

Lundin Petroleum meddelar investeringsbudget för 2017 och uppdatering av reserver och betingade resurser

Lundin Petroleum AB (Lundin Petroleum) har beslutat om en investeringsbudget för 2017 för utbyggnad, utvärdering och prospektering som uppgår till 1,3 miljarder USD. Lundin Petroleum meddelar också att de bevisade och sannolika nettoreserverna (reserver) är 743,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) och de betingade resurserna enligt bästa estimat (betingade resurser) är 267 MMboe, per den 31 december 2016.

Reserver och betingade resurser

Lundin Petroleum's reserver är 743,5 MMboe^{1,2} per den 31 december 2016, vilket är en ökning med 55,3 MMboe, exklusive förvärvade reserver. Den genomsnittliga produktionen för 2016 var 72 600 fat oljeekvivalenter per dag, vilket är i linje med mittpunkten i den uppdaterade produktionsprognosen för 2016.

Slutet 2015	685,3
- Produktion	-26,6
- Avyttring / + Förvärv	+29,5
+ Uppdateringar	+55,3
Slutet 2016	743,5
Reserversättningsgrad³	208%

Ökningen av reserverna vid årets slut 2016 är främst hänförlig till Lundin Petroleum's två största tillgångar, fälten Edvard Grieg och Johan Sverdrup, som båda är belägna på Utsirahöjden i norska Nordsjön. Reserverna i Edvard Grieg har ökat till följd av att resultaten från genomförda borrningar indikerar större mängder olja i den västra delen av fältet än vad som tidigare uppskattats. Lundin Petroleum planerar att genomföra en utvärderingsbörning i den här delen av fältet under första halvåret 2017. Reserverna i Johan Sverdrupfältet har ökat till följd av en bättre förståelse av reservoaren, i synnerhet vatteninjiceringskapaciteten, efter att ytterligare prover samlats in och utvärderats. Ytterligare reservökningar har gjorts för Alvheimfältet, offshore Norge, till följd av att mål för ytterligare utbyggnadsbörningar identifierats och för Bertamfältet, offshore Malaysia, till följd av reservoarens utmärkta resultat. Sammanlagt 96 procent av Lundin Petroleum's reserver finns i Norge och 93 procent av reserverna utgörs av olja.

Reserverna baseras på en oberoende tredjepartsrevision genomförd av ERCE. Reserverna har beräknats enligt 2007 Petroleum Resources Management System (SPE PRMS), Guidelines of the Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Congress (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) och Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

De betingade resurserna⁴ är 267 MMboe per den 31 december 2016. Av dessa är 249 MMboe i Norge, där de betingade resurserna ökade med 47 MMboe under året. Merparten av ökningen under 2016 är hänförlig till Johan Sverdrupfältet och möjligheter till kompletterande borrningar samt potential för växelvis injicering av vatten och gas. Ökningen av betingade resurser är även hänförlig till Neidenfyndigheten i södra Barents hav, omvärderingen av resurspotentialen i Paris Basinfälten i Frankrike samt nyligen identifierade möjligheter till kompletterande borrningar på fälten Alvheim och Volund i norska Nordsjön och Bertamfältet i Malaysia. Ökningen av betingade resurser har kompenseras av en nedskrivning av samtliga betingade resurser i

¹BOEs kan vara missledande, särskilt om det används isolerat. Konverteringsförhållandet för en BOE om 6 Mcf:1 Bbl är baserat på en konverteringsmetod för energilikvärdighet som är främst tillämplig vid brännaren och representerar inte ett likvärdigt värde vid borrhuvudet.

² Reserverna har beräknats med tillämpning av ett nominellt pris för Nordsjöolja (Brent) om 55 USD per fat för 2017, 62 för 2018, 69 för 2019, 74 för 2020, 77 för 2021 och med en ökning om 2 procent per år därefter.

³ I enlighet med branschpraxis definieras reserversättningsgraden som reservökningen i förhållande till årets produktion, exklusive försäljning och förvärv.

