EnerDossier

Informe Sobre El Mercado Energético Global

Perspectiva de la industria petrolera latinoamericana en 2011

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Introducción 4

Brasil 5

- ✓ *Objetivo: Espírito Santo* 6
- ✓ *Antes Tupi, hoy Lula, como propósito emblemático del pre-sal* 8
- ✓ *¿Hay petróleo en el territorio cearense?* 10

Actualización de las modificaciones en el mapa petrolero brasileño 11

Colombia, trabajo coordinado para un sólido presente 13

Perú. Consolidación de los procesos extractivos y mayor consumo del mercado interno 16

Ecuador, perspectivas de incremento de producción y contratos de servicios 19

Argentina, entre el gas no convencional y la participación china 21

Bolivia, año de despegue para YPFB 23

México, decepciones y caída de la producción 27

Venezuela, el incierto destino del país petrolero 28

Introducción

La oferta petrolera latinoamericana se ha venido diversificando en los últimos años. El auge que han tenido empresas como **Ecopetrol** y **Petrobras** ha significado una mayor competencia en la región. Petrobras y Ecopetrol anunciaron agresivos objetivos de producción de 3.9 millones BOE/día y 1 millón BOE/d para 2011, respectivamente, mientras **Pemex** está invirtiendo para estabilizar su producción en 3.7 millones BOE/d. Tanto **YPF** como Pemex invierten para contener el declive de las tasas de producción, adoptando varias medidas, el uso de técnicas de recuperación secundaria y terciaria en los campos existentes.

Colombia es una de los grandes ejemplos de desarrollo de la industria petrolera de la región. El gobierno ha invertido más de 3.500 millones de dólares en el sector petrolero, y en Perú, la cifra alcanzó los 1.400 millones. Estas cifras se reflejan en las reservas probadas del hidrocarburo que ascienden a unos 7.900 millones de barriles en Colombia y pasan los 4.240 millones en Perú.

Fitch Ratings espera una perspectiva estable de crédito para la industria de petróleo y de gas en América Latina para el presente año, apoyado en una sólida demanda y una mejora moderada en los márgenes de operaciones. En general, los ingresos del sector petrolera latinoamericano mejoraron en 2010 debido al alza de los precios del petróleo la recuperación de la demanda doméstica. Por consiguiente, las empresas registraron una solidez crediticia y una fuerte liquidez.

Muchas compañías petroleras nacionales latinoamericanas (NOCs, como se las denomina en el mundo anglosajón), incluyendo a **Petrobras, Pemex, Ecopetrol** y **PDVSA**, incrementaron sus programas de inversión para apoyar el crecimiento en la demanda de energía global, y proponerse agresivos objetivos en los volúmenes de producción de petróleo y de gas. Los gastos de capital (**CAPEX**) para las cinco NOCs de la región son proyectados para ser 440 mil millones de dólares estadounidenses durante los próximos cinco años en conjunto. Además, los programas de expansión del crecimiento de la producción incluyen funcionamiento en áreas no tradicionales que requerirán el uso de costos más altos de tecnología, y operación en altos costos en áreas de aguas profundas, que podrán bajo presión el CAPEX.

"*La mayor parte de las empresas del sector requerirán financiación de fuentes externas para poner en práctica sus programas de inversión*", dijo **Ana Paula Ares**, director senior de Fitch Ratings. Fitch estima que los NOCs requerirán 150 mil millones de dólares en financiación de Capex y otros usos de dinero. Fitch nota que la mayor parte de las empresas tienen capacidad de deuda adicional, disfrutan del fuerte apoyo de los mercados financieros domésticos e internacionales por la sólida liquidez, con los gobiernos regionales proporcionando liquidez a los NOCs por intermedio de los bancos públicos, incluyendo al BNDES brasileño. Además, China ha firmado préstamos y líneas de crédito por *agreements* petroleros con Petrobras y PDVSA.

El sector podría moverse hacia una perspectiva negativa si hay un declive en la demanda global de petróleo y gas, ocurra esto bruscamente o durante un largo periodo de tiempo.

Brasil

Petrobras inicia 2011 conmemorando el récord de producción de petróleo el año pasado, a pesar del resultado quedó abajo del valor estimado inicialmente por la estatal, que debería superar los 2 millones de barriles por día. Según datos de la petrolera, la compañía concluyó 2010 con un nivel de producción de 2,003 millones de barriles por día. El récord anterior era de 1,970 millón de barriles por día, el año 2009.

A pesar del volumen superior en relación a años anteriores, el resultado de este año quedó debajo de la meta anunciada por la propia compañía, de alcanzar 2,1 millones de barriles por día. En 2010, Petrobras enfrentó problemas en plataformas como la P-33 que llegó a ser vedada por la **Agência Nacional do Petróleo (ANP)** por condiciones inadecuadas en la operación. En la P-35 fue registrado un principio de incendio.

La petrolera atribuyó el crecimiento de la producción a la entrada en operación, a lo largo del mes de diciembre, de cinco nuevos pozos de la **Cuenca de Campos**. Ellos permitieron añadir más de 100 mil barriles por día a la producción de Petrobras en Brasil. Otros factores responsables por la expansión de la producción fueron el desempeño de los campos de petróleo localizados en áreas maduras de las **Regiones Norte** y **Nordeste** y del **Estado de Espírito Santo**. Los últimos años presentaban tendencia declinante de producción, pero alcanzaron una media de producción de cerca de 213 mil barriles de petróleo por día este año por medio de esfuerzos de revitalización.[1]

Solamente en el mes de diciembre, Petrobras registró una media mensual de 2,12 millones de barriles por día. El récord anterior fue registrado en abril, con un nivel de 2,033 millones de barriles por día. Con el cierre del mes y la confirmación del resultado, el

[1] Rigzone, "*Petrobras Reaches New Production Records in December",* (30/12/2010)

volumen representará un aumento del 4,4% en relación al desempeño del mes de noviembre.

De los cinco pozos de la Cuenca de Campos que contribuyeron al aumento de la producción, dos están en los campos de **Cachalote** y **Baleia Franca**, interconectados al **FPSO-Capixaba**. Además de estos, otros dos están conectados a la recién instalada plataforma P-57, en el campo de **Jubarte.** Hay aún un pozo bautizado provisoriamente **Carimbé**, que es productor del pre-sal del campo de **Caratinga**, conectado a la plataforma P-48.

La producción de petróleo de Petrobras subió un 4,7% en noviembre pasado, a 2.030.924 barriles por día, en comparación con octubre. De acuerdo con el balance divulgado por la compañía, el número corresponde aún a un aumento del 2% en la comparación con el mismo mes de 2009. Ese resultado ya señalaba una producción sustentable por encima de 2 millones de barriles diarios, marca alcanzada por porca empresas de petróleo en el mundo.

El crecimiento del volumen extraído, según la estatal, se debió a la normalización de los niveles de producción de las diez plataformas de la Cuenca de Campos que estaban en mantenimiento periódico el mes anterior. Además de eso, el inicio de la producción del **Piloto de Tupi**, en el pre-sal de la **Cuenca de Santos**, a finales del mes de octubre, y la entrada de más de un pozo productor en la plataforma P-40, en el campo de **Marlim Sur**, en la Cuenca de Campos, también contribuyeron al resultado positivo. Considerando los campos en el exterior, la producción total de petróleo y de gas natural de Petrobras alcanzó en noviembre una media diaria de 2.620.347 barriles de crudo equivalente diarios en octubre. El volumen indica un aumento del 2.5% sobre el mismo mes del año 2009.

Además, Petrobras informó haber hecho un nuevo descubrimiento de petróleo en la **Cuenca de Espírito Santo**. El crudo fue encontrado en el post-sal, en el pozo denominado **Indra**, en el bloque **BM-ES-32.** No fueron informadas las estimaciones acerca del volumen contenido en la reserva. Las primeras estimaciones apuntan que el crudo tiene de 25° a 30° grados **API**, considerado leve. El pozo está situado a 140 kilómetros de **Vitória**, en una profundidad cercana a 3.850 metros. Según la estatal, se trata del descubrimiento de petróleo en aguas más profundas en la Cuenca de Espírito Santo. Petrobras es operadora del bloque, con un 60% de participación. Petrobras inicia 2011 conmemorando el récord de producción de petróleo en Brasil: 2,003 millones de barriles por día.

Objetivo: Espírito Santo

Para Petrobras, los próximos 12 meses en **Espírito Santo** permitirán llegar más a otros objetivos. Entre ellos, el inicio de las obras del **Gasoducto Marítimo Sur-Norte**, obra gigante que va a cortar el mar capixaba de Sur-Norte; de la **Terminal Portuaria de Ubu**; y de la entrada en operación de los tres módulos de la **Unidad de Gas de Cacimbas (UTGC)**.

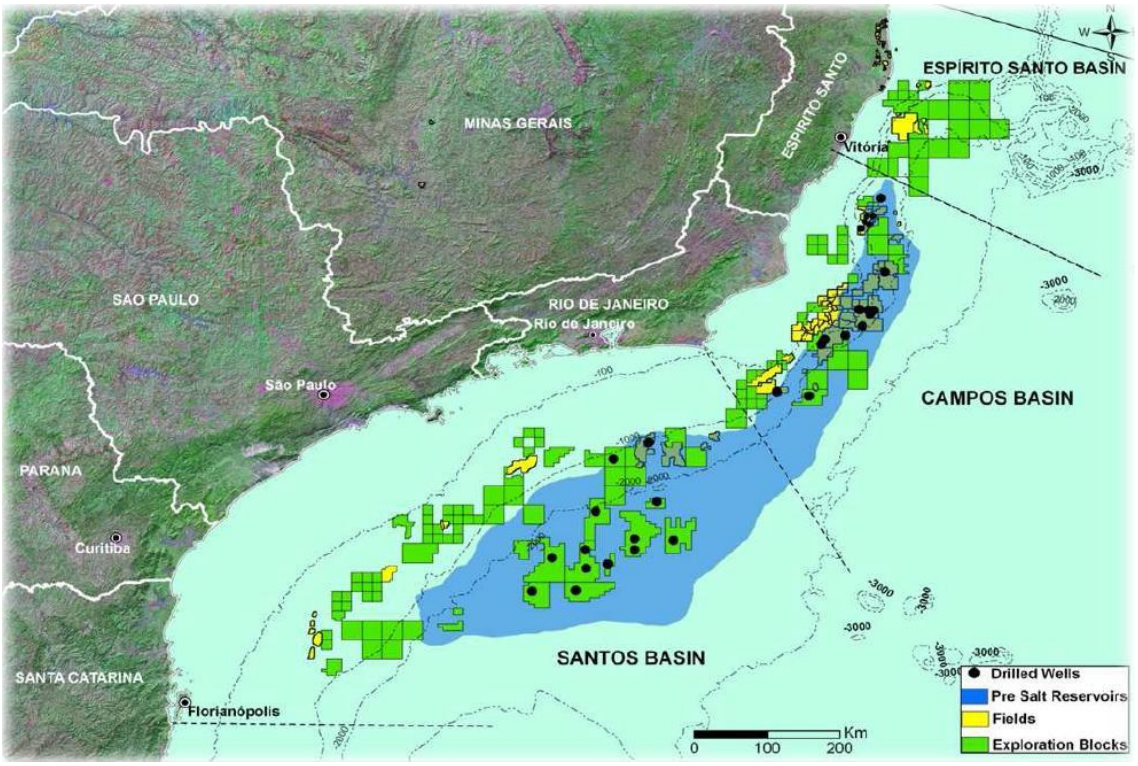
La previsión es que la media de producción diaria gire en torno a los 260 mil barriles por día, pero los picos de producción podrán superar este volumen y llegar a más de 300 mil. La compañía espera que Espírito Santo llegue a 2015 con un volumen de 500 mil barriles por día. Para cumplir con este desempeño la estatal ha planeado varios proyectos y, entre ellos están: todos los 17 pozos del campo de **Jubarte** serán conectados a la plataforma **P-57** que llegará a finales de año con una producción de 180 mil barriles; y el **FPSO Cidade de Anchieta** pasará a producir en el pre-sal del campo **Baleia Franca**, en 2012. Además de eso, la entrada en operación de la plataforma P-58, en 2012, colocará en producción los campos de las camadas **Baleias Anã, Franca** y **Cachalote**, dentro del Plan de Desarrollo Integrado del Norte. P-58 también producirá 180 mil barriles por día.

