien	-0,7	-0,7	—	—	-0,8
Malaysia	104,5	51,1	48,9	34,5	130,6
	601,5	297,6	632,3	328,8	1 231,2

Under rapporteringsperioden har ett belopp om 481,6 MUSD (575,2 MUSD) redovisats för utbyggnadsutgifter i Norge, främst hänförliga till utbyggnad av fälten Edvard Grieg, Brynhild, Ivar Aasen och Johan Sverdrup. I Malaysia redovisades 104,5 MUSD (48,9 MUSD) för utbyggnaden av Bertamfältet under rapporteringsperioden.

Under rapporteringsperioden redovisades ett belopp om 31,3 MUSD (78,7 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 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge	169,0	88,6	211,0	97,8	572,8
Frankrike	0,4	0,3	1,7	1,4	5,9
Indonesien	2,7	2,3	27,6	1,7	47,5
Malaysia	4,6	3,7	11,4	9,6	42,7
Ryssland	3,6	3,0	1,9	1,0	4,0
Övriga	1,2	1,1	0,9	0,4	1,6
	181,5	99,0	254,5	111,9	674,5

Under rapporteringsperioden har prospekterings- och utvärderingsutgifter redovisats till ett belopp om 169,0 MUSD (211,0 MUSD) i Norge. De var främst hänförliga till utvärderingsborrningen på Altafyndigheten i södra Barents hav och prospekteringsborrningarna på strukturerna Gemini, Zulu och Morkel.

Övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till 220,5 MUSD (200,3 MUSD) och inkluderade belopp hänförliga till Bertam FPSO:n.

Finansiella anläggningstillgångar uppgick till 29,3 MUSD (37,0 MUSD) och beskrivs i not 8. Övriga aktier och andelar uppgick till 7,6 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 20,0 MUSD (31,0 MUSD) och var hänförlig 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 11,0 MUSD (12,9 MUSD) och är främst hänförliga till den del av de outnyttjade underskottsavdrag som förväntas komma att utnyttjas mot framtida skatteskulder i Nederländerna.

Övriga anläggningstillgångar uppgick till 136,8 MUSD (— MUSD) och utgörs av den norska skatteåterbetalningen avseende innevarande år som kommer att erhållas i december 2016.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015

Omsättningstillgångar

Lager uppgick till 39,3 MUSD (41,6 MUSD) och inkluderade borrhutrustning i främst Norge och Malaysia samt kolvätelager.

Kundfordringar och övriga fordringar uppgick till 173,2 MUSD (163,5 MUSD) och beskrivs i not 10. Kundfordringar, varav inga har förfallit till betalning, uppgick till 53,0 MUSD (40,3 MUSD). Underuttag uppgick till 13,0 MUSD (3,6 MUSD) och var främst hänförliga till underuttag i Norge för fälten Brynhild och Alvheim. Fordringar på joint operations uppgick till 23,0 MUSD (49,1 MUSD) och jämförelsetalen inkluderade ett väsentligt belopp som återbetalades i januari 2015. Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter uppgick till 44,8 MUSD (41,5 MUSD), hänförliga till förutbetalda verksamhets- och försäkringsutgifter. Kostnadsdelningen för Brynhild uppgick till 22,5 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 16,9 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 348,5 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 93,0 MUSD (80,5 MUSD). Likvida medel innehas för att möta verksamhetens löpande behov.

Långfristiga skulder

Finansiella skulder uppgick till 3 521,6 MUSD (2 654,0 MUSD) och beskrivs i not 11. Banklån uppgick till 3 553,0 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 31,4 MUSD (36,0 MUSD) och skrivs av över kreditfaciliteternas förväntade löptid.

Avsättningar uppgick till 335,4 MUSD (288,0 MUSD) och beskrivs i not 12. Avsättningen för återställningskostnader uppgick till 324,1 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. Betalning för infarmning uppgick till 5,3 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 981,3 MUSD (973,3 MUSD), av vilka 852,4 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 29,5 MUSD (33,9 MUSD) och var hänförliga till värderingen till verkligt värde av räntesäkringskontrakt med likviddag efter tolv månader.