⁴ Uppskattningarna av de betingade resurserna görs av Lundin Petroleum's ledning.

gasfyndigheterna Sabah och Tembakau i Malaysia samt oljefyndigheten Morskaya i Kaspiska havet i Ryssland. Nedskrivningen beskrivs i detalj i ett separat pressmeddelande från den 19 januari 2017.

Produktionsprognosen för 2017 kommer att meddelas den 13 februari 2017, innan Lundin Petroleums kapitalmarknadsdag startar.

Utbyggnadsbudget

Utbyggnadsbudgeten för 2017 uppgår till 1 095 miljoner USD. När det gäller åtaganden för utbyggnadsprojekt representerar 2017 års investeringsbudget det största utgiftsåret fram till att Johan Sverdrup startar produktion.

Omkring 99 procent av 2017 års budget för utbyggnad, motsvarande 1 085 miljoner USD, avser utbyggnadsprojekt i Norge och resterande del är hänförlig till mindre utgifter på tillgångar i andra länder. Större delen av utgifterna i Norge är hänförliga till den pågående utbyggnaden av Fas 1 av Johan Sverdrup, fortsatta utbyggnadsborrningar vid Edvard Grieg samt ytterligare kompletterande borrningar på Alvheim och Volund.

1. Mellan 70 och 80 procent av 2017 års utgifter för utbyggnad i Norge är hänförliga till Johan Sverdrupfältet (partner med licensandel (l.a.) 22,6%). 2017 är det mest aktiva året vad gäller konstruktionsarbete på fältet och därför också det största utgiftsåret. Från projektets start fram till årets slut 2016 uppgick Lundin Petroleums nettoinvestering för Fas 1 till 900 miljoner USD. All konstruktion för Fas 1 har påbörjats och installation offshore av det första plattformsstälunderstölet planeras till sommaren 2017. De tre återstående stälunderstöten planeras installeras under 2018. Processdäcken för stigrörs- och borrplattformarna planeras installeras under 2018 och processdäcken för boende- och processanläggningsplattformarna under 2019. Förborrning av utbyggnadsborrningar startade 2016. Hittills har åtta produktionsborrningar slutförts och ytterligare sex vatteninjiceringsborrningar är planerade för 2017. Projektet är i fas för att starta produktion i slutet av 2019 och med rådande marknadsläge och optimeringsarbete görs betydande kostnadsminskningar jämfört med uppskattningarna i utbyggnadsplanen.
2. Produktion från Edvard Griegfältet (operatör med l.a. 65%) startade i november 2015. Fältet producerar för närvarande från fyra borrningar med stöd från två vatteninjiceringsborrningar. Utgifterna för 2017 är huvudsakligen hänförliga till produktions- och vatteninjiceringsborrningar. Fem utbyggnadsborrningar planeras för 2017 och utbyggnadsborrningsprogrammet, för att slutföra totalt 14 produktions- och vatteninjiceringsborrningar, fortsätter in i 2018.
3. Nettoutgiften för 2017 för Alvheim- och Volundfälten (partner med l.a. 15% respektive 35%) innefattar fyra kompletterande borrningar, två på Volund samt två på Alvheimfältet. Den första kompletterande borrningen på Volund pågår.
4. Produktion från oljefältet Bertam i Malaysia (operatör med l.a. 75%) startade 2015. Fältet producerar för närvarande från 12 produktionsborrningar. Nettoutgiften för 2017 innefattar vissa förbättringar av Bertamfältets anläggningar.
5. Nettoutgiften för 2017 för verksamheterna i Kontinentaleuropa (Frankrike och Nederländerna) är främst hänförliga till underhåll av produktionsanläggningarna och pipelines i Frankrike samt en utbyggnadsborrning, offshore i Nederländerna.

Utvärderingsbudget

Utvärderingsbudgeten för 2017 är 125 miljoner USD, före skatt och avser främst Norge. Utvärderingsprogrammet inkluderar två utvärderingsborrningar på Alta (operatör med l.a. 40%) och två på Gohta (operatör med l.a. 40%). Ytterligare en utvärderingsborrning i den sydvästra delen av Edvard Griegfältet med målsättning att nå obekräftade resurser om uppemot 30 MMboe planeras mot slutet av det första kvartalet 2017.