El inicio de las obras del Gasoducto Sur-Norte Capixaba, con extensión de 200 kilómetros, permitirá que la estatal lleve el gas del pre-sal del Parque das Baleias para ser procesado en Lindares, en el UTGC. La obra es estructurante, y tendrá puntos en el mar que podrán recibir otros adicionales en caso que sean realizados descubrimientos futuros. La estatal trabaja aún con proyectos para el polo gas-químico de Linhares, que aún está en la fase inicial de estudio. Ya se sabe, sin embargo, que la intención es de construir un polo para la producción de urea, amonio y etanol de forma integrada. Aún no hay fecha para inicio de la obra.

Las perspectivas son muy buenas para Espírito Santo en 2011 en lo que se refiere a la recaudación de royalties: en la relación al año pasado, las cajas del gobierno estadual y de los 78 municipios deberán recibir en toro a los 1,2 mil millones de reales en una estimación conservadora. Pero, ese dinero llegará solamente si no fueran alteradas las reglas en vigor para la distribución de royalties de petróleo y gas.

Considerando el aumento de la producción estimado para este año, tanto en los campos marítimos como en los pozos en tierra, y considerando también la variación cambiaria, se espera un aumento del 50%, o sea, serán por lo menos más de 400 millones de reales que serán repasados por las compañías petroleras que producen en el Estado. La producción allí llegó a 300 mil barriles por día a finales de diciembre. En función de las paradas de plataformas y el declive de pozos en tierra, la expectativa es que, en 2011, la media mensual de producción quede en torno a los 300 mil barriles por día, pudiendo superar ese volumen en algunos días o semanas. Esa media deberá generar los royalties mencionados.[2]

[2] Gazeta, "R*$ 1,2 bilhão em royalties se não houver alteração nas regras de distribuição*", (9/1)



Antes Tupi, hoy Lula, como propósito emblemático del pre-sal

Tupi es emblemático. Con él, el pre-sal de la Cuenca de Santos se hizo el centro de un polo con varias reservas y Retrobas cambió de nivel por el volumen de reservas estimadas y por el valor de mercado. Entre el antes y el después de Tupi, el valor de la estatal saltó de 93,2 mil millones (en octubre de 2006, cuando fue concluido el pozo pionero Tupi), a 197 mil millones de dólares en octubre de 2010[3].

Tupi deberá llegar al final de 2011 produciendo 100 mil barriles/día de petróleo y hasta 5 millones de metros cúbicos de gas. Junto con la plataforma **Cidade de Angra dos Reis** (instalada en Tupi en octubre), los planes para la región del pre-sal ya está en manos de la estatal y sus socios que incluyen la llegada de diez plataformas más (hasta 2016), un nuevo gasoducto de 350 a 400 kilómetros para trasladar el gas de región de Tupi y el entorno y nuevas estrategias logísticas, incluyendo estaciones intermedia con capacidad para almacenar (en alta mar) grandes cantidades de petróleo.

Cuando se vuelva campo, Tupi también deberá cambiar de nombre. Algunos apuestan que se llamará **Lula**. Cualquiera sea el nombre, detenta el récord de ser el que más pronto entró en producción, aunque en fase de pruebas: menos de tres años entre la conclusión del primer pozo, anunciado en octubre de 2006, y el inicio de las pruebas de larga duración, en abril de 2009. Antes, la media era de cinco a siete años entre el descubrimiento y el primer crudo.

---

[3] Valor, "*Petrobras já planeja novo gasoduto e dez plataformas no pré-sal*", (27/12/2010)

Desde 2009, cuando comenzó la prueba de larga duración de Tupi (aún con la plataforma **Cidade São Vicente**) ya fueron producidos más de 7 millones de barriles de petróleo y gas en el área. Para llega a los 100 mil barriles/día, Petrobras prevé la conexión gradual de seis pozos productores de petróleo, un pozo inyector de gas, un inyector de agua y otro capaz de inyectar, alternadamente, agua y gas. Además de la plataforma de Tupi están previstas diez plataformas más en el área del pre-sal, siendo dos pilotos para la producción anticipada en **Guará** (2013) y **Tupi Nordeste** (2014). Entre 2015 y 2016 vendrán las otras ocho plataformas denominadas "*replicantes*" –proyectos casi idénticos, pero no iguales- que serán construidas en el astillero **Rio Grande.**

Además del petróleo, Tupi también va a producir gas natural. La transferencia de gas de Tupi a **Mexilhão** sólo será posible para los tres primeros pilotos (Tupi, Guará y Tupi Nordeste), limitada a 10 millones de metros cúbicos de gas por día. Para llevar producción de gas adicional, una de las soluciones es construir un nuevo gasoducto (de 350 a 400 kilómetros) saliendo de **Tupi-Iracema** directo a **Cabiúnas (RJ),** donde Petrobras ya opera una estación de tratamiento y podrá recibir volúmenes adicionales sin necesidad de una obra grandiosa.

Antes de esa fase, el gas excedente servirá para generar energía a bordo de la plataforma de Tupi y será reinyectado o exportado a tierra por gasoducto hasta la plataforma de Mexilhão. De allá será trasladado a la **Unidad de Tratamiento de Gas Monteiro Lobato**, en **Caraguatatuba (SP)**, donde será tratado y distribuido al mercado.

Después de explorar toda la Cuenca de Campos usando como base el aeropuerto de Macaé (RJ), el pre-sal de Santos va a contar con cinco bases de apoyo aéreo: **Cabo Frio, Jacarepaguá, Itaguaí** (todos en **Rio**), **Itanhaém (SP)** y la base aérea de Santos. Para el apoyo marítimo serán usadas las terminales de los puertos de Macaé, Rio de Janeiro, **Itajaí, Itaguaí** y la base de Santos, donde el aeropuerto ya está pronto. Petrobras también está analizando la creación de "*plataformas-hub*", una especie de estación de autobuses en el mar, donde las personas llegarán de transporte marítimo y saldrá en helicóptero hasta las plataformas.

Este es sólo uno de los desafíos de ingeniería y proyectos que Petrobras está enfrentando para desarrollar la producción de petróleo en el pre-sal. La empresa ya está implantando el concepto de "*hubs*" en la Cuenca de Campos donde los remolcadores pueden aprovisionarse en navíos gigantes de Petrobras capaces de proveer combustible para varias embarcaciones durante varios días. Pero para atender tantos navíos yendo y viniendo hacia las plataformas del pre-sal ese modelo causaría un embotellamiento en alta mar. Para estudiar eso, la compañía creó un grupo de trabajo llamado **Gerencia Integrada de Operaciones (GIOP**, por sus siglas en portugués). Pero es a futuro.

En el corto plazo, Petrobras trabaja para permitir que sus socios en Tupi (**BG**, con un 25% y **GALP**, con un 10%) y Guará (BG con un 30% y **Repsol** con un 25%) puedan tener acceso al petróleo. Toda la producción de la fase de pruebas de Tupi fue vendida a Petrobras. Para quedarse con su parte en la producción, los socios podrán retirar su parte del crudo por medio de navíos aliviadores con sistema de posicionamiento dinámico (el **Shuttle DP**, en lenguaje técnico) que podrán ser cargados directamente de la plataforma de producción. A medida que el volumen aumenta, esa logística queda muy cara. Para las tres primeras pruebas de larga duración, Petrobras acordó con los socios que podrán usar una estación intermedia a ser instalada en aguas rasas en la región de la Cuenca de Campos.

La estación, llamada Unidad **Offshore de Transferencia y Exportación (UOTE)**, será formada por un navío de 280 mil toneladas adaptado para funcionar como plataforma del tipo **FSO (Flotation, Storage and Offloading),** con capacidad de almacenar entre 1,5 a 1,8 millones de barriles de petróleo. Además para el horizonte de diez plataformas, la estatal investiga otras formas para trasladar la producción, inclusive ductos. El desafío es construir bombas capaces de generar presión suficiente para bombear crudo

directamente de una plataforma o del fondo del mar, y con fuerza suficiente para llegar a la costa paulista, a 320 km de distancia.

¿Hay petróleo en el territorio cearense?

La ANP concluyó en diciembre la licitación para seleccionar la empresa que hará los estudios en territorio cearense. Una nueva área de posible potencial petrolífero comenzará a ser explorada en la región de Ceará, en el nordeste brasileño. La ANP terminó el último proceso de licitación para escoger la empresa que realizará los estudios en la denominada Cuenca de Ceará, obteniendo y analizando datos oceánicos en áreas donde todavía no hay exploraciones ni conocimiento técnico sobre la presencia de hidrocarburos.

De acuerdo con el organismo, el consorcio **Fugro/Ipex** fue declarado vencedor de la compulsa, y tendrá hasta diciembre de este año para entregar los resultados de la investigación. La inversión para esta tarea ascenderá a 12,7 millones de reales. En 2010, la ANP dio continuidad a su atribución legal de promover estudios para aumentar el nivel de conocimiento sobre el subsuelo brasilero, con el **Plano Plurianual de Estudios Geológicos y Geofísicos**, que prevé inversiones en 23 estados brasileros, entre ellos Ceará.

La Cuenca de Ceará ya está siendo explotada en la actualidad, pero solamente en la porción correspondiente al municipio de **Paracuru**, a través de los yacimientos de **Xaréu, Atum, Curimã** y **Espada**. La nueva meta es conocer la parte más occidental de la cuenca, más precisamente las extensiones de las denominadas sub-cuencas de **Piauí, Acaraú** e **Icaraí**, que ocupan un área de 9.400 kilómetros cuadrados. La investigación será realizada mediante un extractor de testigos verticales denominado "*piston core",* usado para este tipo de muestreos.

Se contempla la extracción de 1000 testigos del suelo oceánico para su análisis e interpretación. Se procura de este modo identificar y caracterizar la presencia de sistema(s) petrolífero(s) en la cuenca, a través de la detección de exudaciones y/o microexudaciones de petróleo y gas en las muestras del referido fondo marino. Debe enfatizarse que esta herramienta exploratoria, recolección de muestras y su análisis geoquímico subsecuente, no permite detectar "*acumulaciones*" de hidrocarburos, sino solamente verificar la presencia de indicios, o sea, indicaciones de posibles ocurrencias, principalmente de gas, ocasionalmente migrado desde zonas más profundas de la cuenca. Se trata de un método de investigación muy preliminar, lo cual, en caso de evidenciar anomalías positivas estimularía a la obtención de nuevos datos a través de herramientas más apropiadas para la detección de acumulaciones de hidrocarburos, como la sísmica de reflexión por ejemplo.

Las muestras serán obtenidas en profundidades de entre 50 y 2.500 metros, comprendiéndose así las aguas profundas de la cuenca. Hasta el momento, sólo se ha producido petróleo en aguas someras, de hasta 50 metros de profundidad.