Övriga långfristiga skulder uppgick till 30,9 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 431,5 MUSD (491,4 MUSD) och beskrivs i not 13. Upplupna kostnader och skulder till joint operations uppgick till 315,8 MUSD (383,5 MUSD) och var främst hänförliga till ökad utbyggnads- och borrhutrustning i Norge och på Bertamfältet, Malaysia. Övriga upplupna kostnader uppgick till 41,1 MUSD (46,1 MUSD) och inkluderade ett belopp om 13,1 MUSD (19,4 MUSD) hänförligt till arbete som återstår att utföra på Bertam FPSO:n. Kortfristiga banklån uppgick till 35,6 MUSD (— MUSD) och motsvarade summan som utnyttjats under den norska kreditfaciliteten för prospektering. Skulden avseende långsiktiga incitamentsprogram uppgick till — MUSD (28,2 MUSD), till följd av utbetalningen av de utestående beloppen för det syntetiska optionsprogrammet från 2009.

Derivatinstrument uppgick till 76,7 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 3,3 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 reducering av de överenskomna historiska kostnaderna utbetalades ett belopp om 34,8 MUSD, omräknat till US dollar. Kortfristiga avsättningar inkluderar ett belopp om 3,3 MUSD (4,9 MUSD) avseende den kortfristiga delen av avsättningen för Lundin Petroleums unit bonus program.

Moderbolaget

Moderbolagets affärsverksamhet är att äga och förvalta olje- och gastillgångar. Periodens resultat för moderbolaget uppgick till -40,6 MSEK (-77,9 MSEK) för rapporteringsperioden.

I resultatet ingick administrationskostnader om 50,6 MSEK (84,5 MSEK) och finansiella intäkter om 2,5 MSEK (1,8 MSEK).

Ställda säkerheter till ett belopp om 7 578,2 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 0,2 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 juni 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 överenskommits med det syndikat av banker som tillhandahåller faciliteten. Faciliteten är säkrad genom pantsättning av vissa koncernbolags aktier och vissa av de pantsatta bolagens bankkonton. De ställda säkerheterna per den 30 juni 2015 är 920,2 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 Petrolia 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 juni 2015 var 40,3 MUSD. Ytterligare en bankgaranti avseende arbetsåtaganden i Indonesien var utställd per den 30 juni 2015, till ett belopp om 1,0 MUSD.

Händelser efter balansdagens utgång

Borrningen på Zeppelin i PL734 i södra Nordsjön, för vilken Lundin Petroleum är icke-operatör, meddelades som torr i juli 2015.

I juli 2015 ingick Lundin Petroleum ett avtal med EnQuest Norge AS, i vilket Lundin Petroleum har tilldelats en licensandel om 35 procent i PL758 och PL800. Avtalet är villkorat av regeringsgodkännande.

I juli 2015 övertog Lundin Petroleum EnQuests licensandel om 42,5 procent i SB307/SB308 och ökade därmed sin licensandel till 85 procent, villkorat av regeringsgodkännande och förköpsrätter.

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 juni 2015 innehar bolaget 2 000 000 egna aktier.

Sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015

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 2013, 2014 och 2015 års unit bonus program per den 30 juni 2015 var 133 922 respektive 260 016 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 kommer att redovisas för det andra halvåret. Den totala summan av antalet rättigheter uppgick för 2015 till 705 406 och redovisas över en period om tre år, under förutsättning att Lundin Petroleum uppfyller vissa prestationsvillkor.

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 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 30 juni 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
1 512,7 MNOK	235,1 MUSD	6,43 NOK: 1 USD	jul 2015 – dec 2015
1 251,8 MNOK	182,5 MUSD	6,86 NOK: 1 USD	jan 2016 – jun 2016

Per den 30 juni 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 jun 2015		30 jun 2014		31 dec 2014	
	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag	Genomsnitt	Balansdag
1 USD motsvarar NOK	7,7508	7,8568	6,0399	6,1528	6,3011	7,4332
1 USD motsvarar Euro	0,8961	0,8937	0,7297	0,7322	0,7526	0,8236
1 USD motsvarar Rubel	57,8952	55,7288	35,0390	33,9566	38,3878	59,5808
1 USD motsvarar SEK	8,3722	8,2358	6,5338	6,7186	6,8457	7,7366