Utvärderingsbudgeten för 2017 inkluderar även utgifter för utbyggnadsstudier för Fas 2 av Johan Sverdrup. Val av utbyggnadskoncept förväntas under första halvåret 2017 och därefter förväntas designarbete för att bestämma tekniska krav och kostnadsuppskattningar (en så kallad FEED studie) påbörjas.

Prospekteringsbudget

Prospekteringsbudgeten för 2017 är 85 miljoner USD.

Prospekteringsbudgeten för 2017 avser till största delen Norge med totalt fem planerade prospekteringsborrningar. Borrningen på Filicudi i PL533 (operatör med i.a.35%) i södra Barents hav pågår för närvarande. Ytterligare en prospekteringsborrning planeras på Børselvstrukturen i PL609 (operatör med i.a. 40%), belägen på Loppahöjden i södra Barents hav. Borrningen förutsätter partners godkännande. De resterande planerade prospekteringsborrningarna innefattar en på Korpfellstrukturen i PL859 (partner med i.a. 15%) i Barents hav med potential för flera miljarder fat, en på Volund Weststrukturen (partner) i norska Nordsjön samt en på Tonjerstrukturen (partner), med målsättning att testa den nordliga förlängningen av Johan Sverdrup.

"Jag är mycket nöjd med Lundin Petroleum's resultat för 2016 som var ett transformerande år med rekordhög produktion och rekordläga verksamhetskostnader per fat. Trots en rekordhög produktion hade vi en bra reserversättningsgrad på över 200 procent med reserver som ökade för två av våra främsta tillgångar, Edvard Grieg och Johan Sverdrup. Investeringsbudgeten fortsätter att domineras av projektet Johan Sverdrup och då 2017 är det mest aktiva året vad gäller konstruktionsarbete representerar även 2017 års budget de största utgifterna. Vårt utvärderings- och prospekteringsprogram är mer spännande än någonsin och innefattar ett antal stora strukturer som kommer att testas i Barents hav. Utvärderingen av Edvard Griegs sydvästra del kan resultera i ytterligare utbyggnadspotential vilket skulle kunna förlänga fältets platåproduktion medan utvärderingsborrningarna på Alta och Gohta syftar till att ta oss ett steg närmare en kommersialisering av dessa båda stora fyndigheter" säger Alex Schneiter, vd och koncernchef för Lundin Petroleum, i en kommentar.

Lundin Petroleum är ett svenskt oberoende olje- och gasprospekterings och produktionsbolag med en välbalanserad portfölj av tillgångar i världsklass främst i Europa och Sydostasien. Bolaget är noterat på NASDAQ Stockholm (ticker "LUPE"). Lundin Petroleum har 743,5 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver per den 31 december 2016.

För ytterligare information var vänlig kontakta:

Maria Hamilton
Informationschef
maria.hamilton@lundin.ch
Tel: +41 22 595 10 00
Tel: 08-440 54 50
Mobil:+41 79 63 53 641

eller

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

eller

Robert Eriksson
Manager, Media
Communications
Tel: 0701-112615

Denna information är sådan information som Lundin Petroleum AB är skyldig att offentliggöra enligt EU:s marknadsmissbruksförordning. Informationen lämnades, genom ovanstående kontaktpersoners försorg, för offentliggörande den 19 januari 2017 kl. 07.30 CET.

Framåtriktade uttalanden

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

Samtliga uttalanden, förutom uttalanden avseende historiska fakta, kan vara framåtriktade uttalanden. Uttalanden om bevisade och sannolika reserver och resursestimat kan också anses utgöra framåtriktade uttalanden och återspeglar slutsatser som baseras på vissa antaganden om att reserverna och resurserna är möjliga att utnyttja ekonomiskt. Samtliga uttalanden som uttrycker eller involverar diskussioner avseende förutsägelser, förväntningar, övertygelser, planer, prognoser, mål, antaganden eller framtida händelser eller prestationer (ofta, men inte alltid, med ord eller fraser som "söka", "anticipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimater, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.