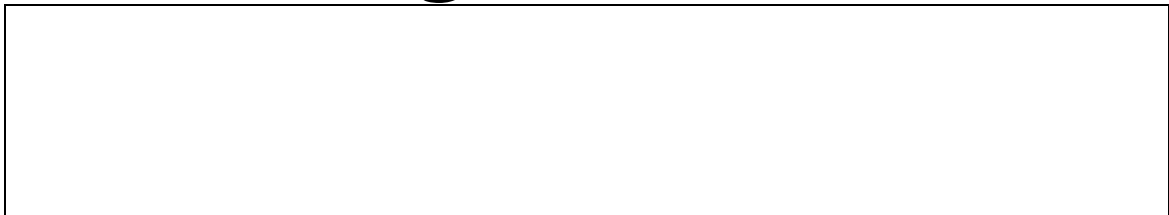




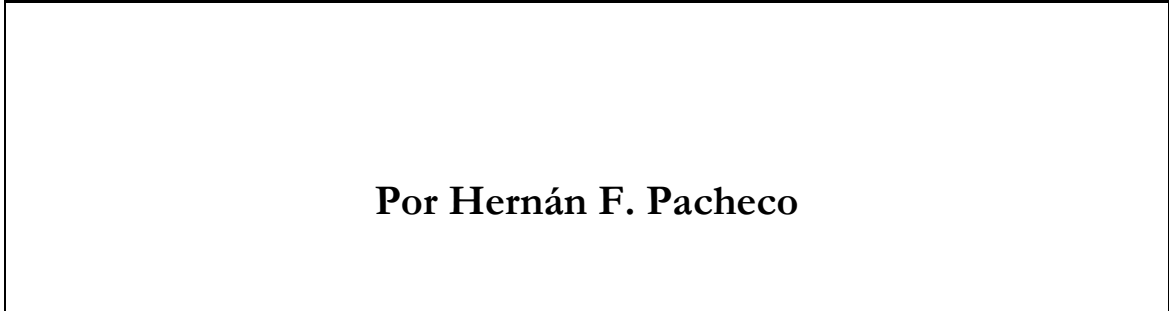
Informe Sobre El Mercado Energético Global



Al 8 de abril de 2011



Por Hernán F. Pacheco



Índice:

Introducción	3
<u>Análisis I: Re-actualización del pre-sal brasileño</u>	4
✓ <i>¿Reestructuración de la estrategia del pre-sal?</i>	6
✓ <i><u>Estrategia</u>: El gas del pre-sal reemplazará al crudo en Comperj</i>	8
✓ <i>BG y Galp Energía destinan más fondos al pre-sal</i>	10
✓ <i>Innovación en tecnología y logística de la exploración petrolera en el pre-sal</i>	11
✓ <i>Efectos colaterales</i>	14
<u>Enfoque: Sobre cómo se configura el régimen de pago de royalties del pre-sal</u>	15
✓ <i>Diferencias por la distribución de royalties</i>	17
<u>Análisis II: captaciones de deuda de Petrobras para financiar el pre-sal</u>	18
✓ <i>Petrobras estudia visitar el mercado de deuda en euros por primera vez</i>	19
<u>Análisis III: Bienes y servicios del sector petrolero en alta mar</u>	20
✓ <i>Las dificultades del sistema de contenido nacional en la realización de los proyectos del pre-sal</i>	22
✓ <i>Nuevas inversiones en distintos sectores</i>	24
✓ <i>Centros de investigación y desarrollo y demanda de mano de obra</i>	26

Introducción

Los conflictos en el **Norte de África** y en **Medio Oriente**, donde se concentra la mayor parte de las reservas mundiales de petróleo, hará que las inversiones se vuelvan hacia las reservas brasileñas del pre-sal, en la evaluación de especialistas del sector. Dos son las razones para este movimiento. Por un lado, el alza de los precios del barril, que tiene a hacer los proyectos debajo de la capa de sal más rentables. Por otro lado, la estabilidad política del país es apuntada como un triunfo en un escenario internacional cada vez más complicado¹.