Koncernens resultaträkning

Belopp i MUSD	Not	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	1	279,1	157,8	460,8	225,4	785,2
Rörelsens kostnader						
Produktionskostnader	2	-64,5	-39,3	-80,3	-41,9	-66,5
Avskrivningar		-106,7	-63,6	-68,8	-33,7	-131,6
Prospekteringskostnader		-106,9	-61,5	-129,2	-2,3	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar		–	–	–	–	-400,7
Bruttoresultat	3	1,0	-6,6	182,5	147,5	-200,0
Administrationskostnader och avskrivningar av övriga materiella anläggningstillgångar		-24,4	-13,1	-33,7	-13,3	-52,2
Rörelseresultat		-23,4	-19,7	148,8	134,2	-252,2
Resultat från finansiella investeringar						
Finansiella intäkter	4	1,3	0,4	1,0	-26,4	1,8
Finansiella kostnader	5	-225,0	1,1	-38,5	-26,3	-421,8
		-223,7	1,5	-37,5	-52,7	-420,0
Andel i resultat från joint ventures redovisad enligt kapitalandelsmetoden		–	–	-12,9	-12,8	-12,9
Resultat före skatt		-247,1	-18,2	98,4	68,7	-685,1
Inkomstskatt	6	76,1	78,1	-97,6	-71,1	253,2
Periodens resultat		-171,0	59,9	0,8	-2,4	-431,9
Hänförligt till:						
Moderbolagets aktieägare		-168,8	61,1	3,2	-1,2	-427,2
Innehav utan bestämmande inflytande		-2,2	-1,2	-2,4	-1,2	-4,7
		-171,0	59,9	0,8	-2,4	-431,9
Resultat per aktie – USD¹		-0,55	0,20	0,01	0,00	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning– USD¹		-0,54	0,20	0,01	0,00	-1,38

¹ Baserat på periodens resultat hänförligt till moderbolagets aktieägare.

Koncernens rapport över totalresultat

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Periodens resultat	-171,0	59,9	0,8	-2,4	-431,9
Övrigt totalresultat					
Poster som kan komma att omklassificeras till resultaträkningen:					
Valutaomräkningsdifferens	-17,6	0,8	-16,3	-7,7	-196,3
Kassaflödessäkring	18,5	64,1	-10,1	-39,1	-148,7
Finansiell tillgång som kan säljas	-0,6	-0,3	-2,0	-0,9	-15,3
Övrigt totalresultat efter skatt	0,3	64,6	-28,4	-47,7	-360,3
Totalresultat	-170,7	124,5	-27,6	-50,1	-792,2
Totalresultat hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-170,2	124,8	-23,5	-50,6	-766,7
Innehav utan bestämmande inflytande	-0,5	-0,3	-4,1	0,5	-25,5
	-170,7	124,5	-27,6	-50,1	-792,2

Koncernens balansräkning

Belopp i MUSD	Not	30 juni 2015	31 december 2014
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	7	4 659,4	4 182,6
Övriga materiella anläggningstillgångar		220,5	200,3
Finansiella tillgångar	8	29,3	37,0
Upplupna skattekostnader		11,0	12,9
Övriga anläggningstillgångar	9	136,8	—
Summa anläggningstillgångar		5 057,0	4 432,8
Omsättningstillgångar			
Lager		39,3	41,6
Kundfordringar och andra fordringar	10	173,2	163,5
Kortfristiga skattefordringar		348,5	373,6
Likvida medel		93,0	80,5
Summa omsättningstillgångar		654,0	659,2
SUMMA TILLGÅNGAR		5 711,0	5 092,0
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Eget kapital hänförligt till aktieägare		264,9	431,5
Innehav utan bestämmande inflytande		33,7	34,2
Summa eget kapital		298,6	465,7
Skulder			
Långfristiga skulder			
Finansiella skulder	11	3 521,6	2 654,0
Avsättningar	12	335,4	288,0
Uppskjutna skatteskulder		981,3	973,3
Derivatinstrument	14	29,5	33,9
Övriga långfristiga skulder		30,9	29,1
Summa långfristiga skulder		4 898,7	3 978,3
Kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder och andra skulder	13	431,5	491,4
Derivatinstrument	14	76,7	101,4
Kortfristiga skulder		2,2	1,8
Avsättningar	12	3,3	53,4
Summa kortfristiga skulder		513,7	648,0
Summa skulder		5 412,4	4 626,3
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		5 711,0	5 092,0

