

Stockholm 13 februari 2014

VAL AV KONCEPT FÖR UTBYGGNADEN AV DET GIGANTISKA JOHAN SVERDRUPFÄLTET HAR BESLUTATS

Lundin Petroleum AB (Lundin Petroleum) meddelar, genom sitt helägda dotterbolag Lundin Norway AS (Lundin Norway) att partnerskapet för Johan Sverdrupfältet har fattat beslut om val av utbyggnadskoncept för Fas 1 av Johan Sverdrupfältet.

Efter Lundin Petroleums offentliggörande den 20 december 2013, har nu det slutliga valet av koncept för Fas 1 av utbyggnaden av Johan Sverdrupfältet beslutats av samtliga partners i Johan Sverdrupfältet, som sträcker sig över tre licenser: PL501, PL265 och PL502. Front end engineering (FEED) för Fas 1 är pågående och en utbyggnadsplan kommer att lämnas in för godkännande av den norska staten i början av 2015.

Betingade utvinningsbara bruttoresurser för hela fältet ligger i intervallet mellan 1 800 till 2 900 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe), offentliggjort av pre-unit operatören Statoil Petroleum AS i december 2013, vilket gör Johan Sverdrup till ett av det största fält som någonsin upptäckts på den norska kontinentalsockeln och när fältet har nått förväntad platåproduktion om cirka 550 000 till 650 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd), kommer produktionen sannolikt representera cirka 25 procent av all norsk oljeproduktion.

Fas 1 – Fältcenter

Som ett resultat av Johan Sverdrups storlek och geografiska utsträckning över ett område om 200 km² kommer fältet att byggas ut i flera faser med ett flertal fasta plattformar. Fas 1 av utbyggnaden kommer att innehålla ett fältcenter bestående av fyra fasta plattformar såväl som ytterligare installationer på havsbotten. Fältcentret kommer att bestå av en procissanläggningsplattform, en plattform för stigrör, en plattform med borrarläggning och en boendeplattform. Plattformarna kommer att installeras i vattendjup om 120 meter på ståljackets och kommer att vara sammanlänkade med varandra genom brygginstallationer.

Produktionsstart för den första fasen av utbyggnaden beräknas till slutet av 2019 och förväntas ha en produktionskapacitet, brutto, om mellan 315 000 och 380 000 boepd. Det antas komma att genomföras mellan cirka 40 och 50 produktions- och injiceringsborrningar för att uppnå produktion för Fas 1, av vilka 11 till 17 borrningar kommer att genomföras med en halvt nedsänkbar borrhög innan produktionsstart, för att möta platåproduktionen för Fas 1.

Bruttoinvesteringen för Fas 1, vilken innefattar såväl exportpipelines för olja och gas som elförsörjning från land, uppskattas till mellan 100 och 120 miljarder NOK, inklusive oförutsedda utgifter och visst utrymme för potentiella framtida prisökningar. Fältcentret i Fas 1 kommer även att möjliggöra visst kapacitetsutrymme för framtida faser och potentiellt ökad utvinning.

Exportpipeline

Johan Sverdrups olje- och gasproduktion kommer att transporteras till land via för ändamålet reserverade pipelines för olja och gas. En 274 km lång pipeline om 36 tum för olja kommer att installeras och kopplas till oljeterminalen i Mongstad på den norska västkusten. En 165 km lång pipeline om 18 tum för gas kommer att installeras och kopplas till Kårstøs gasterminal – där gasen sedan bearbetas och därefter transporteras vidare. Kostnaden för pipelines uppskattas till 11 miljarder NOK, brutto.

Framtida faser

De resurser i Johan Sverdrup som inte byggts ut i Fas 1 kommer att byggas ut under påföljande utbyggnadsfaser. Koncept och kostnader för ytterligare utbyggnadsfaser har inte ännu bearbetats av Johan Sverdrups partner och kommer att utgöra underlaget för senare investeringsbeslut.

Ashley Heppenstall, koncernchef och VD för Lundin Petroleum kommenterar: *“Efter Lundin Petroleums upptäckt av Johan Sverdrupfältet år 2010 innebär beslutet kring koncept för utbyggnaden av fältet en väsentlig milstolpe för Lundin Petroleum, våra partners i Johan Sverdrup och det norska samhället. Utbyggnaden av detta fält kommer att bli ett av de största projektåtaganden i Nordsjön sedan 1980-talet. Kvaliteten, storleken och fältets placering är en unik kombination och som ett resultat tror vi att det kommer att skapa betydande värde för alla intressegrupper. Det sägs ofta i oljebranchen att stora oljefält tenderar att bli större med tiden och vi är övertygade om att det också gäller för Johan Sverdrup. På den norska kontinentalsockeln uppnår ett antal mogna fält utvinningsfaktorer om 70 procent eller mer och målsättningen är att uppnå liknande resultat för Johan Sverdrup.”*

Lundin Norway är operatör för PL501 med en licensandel om 40 procent, och har en licensandel om 10 procent i PL265. Partners i PL501 är Statoil Petroleum AS med en licensandel om 40 procent och Maersk Oil Norway AS med en licensandel om 20 procent. Partners i PL265 är Statoil Petroleum AS, operatör för PL265, med en licensandel om 40 procent, Det norske oljeselskap ASA med en licensandel om 20 procent och Petoro AS med en licensandel om 30 procent. Lundin Norway har ingen licensandel i PL502. Partners i PL502 är Statoil Petroleum AS, operatör för PL502, med en licensandel om 44,44 procent, Petoro AS med en licensandel om 33,33 procent och Det norske oljeselskap ASA med en licensandel om 22,22 procent.