Hoy, uno de los mayores desafíos del pre-sal es su costo de extracción, una vez que la tecnología para retirar el petróleo –localizado hasta siete kilómetros abajo del nivel del mar- es muy cara. Petrobras ya afirmó que el costo sería del orden de los 25 dólares el barril, mientras otras empresas apuntan a cerca de 45 dólares. De acuerdo con el consultor de petróleo y gas **Marcos Felipe Macedo**, ese costo aún es una incógnita. La única certeza es, mientras más elevada la cotización del petróleo, más rentables serán las inversiones. Sea cual sea el costo, el momento es excelente para que Brasil desarrolle el pre-sal.

Las reservas del pre-sal descubiertas hasta ahora suman 36 billones de barriles de crudo equivalente (incluyendo petróleo y gas), según las estimaciones de Petrobras y de ANP. Añadidas a las existentes, Brasil pasará a tener 51 billones de barriles. Este volumen de reservas hace de Brasil, al lado del occidente africano y de las ex repúblicas soviéticas, la gran frontera exploratoria de petróleo de esta década. En ese contexto, la estabilidad política se hace un importante factor para la decisión de las inversiones.

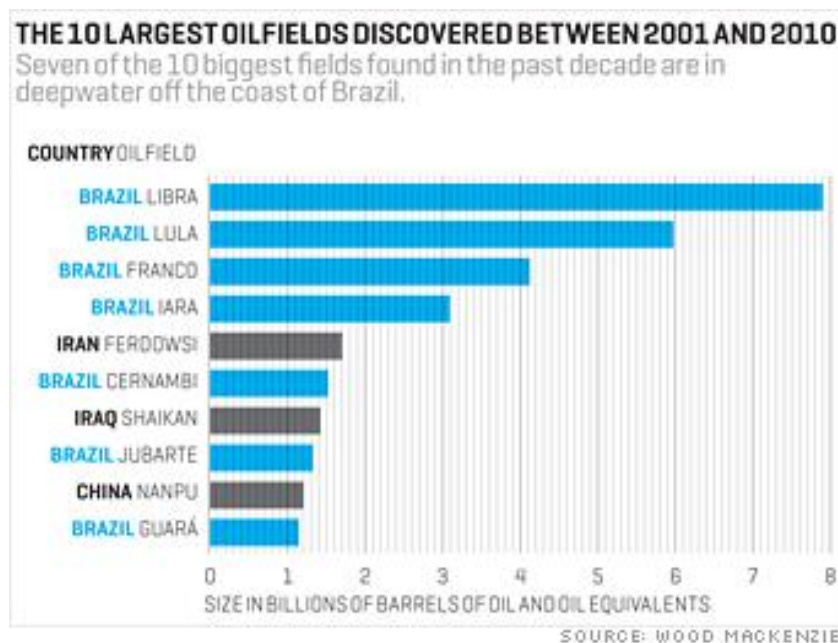
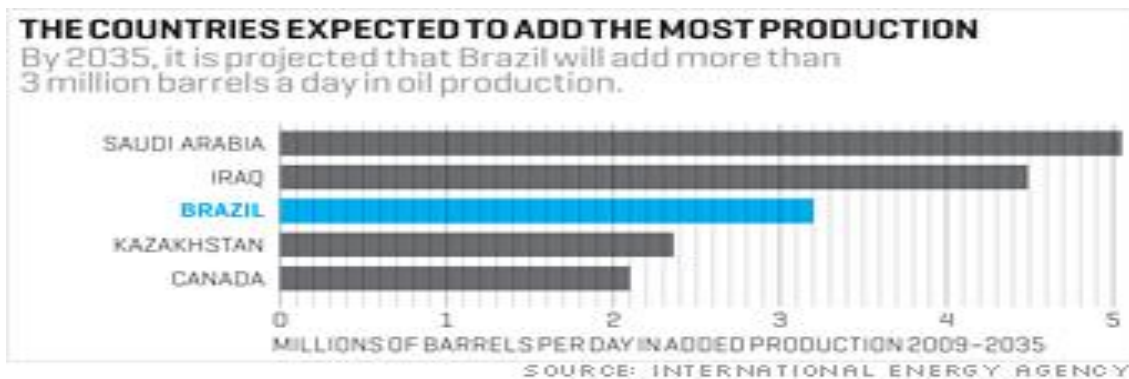
Brasil mostró en los últimos años que cumple los contratos. Aún los recientes cambios en el marco regulatorio del pre-sal pasaron por el trámite legal, no fue algo impuesto sin discusión en el Congreso. Para las inversiones de largo plazo, como los de la industria petrolera, eso es extremadamente relevante. Empresas de China y de India buscan garantías de reservas de petróleo y, para eso, buscan mercados con estabilidad jurídica y política.