Koncernens kassaflödesanalys

Belopp i MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-171,0	59,9	0,8	-2,4	-431,9
Justeringar för:					
Prospekteringskostnader	106,9	61,5	129,2	2,3	386,4
Avskrivningar och nedskrivningar	108,9	64,7	71,3	35,0	136,2
Aktuell skatt	-132,8	-73,2	-116,5	-57,6	-419,7
Uppskjuten skatt	56,7	-4,9	214,1	128,7	166,5
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	400,7
Långsiktiga incitamentsprogram	9,8	7,6	10,9	2,9	14,5
Valutakursförluster	97,0	-65,9	16,4	20,9	333,1
Övriga	47,0	27,5	28,9	43,9	16,0
Erhållen ränta	0,3	0,2	0,3	0,1	0,9
Betald ränta	-46,8	-25,5	-22,8	-12,6	-56,5
Betald skatt	0,1	4,0	-8,6	-1,6	-13,8
Förändringar i rörelsekapital	-85,2	-27,9	92,3	16,6	109,0
Summa kassaflöde från verksamheten	-9,1	28,0	416,3	176,2	641,4
Kassaflöde från investeringar					
Investering i olje- och gastillgångar	-802,9	-406,7	-903,5	-449,2	-1 957,8
Investering i övriga anläggningstillgångar	-32,4	-10,5	-80,4	-31,3	-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	-4,1	-3,9	-0,4	-0,3	-1,2
Övriga betalningar	-0,5	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	-843,6	-421,5	-973,9	-480,9	-2 061,8
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga fordringar	—	—	-0,1	-0,1	9,8
Förändring av långfristiga skulder	864,8	439,3	576,2	280,4	1 419,2
Betalda finansieringsavgifter	-3,1	-3,1	-20,7	-0,1	-20,7
Köp av egna aktier	—	—	-9,8	—	-9,8
Utdelningar	—	—	-0,1	-0,1	-0,1
Summa kassaflöde från finansiering	861,7	436,2	545,5	280,1	1 398,4
Förändring av likvida medel	9,0	42,7	-12,1	-24,6	-22,0
Likvida medel vid periodens början	80,5	51,9	82,4	94,9	82,4
Valutakursdifferenser i likvida medel	3,5	-1,6	2,8	2,8	20,1
Likvida medel vid periodens slut	93,0	93,0	73,1	73,1	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	—	—	3,2	3,2	-2,4	0,8
Övrigt totalresultat	—	-26,7	—	-26,7	-1,7	-28,4
Summa totalresultat	—	-26,7	3,2	-23,5	-4,1	-27,6
Transaktioner med ägare						
Köp av egna aktier	—	-9,8	—	-9,8	—	-9,8
Summa transaktioner med ägare	—	-9,8	—	-9,8	—	-9,8
Den 30 juni 2014	0,5	321,6	851,6	1 173,7	55,7	1 229,4
Totalresultat						
Periodens resultat	—	—	-430,4	-430,4	-2,3	-432,7
Övrigt totalresultat	—	-312,8	—	-312,8	-19,1	-331,9
Summa totalresultat	—	-312,8	-430,4	-743,2	-21,4	-764,6
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 december 2014	0,5	8,8	422,2	431,5	34,2	465,7
Totalresultat						
Periodens resultat	—	—	-168,8	-168,8	-2,2	-171,0
Övrigt totalresultat	—	-1,4	—	-1,4	1,7	0,3
Summa totalresultat	—	-1,4	-168,8	-170,2	-0,5	-170,7
Transaktioner med ägare						
Värde av tjänster från anställda	—	—	3,6	3,6	—	3,6
Summa transaktioner med ägare	—	—	3,6	3,6	—	3,6
Den 30 juni 2015	0,5	7,4	257,0	264,9	33,7	298,6

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.

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 1. Intäkter MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Olja	214,7	111,5	413,3	214,7	627,4
Kondensat	0,3	0,2	1,8	0,7	3,0
Gas	45,6	22,3	68,2	31,9	114,6
Försäljning av olja och gas	260,6	134,0	483,3	247,3	745,0
Förändring i under- och överuttag	9,7	18,1	-30,5	-25,9	23,4
Övriga intäkter	8,8	5,7	8,0	4,0	16,8
Intäkter	279,1	157,8	460,8	225,4	785,2

Not 2. Produktionskostnader MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Utvinningskostnader	55,8	34,4	52,5	21,9	94,4
Tariff- och transportkostnader	5,8	3,3	9,8	5,0	18,4
Direkta produktionsskatter	1,5	0,8	1,9	1,0	3,6
Förändring i under- och överuttag	-5,5	-3,1	-1,6	-1,4	-0,8
Övriga	6,9	3,9	17,7	15,4	-49,1
	64,5	39,3	80,3	41,9	66,5

