

## ANÁLISIS MACROECONÓMICO

## Expectativas positivas para la subasta de bloques en aguas profundas

Arnulfo Rodríguez

- Los yacimientos petroleros en aguas profundas serán los que atraigan la mayor inversión y le darán el mayor impulso a la plataforma de producción petrolera bajo la Reforma Energética.
- Esperamos que por lo menos 6 bloques de la Fase 4 de la Ronda 1 terminen siendo adjudicados dados su potencial de producción y los retos técnicos para la extracción.
- Preveamos que los cuatro bloques del Cinturón Plegado Perdido serán exitosamente subastados. Por su parte, anticipamos que al menos 2 de los 6 bloques de la Cuenca Salina logren ser adjudicados entre los consorcios participantes.
- La evaluación financiera de un proyecto hipotético en aguas profundas del Golfo de México revela que el precio del barril de petróleo tendría que estar en un mínimo de 60 dólares si el Estado mexicano pretendiera cobrar un porcentaje de regalías de 20%.
- En cambio, a un precio de 50 dólares por barril, dicho proyecto sería rentable siempre y cuando el porcentaje de regalías estuviera cercano a cero.

Esperamos que la Fase 4 de la Ronda 1 sea la que atraiga más inversión y le dé el mayor impulso a la producción de hidrocarburos

En diciembre de 2016 se licitarán diez bloques en la Fase 4 de la Ronda 1. Se trata de los primeros bloques de yacimientos de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México. Esperamos que se logren licitar exitosamente por lo menos 6 de ellos, lo cual podría significar una inversión de alrededor de 40 mil millones de dólares en el transcurso de los siguientes años.

Es importante mencionar que 4 de los 10 bloques se encuentran en el Cinturón Plegado Perdido, cerca de la parte estadounidense del Golfo de México donde se ha demostrado el potencial de producción (la formación arenisca es de gran calidad gracias a los sedimentos provenientes de los ríos Bravo y Mississippi que las corrientes turbidas han depositado por miles de años). De hecho se han encontrado pozos que han llegado a producir hasta 100 mil barriles diarios de petróleo, lo cual ayuda considerablemente a reducir los costos unitarios de producción por barril y, consecuentemente, vuelve rentables a este tipo de proyectos aunque los precios del petróleo estén relativamente bajos.<sup>1</sup> Preveamos que todos los bloques del Cinturón Plegado Perdido serán exitosamente subastados.

Los otros seis bloques se encuentran ubicados en la Cuenca Salina, a varios kilómetros de las costas de Tabasco. No obstante, no se cuenta con estudios de pozos exploratorios que revelen el potencial de hidrocarburos del subsuelo marino en dicha cuenca. Adicionalmente, existen gruesas capas de sal en cuatro de

<sup>1</sup> Para más información sobre las relativas mayores áreas de succión de hidrocarburos en el Golfo de México por pozo perforado, por favor ver Leffler *et al.* (2003).

estos bloques, lo cual haría mucho más costosa la construcción de pozos petroleros.<sup>2</sup> Finalmente, esta región del Golfo de México no se ha visto favorecida por sedimentos depositados por ríos, lo cual anticipa que la formación de arenisca no sea de gran calidad. Estimamos que al menos 2 de los 6 bloques la Cuenca Salina terminarán siendo adjudicados en la subasta.

## Formación de consorcios para compartir costos de inversión y riesgos en aguas profundas

Es muy probable que veamos una Fase 4 en donde los ganadores de los bloques sean consorcios de compañías que permitan compartir los costos de inversión ante el riesgo de no encontrar nada (*dry holes*) o muy poco petróleo durante la exploración. Un ejemplo anticipado de ello es el *farmout* que Pemex quiere hacer para el campo Trion, cuyo potencial de producción se encuentra estimado en aproximadamente 485 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (a un ritmo de extracción constante de 50 mil barriles diarios, alcanzaría para 27 años de producción). Para poner este potencial de hidrocarburos en contexto, las tres fases anteriores de la Ronda 1 representan conjuntamente alrededor de 500 millones de barriles. Por su parte, Pemex estima inversiones por 11 mil millones de dólares derivadas de este proyecto de aguas profundas. De cumplirse una inversión por 486 millones de dólares por parte del consorcio que gane la licitación, Pemex tendría una participación de 45% tanto en los costos del proyecto como en los ingresos derivados del mismo.