Los conflictos en Medio Oriente y en el Norte de África deben llevar a un declive en la producción de petróleo. En primer lugar, porque las empresas extranjeras están suspendiendo sus operaciones en muchos de esos países. En segundo lugar, porque algunos de esos países, como Arabia Saudita e Irán, son las petroleras estatales las que lideran la actividad exploratoria. Como los gobiernos locales están anunciados paquetes con beneficios sociales para contener las protestas, probablemente habrá cortes de inversiones en otros sectores.

¹ O Globo, “*Conflitos tornam pré-sal mais atraente*”, (2/3)

Análisis I: Re-actualización del pre-sal brasileño

Que **Brasil** va bien en el descubrimiento de petróleo, todos lo saben. Pero de ahí a hacerse el más atractivo del mundo en la actividad –como mencionan algunos ejecutivos del sector- parece exageración. Parecía. Un informe realizado por la consultora internacional **IHS CERA** revela que Brasil lidera, si, el ranking mundial de los mayores descubrimientos de hidrocarburos en la década, cuando se considera volumen y número de pozos con más de 1 mil millones de barriles. Con el mayor banco de datos de la industria del petróleo, IHS CERA registró 35 descubrimientos de hidrocarburos con más de 1 mil millones de barriles entre 2001 y 2010. Brasil presenta 11 de ellos, con cerca de 35 mil millones de barriles. La cantidad de petróleo y gas equivale a cerca de un tercio de todo el volumen alistado en el ranking. En número y volumen total de descubrimientos gigantes, Brasil supera a naciones de **Oriente**, tradicionalmente conocidas por abrigar los mayores yacimientos del planeta. Pero, a pesar de los descubrimientos, aún no supera a estos clásicos del petróleo en reservas.



El segundo mayor volumen de la década cabe a **Turkmenistán**, en **Asia Central**, con el descubrimiento de **Yoloten-Osman**, de 24,6 mil millones de barriles de equivalente de gas natural, en 2004, la mayor de todas. Irán ocupa el tercer lugar de la lista, con 22,4 mil millones de barriles distribuidos en siete prospectos exploratorios, de los cuáles sólo uno, **Yadavaran**, tiene petróleo. Los otros bloques iraníes son de gas. **China, Australia, Israel, Rusia, Kuwait, Venezuela, Papúa Nueva Guinea, Ghana, Bolivia, India y Arabia Saudita** también integran el grupo de países con descubrimientos que superan 1 mil millones barriles en la década. Para proyectar reservas de países donde los operadores no hacen públicas las estimaciones, como Irán y Arabia Saudita, la consultora usa estudios geológicos de cuencas semejantes. La empresa también calcula los volúmenes medio de descubrimientos a partir de estimaciones incompletas de petroleras.

“El pre-sal posee una de las mayores estructuras generadoras de petróleo del mundo. Irak, Irán, la costa este de África, el Golfo de México y el Ártico también están en ese club, de las grandes estructuras”, afirma el vicepresidente para el área de exploración y producción de IHS CERA, **Bob Fryklund**. Todo comenzó en 2000, cuando Petrobras remató bloques aún no explorados en la Cuenca de Santos, en licitación de área de la ANP. Aún no se conocía el contenido de los bloques, pero algunos ya desconfiaban del potencial de la región. *“Teníamos algunas líneas sísmicas, teníamos una idea y encima de eso formulamos un modelo geológico. Y creemos”*, recordó el gerente ejecutivo del área pre-sal de la estatal, **Mário Carminatti**.

Bob Fryklund destaca que Brasil está hace tres años en el ranking de los diez mayores descubrimientos del mundo, gracias a la apertura de la nueva frontera petrolera debajo de la capa de sal. Perteneciente a la Unión, Libra fue el mayor descubrimiento del mundo en 2010. Responsable por las perforaciones, la ANP estimó en octubre una media de 7,9 mil millones de barriles de reserva, pudiendo llegar a 15 mil millones de barriles. Pero IHS CERA calcula un total de 9,3 mil millones en el área, considerando también la segunda perforación concluida en diciembre. El gobierno brasileño ya señaló que debe incluir a Libra en la primera licitación de bloques pre-sal, previsto para este semestre bajo el sistema de reparto. Por el nuevo modelo, las empresas actúan como prestadoras de servicios y socias de Petrobras y no como dueñas del petróleo como prevé el régimen vigente de concesión.