Not 3. Segment information MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Norge					
Olja	166,9	75,5	364,4	190,4	530,5
Kondensat	—	—	1,1	0,3	1,7
Gas	18,9	9,2	36,9	17,6	58,8
Försäljning av olja och gas	185,8	84,7	402,4	208,3	591,0
Förändring i under- och överuttag	9,5	18,0	-30,4	-25,8	24,4
Övriga intäkter	1,1	0,6	2,3	1,1	3,8
Intäkter	196,4	103,3	374,3	183,6	619,2
Produktionskostnader	-44,7	-27,0	-55,8	-30,0	-11,3
Avskrivningar och återställningskostnader	-65,3	-32,1	-46,4	-22,6	-88,5
Prospekteringskostnader	-105,9	-61,0	-74,6	-1,8	-272,1
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	-400,7
Bruttoresultat	-19,5	-16,8	197,5	129,2	-153,4

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Frankrike					
Olja	33,3	21,5	48,8	24,3	96,8
Försäljning av olja och gas	33,3	21,5	48,8	24,3	96,8
Förändring i under- och överuttag	0,2	0,1	0,3	0,3	-0,5
Övriga intäkter	0,7	0,3	0,9	0,5	1,7
Intäkter	34,2	21,9	50,0	25,1	98,0
Produktionskostnader	-13,6	-9,9	-14,8	-6,8	-33,1
Avskrivningar och återställningskostnader	-8,3	-4,2	-8,6	-4,3	-16,9
Prospekteringskostnader	-0,6	-0,6	—	—	-4,6
Bruttoresultat	11,7	7,2	26,6	14,0	43,4
Nederländerna					
Olja	—	—	0,1	—	0,1
Kondensat	0,3	0,2	0,7	0,4	1,3
Gas	12,3	5,7	19,5	8,3	33,8
Försäljning av olja och gas	12,6	5,9	20,3	8,7	35,2
Förändring i under- och överuttag	—	—	-0,4	-0,4	-0,5
Övriga intäkter	0,9	0,5	1,0	0,5	2,2
Intäkter	13,5	6,4	20,9	8,8	36,9
Produktionskostnader	-5,8	-3,0	-7,6	-4,0	-16,8
Avskrivningar och återställningskostnader	-5,5	-2,7	-8,3	-4,0	-15,9
Prospekteringskostnader	-0,4	—	-0,5	—	-1,4
Bruttoresultat	1,8	0,7	4,5	0,8	2,8
Malaysia					
Olja	14,5	14,5	—	—	—
Försäljning av olja och gas	14,5	14,5	—	—	—
Övriga intäkter	3,5	3,5	—	—	—
Intäkter	18,0	18,0	—	—	—
Produktionskostnader	1,6	1,6	—	—	—
Avskrivningar och återställningskostnader	-21,4	-21,4	—	—	—
Prospekteringskostnader	—	—	—	—	-14,4
Bruttoresultat	-1,8	-1,8	—	—	-14,4
Indonesien					
Gas	14,4	7,4	11,8	6,0	22,0
Försäljning av olja och gas	14,4	7,4	11,8	6,0	22,0
Övriga intäkter	—	—	—	—	—
Intäkter	14,4	7,4	11,8	6,0	22,0
Produktionskostnader	-2,0	-1,0	-2,1	-1,1	-5,4
Avskrivningar och återställningskostnader	-6,2	-3,2	-5,5	-2,8	-10,3
Prospekteringskostnader	—	0,1	-54,0	-0,4	-94,2
Bruttoresultat	6,2	3,3	-49,8	1,7	-87,9

Not 3. Segment information forts. MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Övriga					
Olja	—	—	—	—	—
Försäljning av olja och gas	—	—	—	—	—
Övriga intäkter	2,6	0,8	3,8	1,9	9,1
Intäkter	2,6	0,8	3,8	1,9	9,1
Produktionskostnader	—	—	—	—	0,1
Avskrivningar och återställningskostnader	—	—	—	—	—
Prospekteringskostnader	—	—	-0,1	-0,1	0,3
Bruttoresultat	2,6	0,8	3,7	1,8	9,5