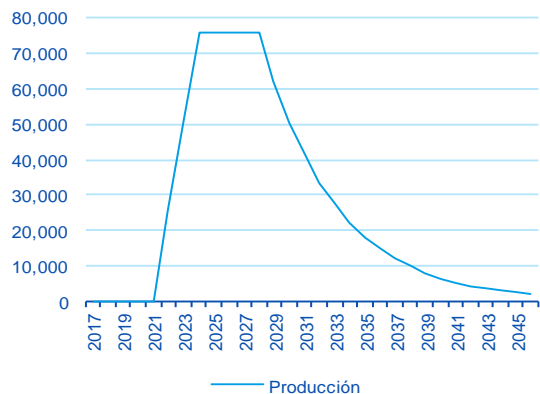
## La evaluación financiera de un proyecto petrolero en aguas profundas: clave para orientar las expectativas sobre la Fase 4 de la Ronda 1

Para tener un mejor entendimiento de los factores económicos que pudieran estar detrás de las decisiones de las compañías de participar en proyectos petroleros de aguas profundas, hicimos una evaluación financiera de proyecto bajo los siguientes supuestos: i) una inversión (capex) de 4 mil millones de dólares; ii) costos operativos (opex) de 11 dólares por barril en promedio y ajustados con un incremento anual de 5%; iii) un potencial de producción de 285 millones de barriles de petróleo a desarrollarse comercialmente; iv) la producción comenzará en el año 2022 siguiendo un incremento lineal en los primeros tres años, alcanzará un máximo de 76 mil barriles diarios que se mantendrá por los siguientes cuatro años y decrecerá de manera exponencial hacia el año 2046; v) un porcentaje de regalías que se ubicará en 0%, 5%, 10%, 15% ó 20%; vi) un precio promedio para el barril de petróleo que podrá ser de 50, 60, 70, 80, 90 ó 100 dólares; y vii) una tasa de rendimiento mínima esperada (*hurdle rate*) de 10%.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> En el artículo "*Brazil's gamble on deep water oil*" publicado el 25 de junio de 2015 en el periódico *The Guardian*, se menciona que el costo de un pozo petrolero puede llegar a 300 millones de dólares cuando existen capas de sal anteriores al yacimiento.

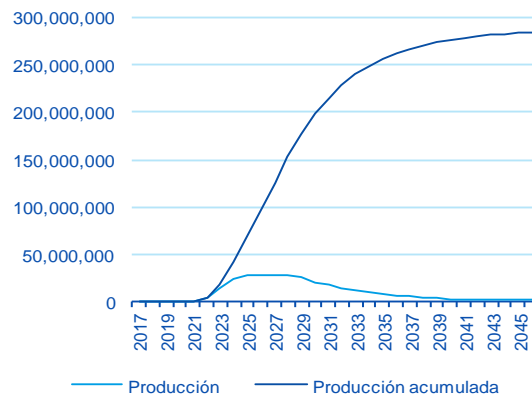
<sup>3</sup> Los supuestos contenidos en i) y ii) son muy similares a los del proyecto Big Foot en aguas profundas del Golfo de México. Para mayor información, por favor ver el documento "*Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*" de la *U.S. Energy Information Administration*, marzo de 2016.