Actualización de las modificaciones en el mapa petrolero brasileño

La composición de las sociedades que exploran el sector petrolero brasileño pasa por cambios. Mientras la coreana **SK Energy** deja los bloques que posee en el país, **Maersk Oil** y la española **Repsol** ven en el pre-sal una oportunidad para modificar sus resultados.

SK Energy está de salida. La mayor empresa de refinación de petróleo de Corea del Sur vendió su participación en tres bloques de petróleo en Brasil para la danesa Maersk Oil por 2,4 mil millones de dólares. El negocio garantiza a Maersk acceso a potenciales reservas del pre-sal en la Cuenca de Campos, además de producción inmediata de petróleo en el país. Según datos de la **Agência nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)**, SK ya produce 10 mil barriles/dia. La compañía danesa, por su parte, aumenta su presencia en Brasil, pues ya posee participaciones en bloques exploratorios, algunos en asociación con **OGX**. La adquisición de SK Brasil coloca a la empresa en el campo productor Polvo, operador por **Devon**, en los bloques **BM-C-30** y en **BM-C-32**, en la Cuenca de Campos, donde **Anadarko** y **Devon** tienen descubrimientos del pre-sal, aún en evaluación.

Repsol también apuesta en el mercado brasileño para crecer y para eso se deshace de activos para capitalizarse e invertir en el país. En diciembre, la compañía puso en marcha a la estrategia de reducir su exposición en Argentina al anunciar la venta de 3,3% de su participación en YPF por cerca de 500 millones de dólares. Los compradores fueron los fondos de inversión administrados por **Eton Park Capital Management**, **Capital Guardian Trust Comapany** y **Capital International**, de Estados Unidos, que tendrán el derecho a ejercer la opción de compra del 1,6% adicional más en la compañía argentina. Si los dos acuerdos terminan exitosamente, Repsol reducirá su participación en YPF en un 80%. La tendencia es que venda 30% más, ya que la meta es reducir ese total a poco más del 50%.

Sonangol Starfish, por su parte, va a invertir cerca de 300 millones de dólares en la perforación de sus primeros pozos offshore en Brasil, con el semi-sumergible **Arctic I**, propiedad de **Transocean**. La campaña se inició en enero e irá a contemplar dos pozos, uno en la cuenca de Campos y otro en Santos, ambos en reservas del pre-sal. La campaña será hecha en el bloque **C-M-622**, localizado próximo a los campos de **Marimba** y de **Papa-Terra**, y deberá extenderse por lo menos tres meses[4]. Bautizado SKUA-1, el pozo será perforado en la lámina de agua de 855 metros y alcanzará la profundidad total de 5,6 mil metros. El pozo está localizado a cerca de 200 km de la costa. Toda la logística de apoyo a la operación será dada desde Niteroi y serán utilizados dos barcos de apoyo, del tipo AHTS.

Después de concluir la campaña en Campos, la sonda será transferida al bloque S-M-225. La perforación alcanzará la profanidad final de 6 mil metros, en lámina del agua de 130 metros. El programa original de trabajo preveía la perforación de dos pozos rasos, pero la petrolera acabó negociando la sustitución por un pozo profundo. Además de esa campaña, Sonangol Starfish irá a perforar otro pozo exploratorio offshore, con el *jack-up*

[4] *Energia Hoje*, "Sonangol: US$ 300 mi no pré-sal", *(27/12)*

Mischief, de **Scorpion Offshore**. La campaña será hecha en el bloque C-M-498 e irá a demandar inversiones en el orden de los 30 millones de dólares.

A mediados de diciembre, **Exxon** halló petróleo en el pozo **3-ESSO5-SPS** que fue perforado en el bloque **BM-S-22**, tiene una profundidad marina de 2.272 metros y está localizado en la cuenca de Santos, una vasta región costa afuera conocida como subsal[5]. Mientras, la división brasileña de **Royal Dutch Shell** planea perforar diez pozos de crudo en este año y participar en futuras subasta. La filial de Shell planea perforar un segundo pozo en el bloque BM-S-54 de la cuenca de Santos en 2011 o 2012. En septiembre, la compañía halló señales de crudo tras perforar un pozo en ese bloque.

Para finalizar hablaremos de la primera independiente privada brasileña.**OGX Petróleo e Gás** se prepara para iniciar las investigaciones en la búsqueda de hidrocarburos en la costa de **Pará** y de **Maranhão.** OGX va a perforar algunos pozos –se habla de siete, hasta el momento- en esa área del litoral norte, con el objetivo de encontrar petróleo y gas. En enero se prevé iniciar los trabajos de perforación y extenderlos hasta mayo del año próximo. OGX posee cinco bloques en la Cuenca de Pará-Maranhão, todos ellos localizados a más de 120 km de distancia de la costa[6].

OGX identificó en los primeros días de enero la presencia de hidrocarburos en las secciones santoniana, albiana y aptiana del pozo exploratorio **1-MRK-3/4P-RJS**, en el bloque **BM-C-37,** en aguas rasas de la Cuenca de Campos. OGX tiene 50% de participación en el pozo y Maersk Oil, operadora del bloque, el restante 50%[7]. Según evaluaciones preliminares de Maersk, fueron identificados en la sección santoniana hidrocarburos que totalizan en torno a 14 metros de *net pay* (área con crudo de hecho) potencial y en las secciones albiana y aptiana *net pays* potenciales alrededor de 43 y 12 metros, respectivamente. El 1-MRK-3/4P-RJS, denominado Carambola-A, es el primero de dos pozos a ser perforados en el bloque BM-C-37 y su perforación fue concluida a una profundidad total de 3.400 metros abajo del nivel del mar.

El pozo se sitúa a aproximadamente 74 km de la costa de Río de Janeiro, donde la lámina de agua es de cerca de 134 metros. La sonda **Blackford Dolphin** inició las actividades en noviembre pasado y será desplazada a cerca de 4 kilómetros al norte para la perforación del pozo exploratorio Carambola B.

---

[5] Milenio, "*Exxon halla petróleo frente a costas de Brasil*", (16/12/2010)
[6] Diário do Pará, *"Pará volta a sonhar com petróleo*", (11/1)
[7] *Estado de San Pablo, "*OGX encontra hidrocarbonetos em poço da Bacia de Campos*", (5/1)*

Colombia, trabajo coordinado para un sólido presente

Colombia llegó al pico de producción en 2010 y si se observan los datos en un contexto histórico, el país retornó a los niveles alcanzados en 1998, cuando estaba en su mejor momento el campo Caño Limón, ubicado en los Llanos y considerado el mayor productor de petróleo en ese territorio. Con una producción de 850.000 barriles por día, un récord histórico de 120 pozos en exploración y una inversión anual superior a los 5.000 millones de dólares[8]. La industria petrolera colombiana alcanzó adelantar 25 mil kilómetros de sísmica, es decir pruebas para detectar la existencia de hidrocarburos en distintas zonas del país. De esa área, 17 mil kilómetros corresponden a territorio continental y los restantes a la búsqueda en alta mar[9]. La diferencia, ahora, es que la oferta de crudo proviene de nuevos hallazgos y de la recuperación de hidrocarburos de campos antiguos que venían en decadencia. Además, los términos contractuales y las posibilidades de prospección son de las mejores de América Latina, sólo comparables con Brasil.

A la fecha, los campos producen en menor proporción pero alcanzan un importante volumen cuando se totalizan las cifras. La producción promedio del crudo en el 2010 es de 781.000 barriles al día. Se estima que para el 2015, la inversión extranjera en el sector habrá sobrepasado los 40.000 millones de dólares y la producción habrá roto fácilmente el millón de barriles diarios[10].

Hoy, hay 12 firmas productoras, más de 40 empresas haciendo exploraciones. **Ecopetrol** no es el único participante en este nuevo tablero de juego; de hecho, su intervención es levemente superior al 50%. El resto se reparte entre otras empresas en fase de maduración y que tiene planes de aumentar su participación en el mercado. Es el caso de las canadienses **Pacific Rubiales y Caracol, Petrominerales**, **Gran Tierra** y **Alange**. Con respecto a Gran Tierra, terminó su primer pozo exploratorio, Moqueta-1, y se apresta a perforar un segundo pozo y a iniciar estudios para determinar el tamaño y la capacidad productiva del yacimiento. En el primer trimestre de este año espera obtener una producción temprana[11].

A mediados de noviembre, la **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)** adjudicó, en la Ronda 2010, 78 bloques para exploración y eventual explotación de hidrocarburos a 40 empresas (**Ecopetrol, Hocol, talismán, Shell** y **Repsol**, entre otras),

---

[8] EFE, "*Colombia va camino de ser un "jugador importante" en el negocio del petrolero*", (17/12/2010)
[9] RCN, *"Colombia alcanzó una histórica producción petrolera en 2010*", (9/1)
[10] El Portafolio, "*Petróleo para pequeños inversionistas*", (7/10/2010)
[11] *El Portafolio,* "Tierra Energy confirmó descubrimiento de petróleo en el bloque de 'Chaza' en el Putumayo", *(29/6/2010)*

con lo que espera captar una inversión de más de 1.643 millones de dólares en los próximos tres años. Las áreas adjudicadas están situadas en distintas zonas del país que van desde **San Andrés, La Guajira** y los **Llanos Orientales**, hasta **Putumayo**.[12]

En 2010, siete fueron los descubrimientos de Ecopetrol. El último hallazgo del año fue en diciembre, en el departamento de Meta y se corresponde al pozo **Draco-1** dentro del contrato de exploración y producción de **Caño Sur**. En 2011, se continuarán las labores de exploración en el bloque Caño Sur, con el objetivo de evaluar el potencial del yacimiento y las eventuales condiciones de producción[13].

El departamento del Meta concentrará gran parte de los trabajos y la inversión en actividades de exploración y producción de petróleo de Ecopetrol durante el 2011 a nivel local. El proceso de capitalización del 9,9% restante que tiene autorizado hacer la empresa en 2011 está planteado como una de las fuentes de financiación del plan de inversiones en dicho periodo, el cual asciende a los 6.060 millones de dólares[14]. El plan de inversiones de la colombiana será de 6.378 millones de dólares, de los cuales el 63,4% se destinará a actividades de exploración (911 millones de dólares) y producción (3.360 millones de dólares).

En los **Llanos Orientales** se concentrará también la actividad exploratoria de Ecopetrol este año. El plan de inversiones previsto por la petrolera para ejecutar se perforará 40 pozos, de los cuales 28 estará ubicados en Colombia y, de estos, 22 en la cuenca de los Llanos, que incluye los departamentos de **Meta**, **Casanare** y **Arauca**. Esa cifra es significativa si se tiene en cuenta que una compañía puede perforar en promedio al año 10 pozos[15].

Las expectativas de Ecopetrol para hallar crudo y seguir elevando su producción en el Meta van más lejos de los campos que explota actualmente. El hallazgo de crudo en el pozo **Akacías-1** del bloque CPO9, que comparte con la canadiense **Talisman**, espera explorar en los bloques que le adjudicó (ANH) en la reciente Ronda Colombia. De los diez bloques exploratorios que le adjudicaron en Colombia, seis están en los departamentos llaneros y corresponden a los bloques **Llanos 6, Llanos 8, Llanos 37, Llanos 38, Llanos 39** y **Llanos 58.** Estos bloques tres están ubicados en el departamento del Meta, uno es compartido entre Meta y Casanare y los restantes se localizan en territorio del departamento de **Arauca**.