Summa					
Olja	214,7	111,5	413,3	214,7	627,4
Kondensat	0,3	0,2	1,8	0,7	3,0
Gas	45,6	22,3	68,2	31,9	114,6
Försäljning av olja och gas	260,6	134,0	483,3	247,3	745,0
Förändring i under- och överuttag	9,7	18,1	-30,5	-25,9	23,4
Övriga intäkter	8,8	5,7	8,0	4,0	16,8
Intäkter	279,1	157,8	460,8	225,4	785,2
Produktionskostnader	-64,5	-39,3	-80,3	-41,9	-66,5
Avskrivningar och återställningskostnader	-106,7	-63,6	-68,8	-33,7	-131,6
Prospekteringskostnader	-106,9	-61,5	-129,2	-2,3	-386,4
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar	—	—	—	—	-400,7
Bruttoresultat	1,0	-6,6	182,5	147,5	-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 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Ränteintäkter	0,3	0,2	0,6	0,2	1,2
Valutakursvinster, netto	—	—	—	-26,9	—
Garanti-intäkter	1,0	0,2	0,3	0,2	0,5
Övriga	—	—	0,1	0,1	0,1
	1,3	0,4	1,0	-26,4	1,8

Not 5. Finansiella kostnader MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Räntekostnader	27,8	16,0	6,8	4,9	21,1
Valutakursförluster, netto	176,7	-27,3	8,8	8,8	356,3
Resultat från reglering av räntesäkringskontrakt	3,5	1,7	1,0	0,5	2,4
Nuvärdesjustering av återställningskostnader	4,8	2,5	3,6	1,8	7,0
Avskrivning av uppskjutna finansieringsavgifter	6,1	3,2	6,1	3,3	12,6
Engagemangsavgifter för lånefacilitet	5,2	2,2	11,4	6,5	21,4
Övriga	0,9	0,6	0,8	0,5	1,0
	225,0	-1,1	38,5	26,3	421,8

Noter till koncernens finansiella rapporter

Not 6. Inkomstskatter MUSD	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Aktuell skatt	-132,8	-73,2	-116,5	-57,6	-419,7
Uppskjuten skatt	56,7	-4,9	214,1	128,7	166,5
	-76,1	-78,1	97,6	71,1	-253,2

Not 7. Olje- och gastillgångar MUSD	30 jun 2015	31 dec 2014
Norge	3 342,6	2 960,7
Frankrike	199,5	210,1
Nederländerna	32,6	38,6
Malaysia	535,1	428,3
Indonesien	39,6	43,9
Ryssland	510,0	501,0
	4 659,4	4 182,6

Not 8. Finansiella tillgångar MUSD	30 jun 2015	31 dec 2014
Övriga aktier och andelar	7,6	4,7
Brynhild kostnadsdelning	20,0	31,0
Övriga	1,7	1,3
	29,3	37,0

Not 9. Övriga anläggningstillgångar MUSD	30 jun 2015	31 dec 2014
Bolagsskatt	136,8	—
	136,8	—

Not 10. Kundfordringar och andra fordringar MUSD	30 jun 2015	31 dec 2014
Kundfordringar	53,0	40,3
Underuttag	13,0	3,6
Fordringar på Joint operations	23,0	49,1
Förutbetalda kostnader och upplupna intäkter	44,8	41,5
Brynhild kostnadsdelning	22,5	21,6
Övriga	16,9	7,4
	173,2	163,5

Not 11. Finansiella skulder

MUSD	30 jun 2015	31 dec 2014
Banklån	3 553,0	2 690,0
Aktiverade finansieringskostnader	-31,4	-36,0
	3 521,6	2 654,0

Not 12. Avsättningar

MUSD	30 jun 2015	31 dec 2014
Långfristiga:		
Återställningskostnader	324,1	274,1
Långsiktiga incitamentsprogram	1,0	1,8
Betalning för infarmning	5,3	7,5
Övriga	5,0	4,6
	335,4	288,0
Kortfristiga:		
Betalning för infarmning	—	48,5
Långsiktiga incitamentsprogram	3,3	4,9
	3,3	53,4
	338,7	341,4