¿Reestructuración de la estrategia del pre-sal?



El gobierno brasileño quiere hacerse gran exportador de gas y petróleo a Estados Unidos, para evitar que los combustibles extraídos de la capa pre-sal en el litoral brasileño reduzcan la proporción de fuentes de energía “limpia”, renovable, como la hidroelectricidad, en la matriz energética brasileña. La intención de exportar la mayor parte del petróleo y gas del pre-sal para no “ensuciar la matriz” fue comunicada por la presidenta **Dilma Rousseff** a los enviados del gobierno estadounidense que estuvieron recientemente en Brasil.²

La estrategia brasileña fue bien recibida en Washington, donde la oferta es vista como una oportunidad para concentrar en el continente americano cada vez más a los proveedores del combustible fósil a Estados Unidos, reduciendo la dependencia en relación a Medio Oriente. Estados Unidos obtienen poco más de un tercio del petróleo que importan de **Canadá** y **México**; otro tercio viene

² Valor, “Dilma adota estratégia de exportação para o pré-sal”, (3/3)

de **Arabia Saudita, Nigeria y Venezuela**. Brasil es el décimo mayor proveedor de EE.UU. La perspectiva de obtener en el Hemisferio Occidental la mayor parte del petróleo consumido en Estados Unidos es recibida con entusiasmo en Washington. Aún con el aumento de la producción local, la Oficina de Energía Americana prevé que el país continuará importando cerca de la mitad del petróleo que consume y sólo en 2035 debe reducir esa parte a un 45%.

El **Eximbank** de Estados Unidos concederá hasta 1 billón de dólares en financiación para proyectos conectados a la explotación de petróleo en la capa pre-sal. El año pasado, el banco firmó con Petrobras un protocolo que garantiza líneas de financiación estimadas en hasta 2 billones de dólares³.

De la misma forma que algunos sectores políticos brasileños vieron con sospecha el interés del presidente estadounidense, **Barack Obama**, por el petróleo del pre-sal, los conservadores en Estados Unidos criticaron la búsqueda del combustible en otras partes del mundo, mientras fortalecen límites para nuevas explotaciones en el Golfo de México. “Obama incentiva más perforaciones de petróleo en alta mar... en Brasil!!!”, sostuvo **Doc Hastings**, presidente del **House Natural Resources Committee**. “En vez de crear energía y empleos americanos, el presidente Obama fue a Brasil para profundizar la dependencia estadounidense por la energía extranjera”, declaró. “El presidente no aprendió nada de los recientes eventos mundiales (...) Estados Unidos sigue vulnerable, aún cambiando su fuente de energía de regiones geopolíticas más inestables para Brasil.”⁴

Hastings, que forma parte de una mayoría del **Partido Republicano** en la Cámara electa a fines del año pasado, es un defensor de la reanudación de las perforaciones en el Golfo de México, suspendidas en algunas áreas después de una gran fuga de petróleo el año pasado en la plataforma de **BP**. Es común en la retórica de los defensores de la reanudación de las perforaciones en el Golfo de México decir que, mientras Estados Unidos bloquea su producción, otras economías, como Brasil, toman la delantera. La crítica incluye también las líneas de financiación ofrecidas por EE.UU., como el Eximbank, para apoyar la exportación de equipos americanos para perforación de pozos en Brasil.



