

COMUNICADO DE PRENSA  
Madrid, 23 de diciembre de 2011  
4 páginas

Contiene reservas de gas equivalentes a más de 13 años del  
consumo en España

## REPSOL INICIA EL DESARROLLO DEL MEGACAMPO PERLA EN VENEZUELA

- Antonio Brufau firma en Caracas el contrato de suministro de gas que permitirá el desarrollo del proyecto de explotación de las grandes reservas del campo Perla, el mayor descubrimiento de gas de Repsol y de Latinoamérica, y uno de los mayores del mundo
- Perla fue descubierto por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa
- La producción esperada de Perla en los primeros años es de 300 millones de pies cúbicos al día de gas, que posteriormente se prevé cuadruplicar hasta alcanzar 1.200 millones de pies cúbicos al día
- La inversión estimada para la primera fase del proyecto será de 1.500 millones de dólares
- Iniciada la fase de desarrollo, PDVSA participará con un 35% en el consorcio y Repsol y Eni con un 32,5% cada uno
- Perla contiene cinco pozos que serán puestos en producción mediante plataformas y conexiones submarinas para llevar el gas a la costa, donde será procesado y enviado a la red de distribución venezolana
- Cardón IV es uno de los diez proyectos de exploración y producción más importantes en el actual portafolio de negocios de Repsol
- Antonio Brufau: "Nos sentimos muy satisfechos, ya que el inicio de la producción de las grandes reservas de gas de Perla marca un hito en la historia de nuestra compañía en cuanto a incorporación de recursos, y también en la historia energética de Venezuela"



El Presidente de Repsol, Antonio Brufau, el Presidente de Eni, Paolo Scaroni, y el Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería de Venezuela, Rafael Ramírez, han firmado hoy en Caracas el contrato de suministro de gas natural que permitirá el desarrollo del proyecto de explotación de las grandes reservas del campo Perla.

El megacampo Perla contiene alrededor de 17 billones de metros cúbicos (TCF en sus siglas en inglés) de gas in situ, equivalentes a 3.000 millones de barriles de petróleo, aproximadamente. Descubierta por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela a 50 kilómetros de la costa. Desde entonces se han perforado un total de cinco pozos, que ahora se pondrán en producción mediante plataformas y conexiones submarinas que llevarán el gas a la costa para ser procesado y enviado a la red de distribución de gas venezolana.

El proyecto se desarrollará por fases, con una inversión estimada en la primera de ellas de 1.500 millones de dólares, incluyendo la fase de exploración y evaluación en la que se espera producir 300 millones de pies cúbicos al día de gas. En las dos siguientes fases se espera cuadruplicar la producción hasta los 1.200 millones de pies cúbicos al día de gas, volumen que se mantendría hasta el final del contrato en 2036.

El Contrato de Suministro firmado hasta 2036 contempla un compromiso recíproco de entrega y adquisición de más de 8,7 TCF de gas natural, será una de las fuentes de abastecimiento de la demanda interna de gas de Venezuela, que se prevé crezca con el consumo doméstico, industrial, petroquímico y generación eléctrica en los próximos años. Dada su gran dimensión, el campo Perla ofrece además posibilidades de exportación de gas natural, que Repsol y Eni analizarán con PDVSA y el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

La licencia del bloque Cardón IV fue adjudicada a Repsol y Eni al 50%. La compañía estatal de petróleos de Venezuela, PDVSA, podrá participar con un 35% en el desarrollo del proyecto, con lo que Repsol y Eni tendrían una participación de hasta el 32,5% cada una.

## **Repsol en Venezuela**

Repsol está presente en el sector de petróleo y gas de Venezuela desde 1993, con una producción neta promedio en 2011 de 42.300 barriles equivalentes de petróleo por día.

Participa en el megaproyecto de la empresa mixta Petrocarabobo que consiste en el desarrollo, conjuntamente con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de las áreas Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta zona es una de las que cuentan con mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. El bloque Carabobo está situado en la zona este de la faja venezolana, que según el US Geological Survey, podría tener un volumen recuperable de hasta 513.000 millones de barriles de crudo pesado.

En Carabobo 1 se alcanzará una producción total de 400.000 barriles por día de crudo sintético de calidad mejorada durante un período de 40 años e incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo/día. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus instalaciones.

Adicionalmente, Repsol se incorporó en 2010 al proyecto en producción Barúa Motatán, localizado en la cuenca del lago de Maracaibo. El operador es la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol tiene una participación del 40%.

### **MAPA DE LOCALIZACIÓN**



*Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.*

*Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos.*

*Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol YPF y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina, en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol YPF y/o sus filiales..*

*Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol YPF no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.*

*La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores externos de Repsol YPF.*

*Los recursos mencionados no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la Securities and Exchange Commission.*