[12] *El Portafolio,* "Petroleras invertirán US$ 1.643 millones; adjudicados 78 bloques para explorar*", (8/11/2010)*
[13] EFE, "*La estatal petrolera descubre crudo en un nuevo pozo en Colombia",* (13/12/2010)
[14] El País de Colombia, "*Ecopetrol concluiría su capitalización en 2011*", (22/12/2010)
[15] El Tiempo, "*Ecopetrol enfila su inversión del 2011 al departamento del Meta*", (6/12/2010)

La producción petrolera de Pacific Rubiales en 2010 estuvo aproximadamente 8% inferior a las metas fijadas por la compañía, al ubicarse en 220.000 bpd, con una producción neta de 84.000 bpd. Para este año, la empresa canadiense invertirá en Colombia en proyectos de exploración como consecuencia del inicio de una fase más intensiva en más de 26 bloques[16].

El portafolio de exploración de la empresa, cubre actualmente seis millones 725 mil 673 hectáreas y sigue siendo el mayor portafolio de todas las compañías de actuación en Colombia, con la excepción de Ecopetrol. La compañía expandió su portafolio en el 2010, adquiriendo derechos en seis bloques adicionales en Colombia, en las cuencas de los llanos orientales y Putumayo.

Con respecto a la española **Repsol,** se asoció a un proyecto de exploración conformado por la filial local de Petrobras y Ecopetrol. El acuerdo contempla la entrada de Repsol a la exploración del bloque **Tayrona**, localizado costa afuera en el Caribe colombiano. Petrobras tiene en Colombia en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos, participación en 7 campos de producción (actuando en 5 como operador) y en 15 bloques exploratorios (siendo operadora de 7 de ellos). La producción total operada por Petrobras en territorio colombiano es de 49 mil barriles de petróleo equivalentes por día; el potencial de exploración de nuevas zonas, en los bloques de **Tayrona, RC6, RC7, Cebucan, Balay, Cerrero, Guadual** y en los bloques no operados, permite que se vislumbre un buen escenario de crecimiento para Petrobras[17].

La norteamericana **Chevron** tiene proyectada la puesta en marcha de un programa de perforación en búsqueda de gas a finales de 2011, en asociación con Ecopetrol, en el campo **Chuchupa**, localizado en **La Guajira**. La empresa produce hoy 685 millones de pies cúbicos de gas al día y da suministro a más del 60% de la red de gas del país. Después de terminar el proceso de sísmica, se va a dar lugar a una fase de interpretación y procesamiento de datos para poder definir si existen más reservas[18].

Petroamerica Oil firmó en enero acuerdos definitivos con **Talismán Oil & Gas** para adquirir por 18 millones de dólares en una participación en cuatro bloques de exploración en los llanos del este. Con esta conseguirá 25% en el bloque **El Portón** y un 50% en los bloques **Los Ocarros** y **El Nancy**[19]. Además, Petroamerica podrá obtener un 25% del bloque **El Edén**, excluido el descubrimiento del **Chiriguaro 1**, tras pagar a Talismán un 50% de una cifra máxima de 7,85 millones de dólares para perforar un pozo exploratorio.

Canacol Energy, por su parte, invertirá este año una suma cercana a los 92 millones de dólares en exploración y desarrollo en Colombia con cinco pozos en el campo **Rancho Hermoso**, 28 pozos de delineación y desarrollo en Capella (2.8 pozos netos de acuerdo con el 10% de participación con **Sinochem Group**) y tres pozos exploratorios en los bloques **Tamarín** y **Cederla** en la cuenca poco explorada del **Caguán-Putumayo**[20]. En el primer mes de este año, Canacol inició la perforación del pozo Rancho Hermoso 10. Adicionalmente, la petrolera tiene planes para perforar al menos 4 pozos de desarrollo adicionales en Rancho Hermoso a partir del segundo trimestre de 2011.

Como aspecto negativo si no hay grandes descubrimientos de gas natural en los próximos dos años que compensen el declive de la producción del campo de La Guajira, Colombia comenzaría a enfrentar problemas de abastecimiento. La producción adicional esperada de **Cupiagua** (el otro campo gran productor de gas en el país, ubicado en los

---

[16] Terra,"*Pacific Rubiales invertirá US$1200 millones en Colombia, Perú y Guatemala",* (11/1)
[17] La República, "*Repsol, nuevo socio de Ecopetrol y Petrobras*", (5/1)
[18] La República, "*Chevron incrementará su capacidad en La Guajira*", (25/10/2010)
[19] EFE, "*Petromerica completa la adquisición de derechos de exploración en Colombia*", (4/1)
[20] La República, "*Canacol Energy doblará sus inversiones en 2011*", (29/12/2010)

llanos), por sí sola no es suficiente para solucionar el tema de abastecimiento en el interior en el mediano y largo plazo. Además, sólo en el caso de **Cusiana**, en la actualidad, para mantener las tasas de extracción de crudo, se requiere el 90% del gas producido (2.000 millones de pies cúbicos por día)[21].

Perú. Consolidación de los procesos extractivos y mayor consumo del mercado interno

Perú producirá más de 400 mil barriles diarios de hidrocarburos a partir de 2015, sustentado en el desarrollo comercial de proyectos que ya están en marcha en el sector y por nuevos descubrimientos de reservas adicionales en el norte del país, y también el incremento de la producción en el zócalo continental. También contribuirá a este incremento los descubrimientos de crudo ligero en la selva y, en el caso del gas natural, se iniciará la producción de los campos aledaños a **Camisea**. En octubre último, el país alcanzó un total de 265 mil barriles de petróleo equivalente por día[22]. Con respecto a la producción de gas natural, se duplicó en 2010 frente al año previo, ante una mayor demanda del sector eléctrico en medio de un robusto crecimiento de la economía local. El rubro de la electricidad anotó tasas de crecimiento cercanas a los dos dígitos en los últimos meses. El volumen de gas natural repuntó un 104% el año pasado, a 255,61 millones de pies cúbicos[23].

El mayor aporte de la producción peruana de gas natural el año pasado correspondió al **Lote 88** de Camisea, operado por **Pluspetrol Perú Corporation** con 135'672,762.22 pies cúbicos diarios, seguido del **Lote 56** de la misma empresa con 98'642,260.09 pies cúbicos diarios. Luego se ubica el **Lote 31-C** de **Aguaytía Energy**, que registró una producción de 13,649.74 pies cúbicos diarios de gas natural durante el último mes del 2010. En tanto, **Savia Perú** obtuvo en el **Lote Z-2B** una producción de 12,799.74 pies cúbicos de gas natural por día en diciembre. Le sigue **Petrobras Energía**, operadora del **Lote X,** con una producción de 12,016.65 pies cúbicos diarios de gas natural.[24]

Las empresas petroleras que ya operan en Perú han invertido 5.300 millones de dólares en los últimos cinco años en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En 2010, la inversión fue superior a los 1.500 millones de dólares, y para el periodo 2010-2014 superaría los 9.000 millones.

A mediados de octubre, la empresa petrolera estatal peruana, **Perú-Petro**, calificó a 26 empresas petroleras interesadas en participar en la licitación de 25 lotes para la exploración y explotación de petróleo y gas. La mayoría de estos bloques están ubicados en las Cuencas de los **Ríos Marañon, Huallaga** y **Ucayali**, en la selva peruana. Al culminar la ronda de licitación, se adjudicaron sólo 14 bloques. Las empresas petroleras que obtuvieron los bloques fueron: **Ecopetrol, Repsol, Sinochem, Emerald Energy, Tecpetrol, Hydrocarbon Exploration** y **Pitkin Petroleum**.

Con este proceso de licitación, ya son 101 los bloques de hidrocarburos otorgados para exploración o explotación hasta el momento, lo que es todo un record en la asignación

---

[21] El Tiempo, "*Colombia importaría gas desde el 2014*", (29/11/2010)

[22] *Hidrocarburos Bolivia, "*Perú producirá más de 400 mil barriles diarios de hidrocarburos a partir del 2015, estima Perupetro*", (1/12/2010)*

[23] Reuters, "*Perú duplica producción de gas natural en 2010: Gobierno*", (10/1)

[24] La República, "*Producción de gas natural aumentó el 2010*", (11/1)

de contratos para la exploración de hidrocarburos para el país. No obstante, esta vez el porcentaje de regalías fue uno de los principales elementos considerados por la empresa estatal para otorgar los lotes petroleros, además de otros factores, como el respaldo financiero de las compañías y el compromiso de inversiones en exploración.

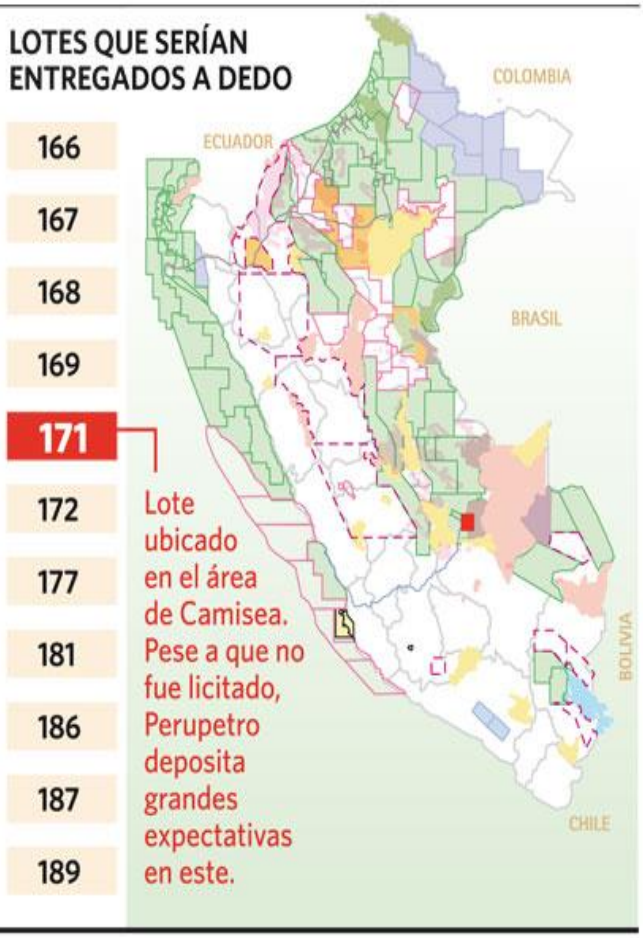
En efecto, Perú-Petro solicitó a las compañías que participaron en la licitación un mínimo de regalías por lote de 15% del valor de producción, y no el mínimo oficial establecido en el actual modelo de contrato base de Perú-Petro, que es de 5%. En respuesta, las empresas respondieron ofreciendo una tasa de regalía promedio de 26%, siendo la máxima ofrecida por Hydrocarbon Exploration de 45% en caso que halle petróleo.

La mayoría de los bloques ofrecidos para la licitación se encuentran en la Amazonía, y esto podría ser un problema importante debido a que hay áreas naturales protegidas y reservas indígenas que podrían verse afectados por la exploración y explotación de hidrocarburos.

LOTES LICITADOS POR PERUPETRO

14 de los 25 lotes ofertados fueron entregados el pasado jueves 14 de octubre. Los 11 restantes serían licitados en el 2011.