³ Valor, “Pré-sal terá US\$ 1 bilhão do Eximbank americano”, (17/3)

⁴ Valor, “Interesse de Obama pelo pré-sal é criticado nos EUA”, (22/3)

Mientras Brasil y Estados Unidos cierran acuerdos de cooperación en el área de petróleo, la americana **ExxonMobil** intenta esquivar lo que puede ser llamado un tremendo infortunio. La mayor petrolera de capital abierto del mundo posee un bloque en el pre-sal en la Cuenca de Santos que, cuando fue licitado, en el comienzo de la década pasada, llegó a ser considerado por los geólogos una de las áreas más prometedoras del país.⁵ Con el pasar del tiempo, el mito del bloque de Exxon fue derrumbado. Las perforaciones de la empresa en el **BM-S-22** contrariaron las perspectivas de los más renombrados especialistas. Dos descubrimientos fueron realizados, pero sin cantidad comercial de petróleo. Un tercer pozo tampoco habría apuntado grandes volúmenes de crudo. En verdad, la reserva que todos esperaban que exista, si, según una fuente que participa del proceso. Sólo que este gran yacimiento está fuera de concesión de la compañía americana, al sur de su bloque, “*bem pertinho*”, como define la fuente.

Con la autorización de la **Agência Nacional do Petróleo (ANP)**, **CGG**, empresa que realiza análisis geológicos, recolectó datos sísmicos en la región y aún va a procesarlos para la interpretación geológica. De este análisis, que será entregado a la reguladora en los próximos meses, puede salir otro gran anuncio de reserva, en los molde de **Tupi** (rebautizado Lula) y **Libra**.

ExxonMobil confirma que fueron encontradas “*cantidades no-comerciales de hidrocarburos*” en el pozo **Sabia-1** y **Azulão**. El pozo fue reconocido como gasto en el cuarto trimestre de 2010, así como el pozo llamado **Azulão**. Lo de Exxon fue un infortunio, Petrobras tiene un éxito exploratorio superior al 90% en el pre-sal, con petróleo en prácticamente todos los bloques que perforó. “*Vamos a continuar analizando los datos recolectados en los tres pozos perforados en el BM-S-22 y trabajaremos junto a ANP y nuestros socios*”, informa la empresa.

Exxon opera el bloque (40%) con Hess (40%) y Petrobras (20%). La empresa no deberá devolver el bloque, porque aún hay oportunidades de suceso en el área, pero “*con perspectivas muy modestas de las que se imaginaba inicialmente*”. ExxonMobil es la única operadora privada de los bloques del pre-sal de la Cuenca de Santos.

Estrategia: El gas del pre-sal reemplazará al crudo en Comperj

⁵ IG, “*Por pouco, americanos ficam de fora de um novo Tupi do pré-sal*”, (19/3)



Petrobras usará el gas natural de campos del pre-sal como combustible y materia prima en el **Complejo Petroquímico de Río de Janeiro (Comperj)**, que está siendo construido en **Itaboraí**, en la región metropolitana de Río. La confirmación del cambio de crudo por gas como materia prima hace “*más asertivas*” las conversaciones con Petrobras. Según el director de Abastecimiento de Petrobras, **Paulo Roberto Costa**, el gas probablemente será llevado hasta Comperj por gasoductos submarinos, que tendrán de 250 a 300 kilómetros de extensión. El trayecto de los gasoductos aún está siendo estudiado. Otra posibilidad para llevar el gas hasta Comperj es la utilización de navíos de licuefacción del gas natural en el océano y transportarlo hasta una Terminal de regasificación en el continente⁶.

Según Costa, la expectativa es usar 15 millones de metros cúbicos diarios de gas natural del pre-sal como materia prima en la unidad petroquímica de Comperj, donde será transformado en productos como propeno, butadieno, bencenos, polietilenos y polipropileno. El gas restante deberá ser usado como combustible en el Complejo Petroquímico, que contará también con dos refinerías.

La expectativa es que la primera refinería entre en operación a finales de 2013. La unidad petroquímica debe comenzar a funcionar entre finales de 2016 y el inicio de 2017 y contará con la participación de **Braskem**, que tiene como accionista a la propia Petrobras. El crecimiento del consumo previsto para los próximos años puede hacer, inclusive, que haya una anticipación de hasta dos años en la entrada en operación de la unidad.

La segunda refinería sólo debe entrar en operación en 2018. Cada refinería de Comperj tendrá capacidad para procesar 165 mil barriles de petróleo por día, cuando esté operando en capacidad plena, transformando el crudo en derivados como diesel y querosén de aviación.