**Gráfica 1**  
**Producción petrolera estimada de un yacimiento en aguas profundas (Barriles por día)**



Fuente: BBVA Research

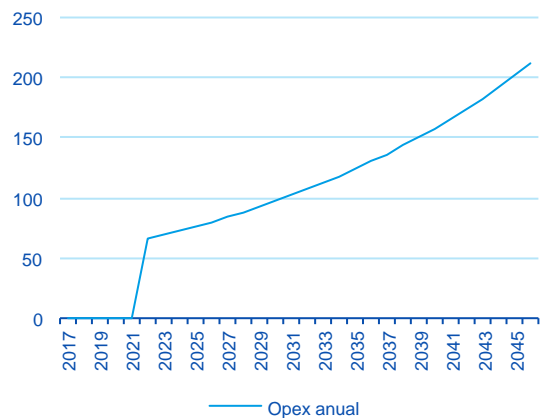
**Gráfica 2**  
**Producción petrolera y acumulada estimadas de un yacimiento en aguas profundas (Barriles por año)**



Fuente: BBVA Research

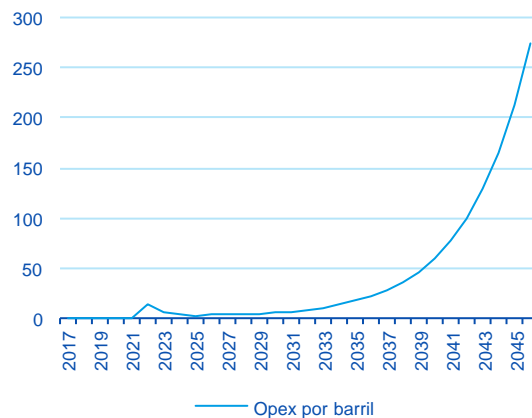
La evolución de los costos operativos a través del tiempo será una pieza de información clave para determinar en qué año los flujos netos de caja pasan a ser negativos. Dados los supuestos mencionados anteriormente para el perfil de estos costos, este momento en el tiempo dependerá principalmente de tres factores: 1) la producción anual de petróleo; 2) el precio del barril de petróleo; y 3) el porcentaje de regalías que irán al Estado.

**Gráfica 3**  
**Evolución esperada para los costos operativos de un yacimiento de aguas profundas (Millones de USD)**



Fuente: BBVA Research

**Gráfica 4**  
**Evolución esperada para los costos operativos de un yacimiento de aguas profundas (Costo por barril producido en USD)**

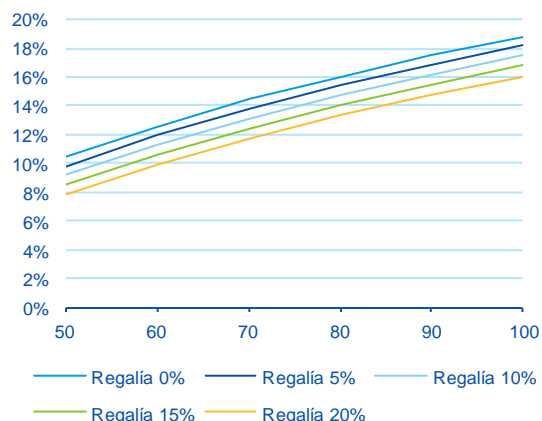


Fuente: BBVA Research

Como se puede ver en la gráfica 4, los costos operativos por barril producido excederían hasta los 100 dólares a partir del año 2043. Es decir, aún para el caso de un precio de barril de 100 dólares, el proyecto dejaría de ser rentable en el año 2043 e inclusive un año antes si el porcentaje de regalías hiciera que los flujos netos de caja fueran negativos en el año 2042.