Telefonkonferens

Bolaget kommer att anordna en telefonkonferens klockan 11.00 CET i dag, torsdagen den 13 februari 2014. Vid presentationen kommer Lundin Petroleums koncernchef och VD Ashley Heppenstall att presentera detaljerna kring konceptvalet för Johan Sverdrup-fältet.

För att delta i telefonkonferensen var vänlig ring:

Sverige: +46 8 505 564 74

Internationellt: +44 203 364 53 74

En presentation kommer att finnas tillgänglig på vår hemsida, www.lundin-petroleum.com, innan telefonkonferensen.

Fakta om Johan Sverdrup fältet (Licenserna PL265, PL501 och PL502)

- Johan Sverdrup är ett oljefält som upptäcktes av Lundin Petroleum år 2010.
- Johan Sverdrup består av en kombinerad fyndighet som utgör ett fält.
- Plats: Utsirahöjden i norska Nordsjön, 140 km väster om Stavanger.
- Vattendjupet är 110 meter och reservoardjupet är cirka 1 900 meter under havsytan.
- Godkännande av utbyggandsplanen (PDO) för Fas 1 förväntas under det norska Stortingets vårsession 2015.
- Produktionsstart förväntas till slutet av 2019.
- Fältet kommer att producera fram till 2050.
- Som del av designen beslutades det i början av 2103 att fältet skulle byggas ut i faser. Första fasen utgörs först och främst av konstruktionen av ett fältcenter som består av fyra plattformar.
- Oljan kommer att transporteras via pipeline till Mongstadterminalen i Hordaland, och gasen kommer att transporteras till Statpipe och sedan vidare till Kårstø processanläggning i norra Rogaland.
- Fältet kommer att ta emot el från land.

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 vid NASDAQ OMX, Stockholm (ticker "LUPE") och vid Torontobörsen (TSX) (ticker "LUP"). Lundin Petroleum har 194 miljoner fat oljeekvivalenter (MMboe) bevisade och sannolika reserver.

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 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 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", "antecipera", "planera", "fortsätta", "uppskatta", "förvänta", "kan komma att", "kommer att", "projektera", "förutse", "potentiell", "målsättning", "avse", "kan", "skulle kunna", "bör", "tror" och liknande uttryck) utgör inte uttalanden avseende historiska fakta och kan vara "framåtriktade uttalanden". Framåtriktade uttalanden inbegriper kända och okända risker, osäkerheter och andra faktorer som kan förorsaka att faktiska resultat och händelser skiljer sig väsentligt från dem som förutses i sådana framåtriktade uttalanden. Ingen garanti kan lämnas att dessa förväntningar och antaganden kommer att visa sig vara korrekta och sådana framåtriktade uttalanden bör inte förlitas på. Dessa uttalanden är gällande endast vid tidpunkten för informationen och bolaget har inte för avsikt, och åtar sig inte, att uppdatera dessa framåtriktade uttalanden, utöver vad som krävs enligt tillämplig lagstiftning. Dessa framåtriktade uttalanden innefattar risker och osäkerheter som rör bland annat operativa risker (inklusive risker relaterade till prospektering och utbyggnad), produktionskostnader, tillgång till borrhutrustning, tillit till nyckelpersoner, reservestimat, hälsa, säkerhet och miljöfrågor, legala risker och förändringar i regelverk, konkurrens, geopolitiska risker och finansiella risker. Dessa risker och osäkerhetsfaktorer beskrivs mer i detalj under rubriken "Risker och riskhantering" samt på andra ställen i bolagets årsredovisning. Läsaren uppmärksammas på att ovanstående lista över riskfaktorer inte ska uppfattas som uttömmande. Faktiska resultat kan skilja sig väsentligt från dem som uttrycks eller antyds i sådana framåtriktade uttalanden. Framåtriktade uttalanden är uttryckligen föremål för förbehåll enligt detta varnande uttalande.

Reserver och resurser

Om inte annat anges är Lundin Petroleums reserv- och resursestimat per den 31 december 2013 och har förberetts och reviderats i enlighet med National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101") och Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook ("COGE Handbook"). Om inte annat anges avser alla här redovisade reservestimat "bevisade reserver" och "sannolika reserver" sammanlagt, tillsammans även kallade "2P reserver". För ytterligare information avseende klassificeringen av reserver och resurser, se Reserver, resurser och produktion i bolagets årsredovisning.

Betingade resurser

Betingade resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från kända ansamlingar genom att använda etablerad teknik eller teknik som är under utveckling, men som inte är att anse som kommersiellt utvinningsbara till följd av en eller flera betingelser. Betingelser kan inkludera faktorer såsom ekonomiska, legala, miljö-, politiska och regulatoriska frågor eller avsaknad av efterfrågan. Det är inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de betingade resurserna.

Prospekteringsresurser

Prospekteringsbara resurser är uppskattade kvantiteter av petroleum, från och med en viss dag, som kan potentiellt utvinnas från icke-upptäckta ansamlingar genom framtida utbyggnadsprojekt. Det finns en osäkerhet avseende upptäckten och utbyggnaden av prospekteringsbara resurser. Det är inte säkert att någon del av de prospekteringsbara resurserna kommer att upptäckas. Om de upptäcks är det inte säkert att det kommer att vara kommersiellt möjligt för bolaget att producera någon del av de prospekteringsbara resurserna. Om inte annat anges avser alla uppskattningar av prospekteringsbara resurser här i P50 uppskattning av prospekteringsbara resurser. Kvalificerade prospekteringsbara resurser som rapporteras är delvis kvalificerade. De har kvalificerats avseende osäkerheten för upptäckt, men inte avseende osäkerheten för utbyggnad.

BOEs

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