Empresa /Consorcio	Lote	Regalía (%)
Tecpetrol International S.L.	174	20.05
Ecopetrol del Perú S.A.	179	15.50
Consorcio Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú Ecopetrol del Perú S.A. e YPF S.A.	182	19.00
Consorcio Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú Ecopetrol del Perú S.A. e YPF S.A.	184	17.11
Consorcio Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú Ecopetrol del Perú S.A. e YPF S.A.	180	17.50
Consorcio Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú Ecopetrol del Perú S.A. e YPF S.A.	176	15.50
Piktin Petroleum PLC	XXVIII	15.00
Emerald Energy Peru SAC	178	33.00
Emerald Energy Peru SAC	173	33.00
Emerald Energy Peru SAC	175	30.00
Emerald Energy Peru SAC	165	30.00
Emerald Energy Peru SAC	185	27.00
Hydrocarbon Exploration PLC	183	45.00
Hydrocarbon Exploration PLC	188	45.00



Fuente: **PERUPETRO.** LA REPÚBLICA

Perú otorgará 2.500 millones de dólares en concesiones este año, entre ellas un gasoducto y depósitos de almacenamiento de crudo. El gasoducto de 1.400 millones de dólares y 1.000 kilómetros se extenderá desde los yacimientos gasíferos de **Camisea** en la selva amazónica del sudeste hasta la ciudad costera norteña de **Trujillo**, abasteciendo a las plantas de harina de pescado y productores de cemento. También se espera la licitación por una concesión de almacenamiento de petróleo, de 400 millones de dólares, en el puerto norteño de **Bayovar**.[25]

En el rubro de inversiones para este año, la canadiense Gran Tierra Energy tendrá protagonismo en Perú. **Gran Tierra** invertirá 7.8 millones de dólares en los trabajos iniciales de exploración del Lote 122, en la selva peruana. El Lote tiene una extensión de 492,766.073 hectáreas y se ubica en los distritos de **Nanay, Punchada, Mazán, Belén, Iquitos** y **San Juan Bautista** en la provincia de **Maynas**.

Pluspetrol, por su parte, invertirá 156 millones de dólares para ampliar la capacidad de procesamiento y almacenaje de la planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural,

[25] Portal Minero**, "***Perú proyecta concesiones por un monto de US$ 2.500 millones en 2011*", (20/12/2010)

ubicado en la provincia de **Pisco (Ica)**. La planta produce alrededor de 85.000 barriles diarios de hidrocarburos líquidos, pero con el proyecto de ampliación ese nivel aumentará a 120 mil barriles por día, es decir, 41% más de capacidad de producción. La ampliación de la planta incluirá una tercera unidad de fraccionamiento de líquidos de gas natural a partir de la cual se obtendrá propano y butano[26].

Además comprenderá una tercera unidad de destilación primaria (topping) de la que se obtendrá nafta, diesel o sus derivados. También se construirá una nueva esfera de almacenaje de líquidos, idéntica a las dos existentes en la planta para compensar eventuales fluctuaciones o interrupciones que pudieran ocurrir en el gasoducto de transporte que proviene de **Malvinas (Cusco).**

Ecuador, perspectivas de incremento de producción y contratos de servicios

La meta de producción de **Petroecuador** para 2011 es de 181 millones de barriles anuales, para lo cual la empresa contribuirá con el aumento de la producción de sus campos, a 51 millones en el mismo periodo.[27] Petroecuador, que extrajo un 61% de los 481.000 barriles por día (b/d) que produjo el país entre enero y octubre de 2010, tendrá un presupuesto de unos 3.974 millones de dólares en 2011[28]. La producción está al alza, se han realizado trabajos de exploración y perforación de pozos, lo cual dio resultados exitosos desde 2010, que terminamos con un promedio de producción de 144.000 barriles diarios y un promedio anual de 142.000, cuando la meta era de 136.000[29].

Petroecuador fijó en 3.974,46 millones de dólares el presupuesto corporativo que regirá para la empresa en el ejercicio económico del año en curso. Del total presupuestado para este año, 1.805 millones, equivalentes al 45,4% se dirigirán a inversiones, mientras 1.791 millones se destinarán a gastos operativos.

En 2010, se incorporaron 50 millones de reservas de petróleo. En el campo **Drago** se obtuvo alrededor de 30 millones de barriles de reserva. El resto de reserva se encontró en los campos **Shushufindi**, en una parte del **Aguarico** y en el **Auca Sur**, donde se ampliaron sus estructuras. Se realizarán tareas exploratorias durante 2011, tales como sísmica 3D en el Oriente y el Litoral; además tres pozos exploratorios que son: **Cobra**, **Aguarico Oeste** y **Chonta**, para los que cuentan con seis torres de perforación.

Dentro del rubro de inversiones, los gastos más representativos estarán en los proyectos de exploración y producción petrolera en donde se planea colocar un total de 549,7 millones de dólares. En los programas de refinación, en cambio, se gastarán 340 millones de dólares, en ellos se consideran la rehabilitación integral de refinería de **Esmeraldas** y la construcción de la nueva refinería en **Manta**, para ello se destinará un total de 391,6 millones[30].

Río Napo, donde Petroecuador posee un 70% y la estatal venezolana **PDVSA**, posee un 30%, podría producir cerca de 20 millones de barriles en 2011, en el campo más

---

[26] Gestión, "*Pluspetrol invertirá US$ 156 mlls. para ampliar planta de Pisco*", (4/1)
[27] América Económica, "*Petroecuador estima una producción petrolera de 181M de barriles en 2011*", (29/12/2010)
[28] Terra, "*Petrolera ecuatoriana tendrá presupuesto de USD 3.974 millones en 2011*", (4/1)
[29] La Hora, "*Petroecuador alcanza máxima producción*", (14/1)
[30] *El Universo,* "Petroecuador destina el 9,5% para Petrochina*", (5/1)*

productivo del país, el Sacha.. El resto de la producción provendría de firmas del sector privado.

En Ecuador, las reservas de petróleo en 2010 fueron de 1.470 millones de barriles; cifra que planea ampliar tras el compromiso de las petroleras privadas de invertir en este campo, con los trabajos de optimización de los campos maduros **Shushufindi**, con un promedio diario de 48.000 barriles**, Auca** con 38.000**, Libertad, Lago Agrio** y **Cuyabeno**, en explotación por **Petroecuador**, y con la entrada a concurso de licitación de los campos del sur oriente de la **Amazonia** en Pastaza y Morona Santiago, que se realizará en abril del presente año, en un intento por captar mayor inversión privada[31]. Las firmas que recibieron la información técnica de los campos son entre otras las multinacionales **Schlumberger, Halliburton** y **Baker & Hughes**.

Las compañías trabajarán en un proceso llamado recuperación secundaria o recuperación mejorada, que implica actividades como la inyección de dióxido de carbono o vapor de agua en un yacimiento, para facilitar la extracción del crudo. Se espera que la producción de los campos aumente entre un 7% y un 15%[32].

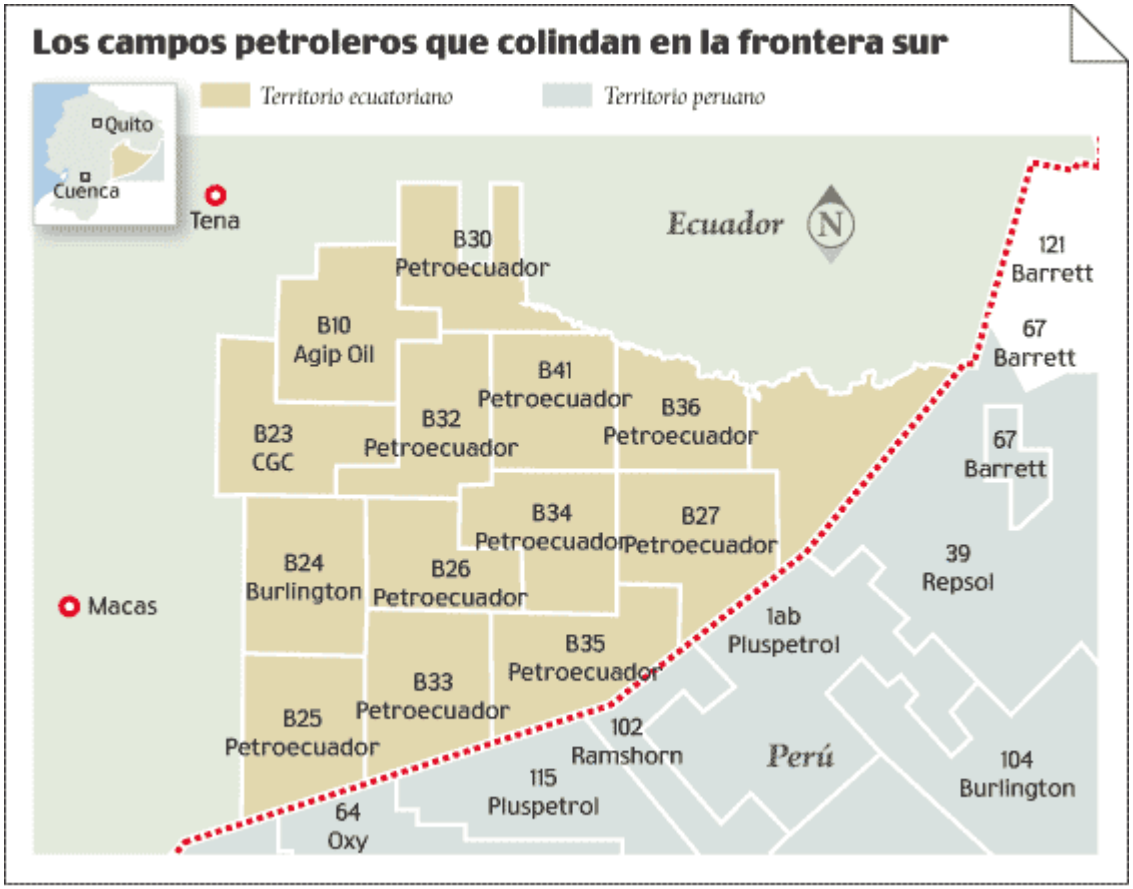
La brasileña Petrobras, la china **CNPC**, la subsidiaria de la estadounidense **Energy Developmente Nobel** y el consorcio ecuatoriano **Canadá Grande** abandonaron el país y sus campos pasaron a ser operados por las empresas públicas Petroecuador y Petroamazonas. En el país siguen operando la española **Repsol-YPF**, el consorcio chino **Andes Petroleum** y **PetroOriental**, la estatal chilena **Enap** y la italiana **Eni**.

Las nuevas licitaciones de abril estarán normadas por la reforma que determinó una tarifa a entregarse a las petroleras por los servicios que presten en las actividades de exploración y extracción del crudo. Ese valor aumentará en función de los costos de la compañía, el riesgo de exploración, las inversiones y las reservas del campo. En el caso de los bloques del sur oriente, las compañías deberán retomar las actividades de exploración que el Estado ecuatoriano inicio en la zona hace cerca de 30 años. Estos yacimientos fueron explorados y descubiertos entre 1983 y 1984 por la **Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE).** Pero los campos no se desarrollaron por falta de infraestructura para transportar le crudo.[33]

Para transportar el petróleo de los bloques del sur oriente Ecuador deberá firmar un convenio de cooperación con Perú. Con ello, el país podrá utilizar el sistema de oleoductos peruano, ya que los bloques colindan con áreas de donde seis compañías extraen petróleo. La opción es factible ya que las petroleras que producen del lado peruano usan el **Oleoducto Trasandino** que está ocupado a la mitad de su capacidad. El petróleo de los yacimientos sur-orientales es semipesado. Además, estos yacimientos no fueron desarrollados cuando fueron descubiertos, porque en ese momento el país tenía importantes reservas de crudo liviano y no era tan rentable la explotación de esas áreas.