Note 13. Leverantörsskulder och övriga skulder

MUSD	30 jun 2015	31 dec 2014
Leverantörsskulder	27,3	23,9
Överuttag	—	—
Upplupna kostnader och skulder till Joint operations	315,8	383,5
Andra upplupna kostnader	41,1	46,1
Kortfristiga banklån	35,6	—
Långsiktiga incitamentsprogram	—	28,2
Övriga	11,7	9,7
	431,5	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 juni 2015			
MUSD	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Tillgångar			
Likvida medel	93,0	—	—
Finansiella tillgångar	29,3	—	—
	122,3	—	—
Skulder			
Derivatinstrument — långfristiga	—	29,5	—
Derivatinstrument — kortfristiga	—	76,7	—
	—	106,2	—
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 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	7,5	0,8	6,6	5,5	9,2
Administrationskostnader	-50,6	-24,9	-84,5	-42,8	-144,9
Rörelseresultat	-43,1	-24,1	-77,9	-37,3	-135,7
Resultat från finansiella poster					
Finansiella intäkter	2,5	0,7	1,8	1,0	209,9
Finansiella kostnader	—	—	-1,8	-1,3	-1,9
	2,5	0,7	—	-0,3	208,0
Resultat före skatt	-40,6	-23,4	-77,9	-37,6	72,3
Skatt	—	—	—	—	36,4
Periodens resultat	-40,6	-23,4	-77,9	-37,6	108,7

Moderbolagets rapport över totalresultat

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Periodens resultat	-40,6	-23,4	-77,9	-37,6	108,7
Övrigt totalresultat	—	—	—	—	—
Totalresultat	-40,6	-23,4	-77,9	-37,6	108,7
Hänförligt till:					
Moderbolagets aktieägare	-40,6	-23,4	-77,9	-37,6	108,7
	-40,6	-23,4	-77,9	-37,6	108,7

Moderbolagets balansräkning

Belopp i MSEK	30 juni 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	21,0	16,7
Likvida medel	2,9	1,8
Summa omsättningstillgångar	23,9	18,5
SUMMA TILLGÅNGAR	7 895,9	7 890,5
EGET KAPITAL OCH SKULDER		
Eget kapital hänförligt till aktieägare inklusive periodens resultat	7 819,9	7 860,5
Långfristiga skulder		
Avsättningar	0,3	0,3
Summa långfristiga skulder	0,3	0,3
Kortfristiga skulder		
Kortfristiga skulder	8,3	16,2
Skulder till koncernbolag	67,4	13,5
Summa kortfristiga skulder	75,7	29,7
Summa skulder	76,0	30,0
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER	7 895,9	7 890,5
Ställda säkerheter	7 578,2	8 717,8

Moderbolagets kassaflödesanalys

Belopp i MSEK	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Kassaflöde från verksamheten					
Periodens resultat	-40,6	-23,4	-77,9	-37,6	108,7
Ej kassaflödespåverkande poster	0,1	0,8	0,1	0,1	-36,7
Förändringar i rörelsekapital	41,9	18,5	-12,0	-5,8	11,0
Summa kassaflöde från verksamheten	1,4	-4,1	-89,8	-43,3	83,0
Kassaflöde från investeringar					
Förändring av finansiella anläggningstillgångar	—	—	—	—	-0,1
Summa kassaflöde från investeringar	—	—	—	—	-0,1
Kassaflöde från finansiering					
Förändring av långfristiga skulder	—	—	153,9	45,9	-21,7
Köp av egna aktier	—	—	-62,2	—	-62,2
Summa kassaflöde från finansiering	—	—	91,7	45,9	-83,9
Förändring av likvida medel	1,4	-4,1	1,9	2,6	-1,0
Likvida medel vid periodens början	1,8	7,1	2,6	1,9	2,6
Valutakursdifferenser i likvida medel	-0,3	-0,1	0,1	0,1	0,2
Likvida medel vid periodens slut	2,9	2,9	4,6	4,6	1,8

Förändringar i moderbolagets egna kapital

Belopp i MSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Övriga reserver	Balanserad vinst	Summa	
Den 1 januari 2014	3,2	861,3	2 357,5	4 592,0	6 949,5	7 814,0
Totalresultat	–	–	–	-77,9	-77,9	-77,9
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 juni 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 514,1	6 809,4	7 673,9
Totalresultat	–	–	–	186,6	186,6	186,6
Den 31 december 2014	3,2	861,3	2 295,3	4 700,7	6 996,0	7 860,5
Totalresultat	–	–	–	-40,6	-40,6	-40,6
Den 30 juni 2015	3,2	861,3	2 295,3	4 660,1	6 955,4	7 819,9

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.