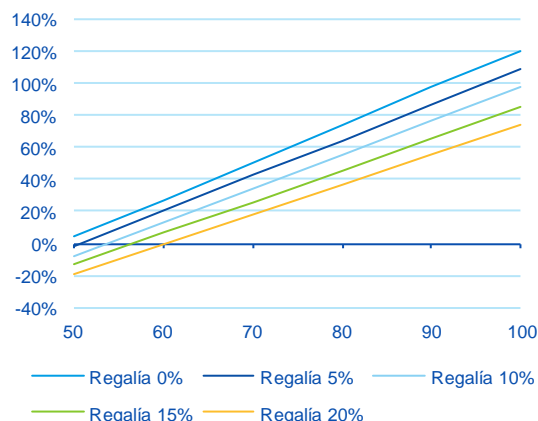
Los resultados de la evaluación financiera del proyecto petrolero en aguas profundas se presentan en términos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y del Rendimiento Descontado sobre la Inversión (RDSI).<sup>4</sup> Las gráficas 5 y 6 muestran los resultados de la evaluación financiera según los criterios de la TIR y el RDSI, respectivamente. De estas gráficas se pueden derivar las siguientes conclusiones: 1) la TIR y el RDSI se incrementan cuando sube el precio del petróleo y/o baja el porcentaje de regalías; 2) si el porcentaje de regalías que impusiera el Estado fuera 20%, entonces el precio del barril de petróleo tendría que estar en un mínimo de 60 dólares para que el RDSI fuera positivo o la TIR fuera mayor a 10%; 3) a un precio de 50 dólares por barril, una TIR mayor a 10% o un RDSI positivo solamente serían posibles con porcentajes de regalías cercanos a cero.

Gráfica 5  
**Tasa interna de retorno de un yacimiento en aguas profundas (%)**



Fuente: BBVA Research

Gráfica 6  
**Rendimiento descontado sobre la inversión de un yacimiento en aguas profundas (% sobre la inversión)**



Fuente: BBVA Research

<sup>4</sup> La TIR es usada como criterio para ordenar los proyectos de mayor a menor rentabilidad. Entre mayor sea este indicador, más rápidamente se recuperarán los costos del proyecto. El otro criterio utilizado es el RDSI (Valor presente de los flujos netos de caja/Inversión), el cual podría dar un orden diferente al criterio de la TIR por el hecho de considerar el valor presente neto total. Es decir, los flujos netos de caja más cuantiosos podrían llegar mucho después.

## Conclusiones

La Fase 4 de la Ronda 1 ofrecerá una gran oportunidad para incursionar en la extracción de petróleo y gas de aguas profundas por primera vez en la historia del país. El gran potencial de producción existente en la región del Golfo de México cercana a la parte estadounidense del mismo y los menores retos técnicos en el Cinturón Plegado Perdido servirán para compensar los relativos bajos precios del barril de petróleo. No obstante, la falta de exploración y las mayores complejidades técnicas en la Cuenca Salina dificultarán la subasta exitosa en dicha zona. Por su parte, los resultados de la evaluación financiera de un proyecto hipotético en aguas profundas del Golfo de México revelan que el precio del barril de petróleo tendría que estar en un mínimo de 60 dólares si el Estado mexicano pretendiera cobrar un porcentaje de regalías de 20%. Finalmente, es importante tomar en cuenta que la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos en aguas profundas tardará varios años en materializarse. Ello implicará aún mayores plazos de tiempo para la recuperación de las inversiones que se hagan en este tipo de proyectos.

## Referencias

Leffler, W.L., Pattarozzi, R. y Sterling, G. (2003). Deepwater Petroleum. Exploration & Production. A Nontechnical Guide. Segunda edición. PennWell.

Seba, R.D. (2008). Economics of Worldwide Petroleum Production. Tercera edición. PS.

US Energy Information Administration (2016). "Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs", marzo de 2016. US EIA.

### AVISO LEGAL

Este documento ha sido preparado por BBVA Research del Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (BBVA) y por BBVA Bancomer. S. A., Institución de Banca Múltiple, Grupo Financiero BBVA Bancomer, por su propia cuenta y se suministra sólo con fines informativos. Las opiniones, estimaciones, predicciones y recomendaciones que se expresan en este documento se refieren a la fecha que aparece en el mismo, por lo que pueden sufrir cambios como consecuencia de la fluctuación de los mercados. Las opiniones, estimaciones, predicciones y recomendaciones contenidas en este documento se basan en información que ha sido obtenida de fuentes estimadas como fidedignas pero ninguna garantía, expresa o implícita, se concede por BBVA sobre su exactitud, integridad o corrección. El presente documento no constituye una oferta ni una invitación o incitación para la suscripción o compra de valores.