---

[31] *Milenio,* "Ecuador sacará a licitación campos que petroleras devolvieron al Estado*", (11/12/2010)*
[32] *Hidrocarburos Bolivia,* "Petroecuador optimizará los campos maduros*", (21/12/2010)*
[33] *El Comercio,* "El país mira hacia el sur para extraer petróleo*", (2/8/2010)*



Una segunda opción es el transporte dentro del país, ya sea por el lado de **ITT** al nororiente de la Amazonía o por el lado de los bloques 20, 24 y 25 al lado occidental que se conectan con el **Oleoducto de Crudos Pesados (OCP).** En cualquiera de los casos, el crudo deberá ser tratado antes de su transporte. Para ello se deberían instalar *upgraders*, que mejoran los grados API del crudo y reducen su porcentaje de azufre para que puedan ser transportados. Sin embargo, esta tecnología implica costos cercanos a los 3.000 millones de dólares para una refinación cercana a 100.000 barriles.

Argentina, entre el gas no convencional y la participación china

No obstante, la Argentina depende de las importaciones de gas boliviano para satisfacer la propia demanda interna (el país incrementará la compra del insumo en Bolivia de 5 a 7,7 millones de metros cúbicos por día)[34], las inversiones en el sector están

[34] Los Tiempos, *"YPFB: Argentina comprará más gas"*, (15/12/2010)

invirtiendo la tendencia negativa de los últimos años. Encabezado por el interés de capitales chinos y nacionales, lo que constituyen factores dinámicos de un cambio interno en el panorama tradicional del sector. Un dato adicional, y no desdeñable, es la participación del gas no convencional. Hace tiempo que las compañías internacionales investigan gas shale y tight en Argentina.

La producción de hidrocarburos en Argentina siguió cayendo en 2010, en niveles del 1% en el caso del petróleo y del 3% en el del gas. Son números negativos pero, si se tiene en cuenta que en años anteriores la proporción de la baja fue mayor, se nota que la disminución se desaceleró y es posible que este año termine con números positivos por primera vez en mucho tiempo.

Entre los datos relevantes que ocurrieron a finales del 2010 y que modificarán el mapa petrolero argentino se encuentra la retirada de **British Petroleum** del país y una mayor presencia de las petroleras chinas, con el caso paradigmático de **CNOCC** con la familia **Bulgheroni** en la petrolera **Pan American Energy (PAE). Bridas** y CNOOC pagarán 7.059 millones de dólares por el 60% de PAE. Cada uno pagará 2.470 millones de dólares, mientras que el resto será con financiación de terceros. Se espera que la operación sea completada a mediados de 2011. PAE produce 240.000 barriles de petróleo por día. En algunos de sus yacimientos, como **Cerro Dragón**, la mayor reserva petrolera del país, la productividad subió más del 70%. Su contrato con **Chubut** incluye un alza en la producción de crudo del 9% por año y una inversión de 2.000 millones de dólares hasta 2017.

A fines de año, la china **Sinopec** compró a **Occidental Petroleum (Oxy)** por unos 2.450 millones de dólares, lo que le permitirá participar en la explotación de 23 sitios de gas y petróleo en las provincias de **Chubut, Santa Cruz** y **Mendoza**. La operación se cerrará antes del final del primer trimestre de 2011[35].

YPF permanece como la primera petrolera del país gracias a poseer diez yacimientos de gas en la región de Neuquén que contienen el 57,9% de las riquezas totales del mercado argentino. En los últimos meses YPF hizo una serie de anuncios de descubrimientos de gas, tras estudios de gabinete y cuatro pozos perforados en una sola cuenca. ¿Anuncio prematuro? Coincidiendo con la venta de importantes paquetes accionarios de YPF… ¿será casualidad?

YPF anunció el descubrimiento de un volumen de gas no convencional de 4,5 TCF, que elevó a 16 años las reservas de la compañía, lo que representaría más de 4 veces el consumo actual del país, aunque resta certificar los recursos, por ahora estimados. Cuatro pozos de tight gas, con una producción inicial diaria de 100.000 m3 de gas cada uno. Sin embargo, se cree que las formaciones **Los Molles** y **Vaca Muerta** alojan en sus entrañas 257 TCF en este tipo de hidrocarburo, 26 veces lo que contenía Loma La Lata en sus comienzos. YPF invirtió 10 millones de dólares en la perforación del primer pozo de gas no convencional en Argentina.

Lo que YPF descarta es que el hallazgo de gas en Neuquén asegure un mayor abastecimiento del hidrocarburo para 2011. De hecho, la compañía asume que, con suerte, se incorporaría al sistema a partir de 2012[36]. A fines de diciembre se sumó otro hallazgo, por parte de **Tecpetrol**, cerca de la ciudad de Neuquén que promete 142 metros cúbicos de crudo y 30 mil de gas por día.

El grupo petrolero francés **Total**, por su parte, adquirió participaciones en cuatro permisos de exploración en Argentina, en asociación con YPF, para evaluar su potencial para extraer "*shale gas*", un tipo de gas alojado en la roca madre. Atribuidos hace seis años,

---

[35] El Patagónico, "*Una petrolera China compró Oxy Argentina*", (10/12/2010)
[36] Los Andes, "*El "nuevo" gas de Loma de la Lata, recién en 2012*", (9/1)

esos permisos están situados en la cuenca de Neuquén.m Total adquirió el 42,5% del permiso de "*Aguada de Castro*" y "*Pampa las Yeguas II*", de la cual será el operador.
Además, la compañía francesa tendrá una parte de 40% en "*Cerro Las Minas*" y del 45% "*Cerro Partido*", que serán operadas por YPF, filial del español Repsol. A principios de 2010, Total ya había comprado participaciones por un 85% en dos permisos de exploración por ese tipo de gas en Argentina. En total, el grupo francés tiene 1.548 km2 de zona de interés vinculada con el "shale gas" en Argentina.

En tanto, **Pampa Energia** hizo un acuerdo con Petrobras para extraer en forma conjunta gas natural en un área del suroeste de Argentina. El acuerdo prevé una inversión de 16 millones de dólares en la perforación de pozos en el área **El Mangrullo**, en la provincia de Neuquén[37]. Se calcula la obtención de una producción total de 400.000 metros cúbicos de gas natural al día que será destinada a abastecer la vecina central térmica Loma La Lata.

Buena parte de las inversiones que las compañías colocaron en 2010 en la **Cuenca Neuquina** fue a parar a yacimientos ubicados en la provincia de **Río Negro.** Algunas de las grandes petroleras que operan en el país, como **YPF, Petrobras** y **Apache** fueron las protagonistas. Como consecuencia directa de esas inversiones la producción de petróleo en la provincia creció un nada despreciable 11% y hay yacimientos que quintuplicaron su nivel extractivo. De todos modos, las empresas están mejor posicionadas para este año, ya que habrá una concentración de inversiones en los yacimientos de la zona de **Catriel**[38].

Hace años que YPF y **Perez Companc** (hoy Petrobras y **Petrolera Entre Lomas**) tienen desarrollo petrolero en la zona de Catriel. Por eso parece extraño que la producción de algunas áreas creciera de manera tan notable durante el último año.

Los mejores resultados que se obtienen de yacimientos maduros, como los de Neuquén y Río Negro, difícilmente obedezcan a hallazgos de reservorio no detectados antes sino más bien a la aplicación de tecnología que hasta hace unos años no existía, tanto para interpretar estudios anteriores como para perforar y estimular la roca de modo que libere el hidrocarburo.

Es muy posible que Río Negro concluya el 2011 con más cantidad de pozos perforaros que Neuquén. En los primeros días de enero, se aprobó el proyecto gasífero **Cañadó de la Zorra**, en la provincia de Neuquén, y lo incorporó al programa *"Gas Plus*", para incentivar la producción de fluido. El proyecto fue presentado por **Total Austral**, para la producción de gas en ese lugar. Esa compañía es la operadora de **Agua Pichana UTE**, integrada también por **Wintershall Energía, Pan American Energy** e **YPF**.[39]

La norma establece que el 85% de la producción que obtenga YPF en este proyecto se regirá por las reglas del programa, mientras que el 15% restante se destinará a cubrir los defectos de inyección derivados del cumplimiento de los compromisos asumidos en el marco del acuerdo con los productores de gas natural 2007-2011.

Bolivia, año de despegue para YPFB

Pese a la gran potencialidad geológica que tiene Bolivia, para contener en las diferentes **Cuencas Geológicas del Subandino Sur, Subandino Norte, Madre de Dios** y **Altiplano**, grandes reservas de gas y petróleo, principalmente en rocas del

---

[37] EFE, "*La argentina Pampa Energía se asocia a la brasileña Petrobras para producir gas",* (10/12/2010)
[38] Rio Negro On Line, "*Los yacimientos de la provincia de Río Negro vuelven a atraer inversiones*", (21/12/2010)
[39] Diario Jornada, *"Aprueban proyecto gasífero en Neuquén*", (7/1)

Huamampampa, **Icla** y **Santa Rosa de edad Devónica**, hasta la fecha, las actividades en el campo exploratorio y de desarrollo ha sido muy incipiente[40].

En 2011, Bolivia producirá 31,5 millones de metros cúbicos por día de gas natural, un volumen suficiente para atender las exportaciones a Brasil, Argentina y al mercado interno. En 2010, el promedio de venta de gas natural a Argentina alcanzó a cinco millones de metros cúbicos por día, pero desde este año se proyecta un aumento a siete millones de metros cúbicos por día. La oferta de gas natural al mercado interno también subirá a 8.5 millones de metros cúbicos diarios, un millón más que el volumen actual[41].

2011 será el punto de despegue de las actividades de la estatal YPFB como efecto de las inversiones proyectadas en el área de exploración y como efecto de un incremento de las inversiones entre los productores de gas natural y petróleo. Este año, YPFB desarrollará un agresivo programa de prospección que incluye la perforación de 15 pozos exploratorios. La inversión total en el sector alcanzará los 1.751 millones de dólares, de los cuales 351 millones se destinarán a exploración y 812 millones a explotación[42]. Un incremento en 20 veces la inversión realizada en este sector el 2010[43]. El año pasado se perforaron sólo cuatro pozos de prospección: el **RGD-22** y el **RGD-81** en **Río Grande**, el **Aquio X-1001** en **Incahuasi**; y el **DRD -X3ST** en el departamento de **Santa Cruz.**

A fines de diciembre YPFB y Repsol dieron inicio a las tareas de perforación del pozo **Sararenda X-1 (SRR-X1)** en el campo **Guairuy** de **Camiri**, que alcanzará una profundidad estimada de 4.800 metros y se prevé que contiene reservas estimadas en 1,2 billones de pies cúbicos y 34 millones de barriles de condensado[44]. SRR-X1 se encuentra en la provincia **Cordillera de Santa Cruz**, demandando un presupuesto inicial de 55 millones de dólares para alcanzar la formación **Huamampampa** de forma similar al trabajo desarrollado en los campos San Alberto, Margarita, Sábalo, Itaú, Tacobo y Huacaya, todos ellos pertenecientes a la cuenca subandina y ricos en reservas hidrocarburíferas[45].

El potencial encontrado se sumará a las otras cuatro áreas de reservas de gas que se hallaron durante este año: **Incahuasi, Quío, Ipati** y **Río Grande**, las que no serán incluidas en el informe de **Ryder Scott**, que elaboró un estudio sobre las reservas de gas en Bolivia antes de 2009.