Finansiella nyckeltal

Finansiell data (MUSD)	1 jan 2015– 30 jun 2015 6 månader	1 apr 2015– 30 jun 2015 3 månader	1 jan 2014– 30 jun 2014 6 månader	1 apr 2014– 30 jun 2014 3 månader	1 jan 2014– 31 dec 2014 12 månader
Intäkter	279,1	157,8	460,8	225,4	785,2
EBITDA	192,4	106,5	349,3	171,5	671,3
Periodens resultat	-171,0	59,9	0,8	-2,4	-431,9
Operativt kassaflöde	347,3	191,6	497,0	241,0	1 138,5
Nyckeltal, per aktie (USD)					
Aktieägarnas egna kapital per aktie	0,86	0,86	3,80	3,80	1,40
Operativt kassaflöde per aktie	1,12	0,62	1,60	0,78	3,68
Kassaflöde från verksamheten per aktie	-0,03	0,09	1,34	0,57	2,07
Resultat per aktie	-0,55	0,20	0,01	0,00	-1,38
Resultat per aktie efter full utspädning	-0,54	0,20	0,01	0,00	-1,38
EBITDA per aktie	0,62	0,34	1,13	0,55	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	310 045 004	310 682 627	309 170 986
Vägt genomsnitt antal aktier vid periodens slut efter full utspädning	309 678 433	309 678 433	310 045 004	310 682 627	309 475 038
Börskurs					
Börskurs vid periodens slut (SEK)	142,00	142,00	135,20	135,20	112,40
Nyckeltal					
Räntabilitet på eget kapital (%)	-45	16	0	0	-50
Räntabilitet på sysselsatt kapital (%)	-1	-1	4	4	-11
Netto skuldsättningsgrad (%)	1 320	1 320	151	151	605
Soliditet (%)	5	5	23	23	9
Andel riskbärande kapital (%)	22	22	47	47	28
Räntetäckningsgrad	-1	-2	15	20	-13
Operativt kassaflöde/räntekostnader	11	11	63	45	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.

Styrelsens försäkran

Styrelsen och koncernchef och verkställande direktören försäkrar att den finansiella rapporten för sexmånadersperioden som avslutades den 30 juni 2015 ger en rättvisande översikt av bolagets och koncernens verksamhet, ställning och resultat samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som företaget och de bolag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm den 5 augusti 2015

Ian H. Lundin
Styrelseordförande

C. Ashley Heppenstall
Koncernchef och VD

Peggy Bruzelius

Lukas H. Lundin

William A. Rand

Grace Reksten Skaugen

Magnus Unger

Cecilia Vieweg

Granskningsrapport

Vi har utfört en översiktlig granskning av rapporten för Lundin Petroleum AB (publ) för perioden 1 januari 2015 till 30 juni 2015. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för att upprätta och presentera denna finansiella delårsinformation i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen. Vårt ansvar är att uttala en slutsats om denna finansiella delårsinformation grundad på vår översiktliga granskning.

Vi har utfört vår översiktliga granskning i enlighet med Standard för översiktlig granskning (ISRE) 2410 Översiktlig granskning av finansiell delårsinformation utförd av företagets valda revisor. En översiktlig granskning består av att göra förfrågningar, i första hand till personer som är ansvariga för finansiella frågor och redovisningsfrågor, att utföra analytisk granskning och att vidta andra översiktliga granskningsåtgärder. En översiktlig granskning har en annan inriktning och en betydligt mindre omfattning jämfört med den inriktning och omfattning som en revision enligt ISA och god revisionssed i övrigt har. De granskningsåtgärder som vidtas vid en översiktlig granskning gör det inte möjligt för oss att skaffa oss en sådan säkerhet att vi blir medvetna om alla viktiga omständigheter som skulle kunna ha blivit identifierade om en revision utförts. Den uttalade slutsatsen grundad på en översiktlig granskning har därför inte den säkerhet som en uttalad slutsats grundad på en revision har.

Grundat på vår översiktliga granskning har det inte kommit fram några omständigheter som ger oss anledning att anse att delårsrapporten inte, i allt väsentligt, är upprättad för koncernens del i enlighet med IAS 34 och årsredovisningslagen samt för moderbolagets del i enlighet med årsredovisningslagen.

Stockholm den 5 augusti 2015

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig revisor

Johan Malmqvist
Auktoriserad revisor

Finansiell information

Bolaget kommer att publicera följande rapporter:

- Rapporten för niomånadersperioden (januari-september 2015) kommer att publiceras den 4 november 2015.
- 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 resurser kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och ökända 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, 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