El estudio del **Plan de Exploración 2011-2020** de YPFB estable que Bolivia tiene "*un potencial gasífero de 54 TCF* (trillones de pie cúbicas, por sus siglas en inglés) *y petrolífero de 1.409 MMBbl* (millones de barriles de líquidos)". El objetivo es incentivar la actividad exploratoria para incrementar las reservas probadas de hidrocarburos del país. Para 2011, el plan contempla también la "*exigencia*" del cumplimiento de los compromisos de exploración de los 43 contratos de operación vigentes suscritos con las empresas petroleras y el inicio de las actividades de prospección en el marco de la firma de nueve convenios de estudio.

El consorcio conformado por **Repsol YPF, BG Bolivia** y **PAE** invertirá 1.298 millones de dólares en el desarrollo de los campos **Margarita** y **Huacaya**, con el objetivo de incrementar la producción de gas natural a 14 millones de metros cúbicos por día hasta el 2014. Se prevé también la construcción de dos módulos de procesamiento, además de la perforación de cuatro pozos de desarrollo en Margarita y otros tres en Huacaya[46]. El incremento de la producción de hidrocarburos líquidos de los campos Margarita y Huacaya del bloque **Caipipendi** se sumará al de Sábalo del bloque **San Antonio** y otros como **San**

---

[40] *Hidrocarburos Bolivia, "*Margarita y el potencial exploratorio boliviano*", (13/1)*
[41] La Prensa, "*En 2011, la oferta de gas natural crecerá*", (25/12/2010)
[42] *La Razón, "*YPFB proyecta perforación de 15 pozos de sondeo el 2011*", (30/12/2010)*
[43] *La Razón, "*YPFB invertirá 20 veces más en tareas de exploración el 2011"*, (22/12/2010)*
[44] Hidrocarburos Bolivia, "*Inician perforación de pozo Sararenda X-1*", (21/12/2010)
[45] Los Tiempos, *"Inauguran perforación del pozo Sararenda X-1",* (22/12/2010)
[46] *Hidrocarburos Bolivia, "*Gas: $us 1.298 millones para Huacaya y Margarita*", (12/12/2010)*

Alberto, y los campos **Itaú** e **Incahuasi**. Repsol YPF, por su parte, gestiona con YPFB la concesión de dos áreas en la región oriental (**Capiguazuti** y **Río Salado**).

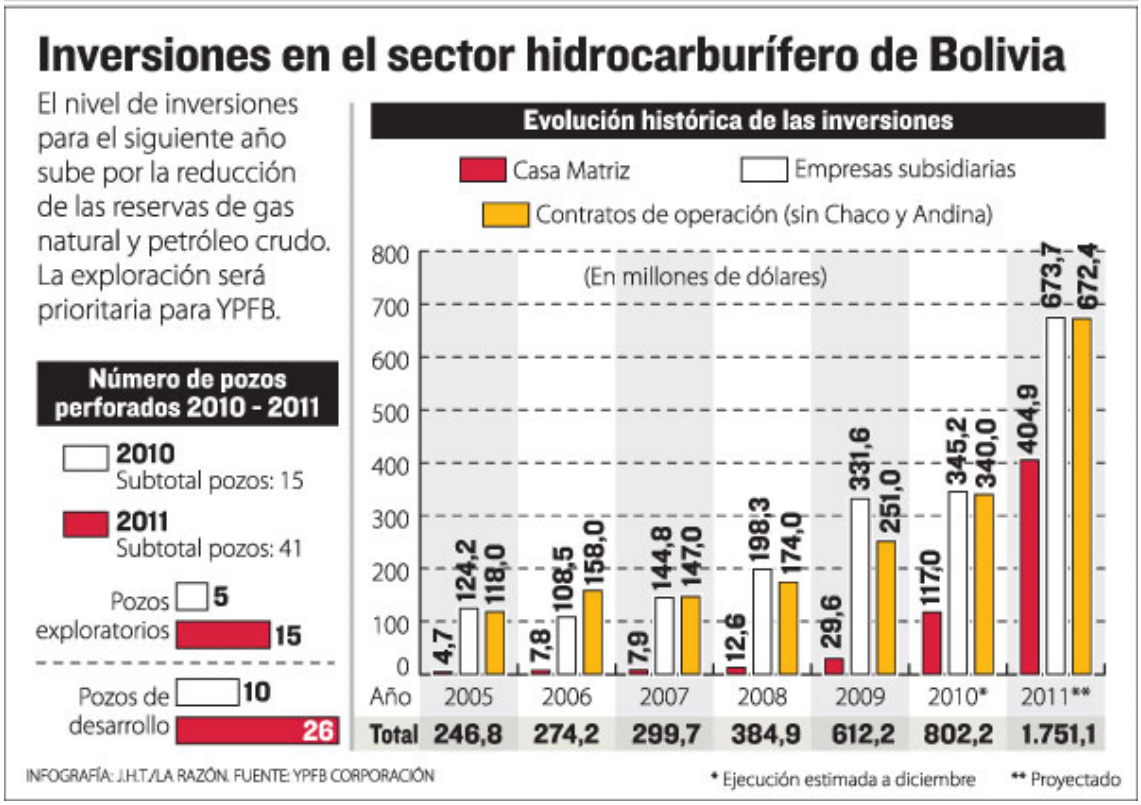
En el bloque **San Alberto** se invertirán 214 millones de dólares en el próximo quinquenio para la perforación de cuatro pozos, entre ellos el **SAL-15**, con un volumen de gas natural adicional de 1,70 millones metros cúbicos por día. **YPFB** y las operadoras tienen previsto invertir 96,1 millones de dólares en la perforación de los pozos SAL-15 y **SAL-17**, planchadas **SAL-X11** y **SAL-16** (en 2012), ducto SAL-15 y una planta de agua, para sustentar la producción de gas natural en 13,2 millones de metros cúbicos por día.

El pozo SAL-17 se encuentra en proceso de perforación y los trabajos alcanzaron una profundidad de 5.285 metros y entrará en producción este año. También para el año 2011 se planificó el inicio de trabajos en el pozo SAL-X11, las tareas programadas incluyen el abandono del pozo actual (vertical) y la realización de un desvío para su conversión en un pozo casi horizontal para incrementar su producción diaria. Las obras del pozo SAL-16 comenzarán a finales de 2011, un pozo multilateral y equipado para completación inteligente. Asimismo, se tiene prevista la construcción y montaje de un ducto y facilidades para el pozo SAL-15 destinado al transporte de hidrocarburos desde el pozo hasta la **Planta de Gas de San Alberto (PGSAL)**.

El SAL-15, es el primer pozo perforado de la segunda fase del desarrollo del Campo de Gas San Alberto, y el primer pozo en Bolivia de tipo multilateral (dos ramas), equipado con sistemas de válvulas de producción inteligente y sensores de presión, temperatura y caudal para cada rama, donde se aplicaron tecnologías de avanzada[47].

La evolución general de la obra es del 64%, el ducto tiene un avance del 89%, el avance general de facilidades de la planta es del 50%, el pozo registra 10% de avance y su conclusión está prevista para marzo de 2011. Para el transporte de hidrocarburos desde la planchada del pozo hasta la PGSAL, también se comprará cañería que será empleada en la construcción y montaje del ducto y facilidades para el pozo SAL 17. La ampliación de la capacidad de almacenaje PGSAL cuenta con un avance general del 99% y se prevé concluir el proyecto en abril próximo.

[47] *Hidrocarburos Bolivia,* "San Alberto incrementa la producción de gas natural con cuatro nuevos pozos*", (8/12/2010)*



El plan de YPFB permitirá la búsqueda de mayores reservas de petróleo o crudo en campos potenciales ubicados en los departamentos de **Beni, Pando** y **La Paz**. La nueva política exploratoria permitirá incrementar el déficit estructural en la producción de hidrocarburos líquidos en el país que en este momento se halla supeditada a la extracción de condensado, asociado al gas natural[48].

YPF Petroandina SAM, empresa estratégica conformada con participación de la venezolana **PDVSA**, invertirá 140 millones de dólares en 2011 en tareas de exploración petrolera que se extenderán desde la búsqueda de petróleo en La Paz hasta las tareas de prospección de nuevas reservas de gas natural en el chaco boliviano. YPF Petroandina SAM perforará el pozo exploratorio **Timboy TBY X2** en el área **Aguarague Sur "A"**, donde invertirá 31 millones de dólares.[49]

Entre otras actividades, complementará la interpretación de los datos sísmicos relevados en el bloque **Lliquimuni** para encarar la perforación de otro pozo, al norte del departamento de **La Paz**, en una región donde se reportó la existencia de emanaciones naturales de petróleo. La subsidiaria de la estatal invertirá 102 millones de dólares en la adquisición de 950 kilómetros de sísmica 2D en los campos **Iñau** e **Iñiguazu**, también ubicados en la zona tradicional de explotación gasífera, en el chaco.

Los contratos suscritos con YPFB Petroandina SAM guardan una potencialidad de 1,6 TCF y 196 MMBbl en el subandino norte, en la zona no tradicional en la que se hallan las áreas **Chepite, Lliquimuni, Madidi** y **Chispani**. En el Subandino Sur existe probabilidad de confirmar reservas.

Los convenios con **GTL Internacional** para la exploración de las áreas de **Río Beni, Almendro, Itacaray** y **Cupecito** fueron derivados a la Asamblea Plurinacional para su aprobación; de **EP Ltda** en **Sanandita** también está en el Legislativo; de **Gazprom-Total** para el bloque **Azero** está en negociación; de **Global Bolivia** para el **Madre de Dios**

[48] Los Tiempos, "*Las petroleras son más audaces*", (2/1)
[49] Hidrocarburos Bolivia, "*YPFB y petroleras invertirán $us 812 millones el año 2011*", (30/12/2010)

y **Sayurenda** fueron aprobados por el directorio de YPFB que prepara la documentación legal para su firma; y el de **Pluspetrol** en **Huacareta** también está en negociación.

En 2010, Bolivia extendió su infraestructura de ductos con la construcción de 134 kilómetros de gasoductos para el mercado interno, lo que ha permitido incrementar la capacidad de transporte de gas natural en 28 Millones de pies cúbicos por día (MMpcd) y 464 barriles por día (bpd) a través de los proyectos **Gasoducto Carrasco Cochabamba (GCC), tramo I** y **Gasoducto al Altiplano Tramo 3b (GAA III-b)** que administra YPFB Transporte.

A la fecha están en su última fase estudios de ingeniería a detalle (diseño final) para expandir los servicios de transporte por ductos hacia el sur, este y oeste del país. Asimismo, la construcción del Gasoducto de Integración con la **Argentina Juana Azurduy de Padilla (GIJA)** que elevará los volúmenes de exportación a la con un promedio de entrega de 4,44 MMmcd hasta un máximo de 7,75 MMmcd. Por otro lado, **Gas Transboliviano (GTB)** ha realizado la perforación horizontal direccional de 5.700 mts en el cruce **Río Grande** para garantizar la entrega ininterrumpida de gas al Brasil, con un promedio de entrega de 26,30 MMmcd hasta un máximo 31.67 MMmcd.

Hasta hoy, el sistema de transporte de gas natural tiene una longitud que sobrepasa los 4.500 kilómetros, de los cuales **YPFB Transporte** es el responsable de operar aproximadamente el 73%, **GTB** 11%, **Transierra** 9% y **Gas Oriente Boliviano**, 7%.[50]

México, decepciones y caída de la producción

Pemex se ha quedado atrás en comparación con otras empresas petroleras estatales de América Latina. En 2005, Pemex producía 3 millones 760 mil barriles diarios de petróleo. Informes de la gubernamental **Comisión Nacional de Hidrocarburos** indican que en 2010 la extracción promedio fue de 2,5 millones de barriles al día, la producción más baja desde 1990.

El activo Integral **Ku-Maloob-Zaap (KMZ)** se consolidó en 2010 como el principal activo productor de hidrocarburos en México, al alcanzar una producción diaria de 850 mil barriles de crudo y contribuir con 33% de total. Asimismo, el activo produjo diariamente 320 millones de pies cúbicos de gas asociado, con un índice de aprovechamiento superior a 95%, reduciendo de este modo la emisión de contaminantes a la atmósfera[51]. En los últimos años la extracción de petróleo KMZ ha presentado una tendencia ascendente, superando las expectativas originales, por lo que el reto en los próximos seis años será mantener la plataforma de 850 mil barriles/día. Para lograr este objetivo implementarán nuevas tecnologías para la perforación y la terminación de pozos no convencionales, a fin de aumentar el área de contacto con el yacimiento e incrementar así el volumen de hidrocarburo recuperado.

Entre los aspectos negativos, Pemex no realizó una sola licitación de obras cuyo valor de contrata fuera superior a los 200 millones de dólares. Para la construcción de la nueva refinería en **Tula**, **Hidalgo**, solamente puso a concurso público la barda perimetral del predio. En la explotación de crudo no hubo más que la licitación de los buques tanque

---

[50] *Hidrocarburos Bolivia, "*En 2010, Bolivia incrementó su capacidad de transporte por ductos*", (13/1)*

[51]Terra, "*Se consolida Ku-Maloob-Zaap en 2010 como principal productor de crudo*", (12/1)

que fue declarada desierta a mitad de año[52]. También quedaron pendientes las licitaciones de diversos ductos, la construcción de plantas productoras de combustible bajo en azufre y la reconfiguración de la refinería de **Salamanca**, en el estado de **Guanajuato.**

Sin embargo, los planificadores de Pemex prevén que tres campos de crudo, que firmas privadas volverán a desarrollar, contribuirán con 42 mil barriles por día (bdp) en nueva producción de crudo para 2016. La producción de los campos **Carrizo, Magallanes** y **Santuario** aumentará a 54 mil bpd para 2016, desde poco más de 12 mil bpd. El pronóstico de Pemex asume que mil millones de dólares serán invertidos en esos campos entre 2011 y 2016.

Los inversionistas enfrentarán retos a causa de las viejas instalaciones en esos campos, que en muchos casos tiene entre 30 y 40 años de antigüedad. En particular el campo Carrizo, el más pequeño en oferta, que ha estado cerrado desde 2000 y no se le han realizado trabajos de mantenimiento desde entonces.

La extracción de crudo y gas natural en el **Complejo de Chiconpetec** no alcanzó las proyecciones esperadas por Pemex para 2010, al quedar 14,4% debajo de lo proyectado para este año. La producción de crudo promedio durante el año fue de 41 mil barriles diarios de los 47,7 mil proyectados en 12 meses. Una diferencia negativa de 6 mil 700 barriles de crudo[53]. La producción de gas en la cuenca de Chincontepec tampoco alcanzó las proyecciones hechas por la paraestatal, ya que durante el año sólo alcanzó 85 millones de pies cúbicos diarios cuando sus expectativas eran de 88 millones diariamente.

Los nuevos contratos integrales para Chicontepec saldrán en el 2011 y de acuerdo con la paraestatal se tiene previsto extraer de este yacimiento aproximadamente 800.000 barriles diarios para el 2017. En 2012 saldrán los nuevos contratos integrales para la exploración de yacimientos petrolíferos en aguas profundas, junto con un nuevo régimen fiscal para este tipo de campos[54].

Pemex espera que los campos petroleros de Chicontepec y los de aguas profundas se conviertan en los principales productores de petróleo en el largo plazo, luego de que el crudo en la zona de aguas someras se está agotando. En ese sentido, trabaja en la definición de un Plan Estratégico de largo alcance, en el cual se detallan las estrategias petroleras para utilizar al máximo los contratos integrales o incentivados. Los contratos serán diferentes a los que se tienen definidos para los campos maduros, dados los diferentes retos que se tienen que enfrentar.

El objetivo establecido es que los campos maduros aportarán 15% de la producción mexicana para 2025, cuando se deberá tener una explotación de 3 millones de barriles diarios. Actualmente, la meta es que por medio de los contratos incentivados se puedan aportar a la oferta del país a 400 mil barriles diarios de crudo. En los tres tipos de contratos que se deberán de poner en marcha –campos maduros, aguas profundas y Chicontepec- la paraestatal será la administradora de los contratos pero además asume labores de vigilancia y supervisión en las actividades a realizar como son perforación de pozos y producción de crudo.[55]

En relación a aguas profundas, el regulador mexicano empleará nuevas reglas para la exploración dirigidas a prevenir un derrame de crudo como el del pozo **Macondo** de **BP,** aunque no incluye detener las actividades durante las revisiones de seguridad. Pemex debe certificar que tiene un seguro u otros recursos financieros disponibles para cubrir cualquier pérdida o pagar compensaciones por cualquier accidente en aguas profundas[56].

---

[52] CNN Expansión, "*Pemex cierra 2010 sin megaproyectos*", (4/1)
[53] E-Consulta, "*Chicontepec cierra 2010 con 14% menos de producción prevista de crudo"*, (26/12/2010)
[54] *El Economista, "*Pemex alista contratos integrales para explorar en aguas profundas*", (13/12/2010)*
[55] *Milenio, "*Chicontepec y aguas profundas pilares de la producción petrolera*", (11/1)*
[56] Reuters, "*México revela nuevas reglas para exploración en aguas profundas",* (11/1)

Pemex espera tener cuatro plataformas para exploración de crudo en aguas profundas en el Golfo para el 2012 y existen planes a largo plazo para contratar a empresas internacionales con el fin de perforar más pozos.

Venezuela, el incierto destino del país petrolero

La producción venezolana de crudo subió a 2,80 millones de barriles por día (bpd) en octubre contra 2,75 millones de bpd del mes previo, según el **Ministerio de Energía y Petróleo**.[57] En el aspecto de las exportaciones petroleras del país, cayeron un 6,3% en el 2010 a 2,32 millones de barriles por día (bdp) por un mayor consumo interno y una menor producción. La caída de las exportaciones totales estuvo marcada por una baja del 17,3% en los despachos de productos derivados, que promediaron 359.945 bpd, mientras que los envíos del crudo mejorado, proveniente de la Faja del Orinoco, disminuyeron un 7,2% a 364.624 bpd[58].

Los cuatro mejoradores que convierten hasta 620.000 bpd de crudo extra-pesado en un producto apto para su exportación, y en donde participan las firmas **Chevron, Total, Statoil** y **BP**; trabajaron de manera intermitente durante 2010, por diversas fallas y paradas no programadas. En paralelo, la creciente demanda del mercado interno, que lucha por superar una crisis eléctrica que requiere más combustibles para generación, consumió parte de los barriles de diesel y fuel oil que en 2009 se destinaron a exportación.

El circuito refinador venezolano de Pdvsa, de 1,3 millones de bpd de capacidad total, también tuvo tropiezos a lo largo de 2010, principalmente a causa de un temporal que dejó más de 100.000 damnificados y que afectó los despachos en algunos puertos. Los envíos de crudo bajaron un 6,4% a 1,53 millones de bpd desde los 1,64 millones de bpd del 2009. Pese a la caída de las exportaciones petroleras, que representan el 95% de las divisas que alimentan la economía venezolana, el país sudamericano logró reducir en un 15,5% sus importaciones a 81.850 bpd desde los 96.869 bpd del año previo, debido a una menor compra de derivados.

Vayamos ahora a los números de Pdvsa. Según el **Bank of America-Merrill Lynch**, Pdvsa tendrá problemas en su flujo de ingresos, aún con los altos precios del crudo. La estatal vende un tercio de las exportaciones por debajo del precio de mercado y 40% de las ventas externas son a crédito. 1 millón de barriles diarios serán vendidos a precios de mercado y cerca de 500.000 barriles diarios colocados bajos las condiciones especiales que rigen en los acuerdos de cooperación energética. Los cálculos parten del hecho de que Pdvsa durante este año sólo recibirá la mitad de lo que venda dentro de los convenios. La otra parte será pagada en un plazo que puede llegar a 25 años, como ocurre con el acuerdo de Petrocaribe.

La meta oficial de exportación petrolera en 2011 está en 2,6 millones de barriles por día, pero el Bank of America-Merrill Lynch advierte que, en el mejor de los casos, las ventas externas de Pdvsa alcanzarán 1,8 millones de barriles diarios. En lo que respecta a los precios, la proyección es que la cesta venezolana registre un promedio anual de 75 dólares por barril durante 2011, 87,5% por encima de la referencia de 40 dólares por barril que utilizó el gobierno venezolano para determinar el aporte fiscal en el presupuesto público y que básicamente abarca el pago de la estatal por regalía e impuesto sobre la renta.

---

[57] El Universal, "*Producción de crudo en Venezuela en 2,8 millones de b/d",* (20/12/2010)
[58] Reuters, "*Exportación petróleo Venezuela cae 6,3 pct en 2010*", (13/1)

Los números del banco estadounidense muestran que los ingresos de Pdvsa estarían este año entre 41,9 mil millones y 69,7 mil millones de dólares, límites que corresponden a un escenario conservador y otro optimista, de producción y exportación respectivamente. El documento señala que pese a los problemas de producción y exportación, Pdvsa contaría con los recursos para honrar sus obligaciones este año, pero pudiera concluir 2011 sin disponibilidades en su flujo de caja, salvo que se cumpla el escenario más optimista.

En lo que respecta a las inversiones, el desarrollo de los proyectos de explotación de la **Faja del Orinoco** entre PDVSA y varias empresas petroleras chinas implicará 40 mil millones de dólares hasta el 2016[59]. En los bloques **Junín 1 y 8**, **Sinopec** y PDVSA trabajarán para extraer hasta 400 mil barriles diarios de crudo extra-pesado (a razón de 200 mil en cada uno). Estos proyectos están sujetos a la construcción de la refinería de **Cabruta**, que procesaría unos 200 mil barriles diarios de crudo en **Guárico**.

Otros proyectos con la firma **China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)**, que estará en el proyecto de gas costa afuera Mariscal Sucre, el cual se espera inicie sus operaciones y producción en 2012, después de varios años de retrasos. También acordó con la empresa **China National Petroleum Corporation (CNPC)** el acuerdo para la creación de la empresa mixta del Bloque Junín 4, que tiene una capacidad de producción de 400 mil barriles diario de crudo extra-pesados que se procesarán en un mejorador.

Una vez que CNPC y Sinopec empiecen con la extracción de crudo de sus respectivas áreas -falta por culminar la certificación de reservas de algunos bloques-, China se convertirá en uno de los principales actores del mercado petrolero local con casi un millón de barriles diarios de producción

La francesa **Total** planea elevar la producción de gas natural en el campo **Yucal-El Placer**, en **Guárico**, de unos 100 millones de pies cúbicos diarios hasta unos 300 millones diarios, dentro de un proyecto que se desarrollaría hasta el año 2015. Total tiene previsto invertir en este plan cerca de mil millones de dólares. En el campo se calculan unas reservas de 2,1 billones de pies cúbicos de gas seco[60].

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.
Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com

[59] El Universal, "*Pdvsa y China invertirán $40 mil millones en la Faja*", (3/12/2010)
[60] El Universal, "*Total aspira a triplicar la producción de gas en campo Yucal-El Placer*", (20/11/2010)