⁶ Exame, “*Petrobras vai usar gás do pré-sal em novo complexo*”, (4/4)

“El gran tamaño de área en que el complejo está instalado, los cambios del mercado de consumo y los descubrimientos del pre-sal ofrecieron un nuevo prisma. Desde el principio del proyecto de la petroquímica hasta la actualidad, el mundo cambió, el pre-sal se hizo realidad y necesitamos adaptar la unidad a esa realidad”, dijo Costa⁷. Además negó que la resistencia de eventuales socios a las tecnologías inéditas de procesamiento de crudo para la producción de petroquímicos haya tenido influencia en la decisión de cambiar el proyecto. Antes de la adaptación para gas natural, Petrobras ya venía estudiando la sustitución de la materia prima por una más tradicional – en el caso, la nafta. Costa afirmó la utilización del gas natural como matriz energética deberá reducir el costo del proyecto “*significativamente*”.

Sin embargo, no quiso informar el actual presupuesto de la obra. Inicialmente, el proyecto preveía un costo de 8,5 mil millones de dólares. “Ese valor preveía una central petroquímica en dos fases. No hay como comparar los dos proyectos. Pero, en relación al procesamiento de crudo pesado a leve y en relación a la nafta, habrá ganancias financieras y ambientales”, dijo. Otra fuente sostiene que el costo de construcción de Comperj tendrá una reducción de 15% a 30% con el uso de gas natural como materia prima⁸.

Según Costa, la demanda por derivados en el país creció por encima del producto bruto interno (PBI) el año pasado. La tendencia debe ser la misma este año. “Si hubiera la demanda del mercado mayor, y hay una gran tendencia de que eso ocurra, es posible, principalmente en las refinerías del Nordeste, y quien sabe en la segunda refinería aquí del Comperj, que haya un esfuerzo mayor de la compañía, contemplando esa anticipación”. Además eso, la Copa del Mundo y la Olimpiada de Río de Janeiro deben ser dos eventos temporales de gran porte que van a estimular aún más el crecimiento de la demanda de resinas termoplásticas.

Entre las refinerías cuyas operaciones pueden ser anticipadas están la del Maranhão, inicialmente prevista para 2014, la de Ceará, con conclusión programada para 2017, y la segunda refinería de Comperj, cuya operación está inicialmente marcada para 2018. El aumento de la demanda por derivado en el país exigió de Petrobras la importación de 1,5 millones de barriles de gasolina, este mes, para suplir las necesidades nacionales. Si la demanda continua en alza y el precio del etanol se mantiene elevada, Petrobras podrá recurrir a nuevas importaciones de gasolina en mayo y junio⁹.

BG y Galp Energía destinan más fondos al pre-sal

Las grandes extranjeras con planes de invertir en el pre-sal brasileño están siendo obligadas a volver a ver sus inversiones en el país. Empujadas por el pesado plan de inversiones de Petrobras en la Cuenca de Santos, las compañías están elevando las proyecciones y buscando formas de financiar sus proyectos. A mediados de marzo, **BG Group** y **Galp Energía** anunciaron aportes millonarios en el sector con la expectativa de elevar su ingreso con negocios en Brasil.

⁷ Estado de San Pablo, “Petrobrás vai usar gás do pré-sal no Comperj”, (5/4)

⁸ O Globo, “Custo de construção do Comperj pode ter redução de até 30%”, (4/4)

⁹ Exame, “Petrobras pode antecipar novas refinarias por aumento da demanda”, (4/4)

Sólo BG Group –empresa inglesa que es una de las líderes mundiales en explotación de gas natural- prepara un aporte de 30 billones de dólares a lo largo de diez años. El grupo, que ya opera en la Cuenca de Santos, ya invirtió 5 billones de dólares en Brasil. Inicialmente, BG pretende invertir por lo menos 1,5 billones en el **Centro Tecnológico Global** localizado en **Río de Janeiro** y participar de las próximas rondas de licitación para explorar la capa pre-sal. La idea es que un 30% de la producción de la compañía venga del país¹⁰.

Para **Robert Wilson**, presidente del consejo de administración de BG, Brasil es un socio estratégico. “Hasta 2020, un 30% de nuestra producción vendrá de Brasil”, calculó. Por eso, el ejecutivo cree es cada vez más importante que la sede de la empresa en Reino Unido entienda como funciona Brasil¹¹. “*Pretendemos participar de la próxima ronda de licitación que involucran oportunidades de explotación fuera de la capa pre-sal, que debe acontecer hasta finales de año*”, afirmó. El ejecutivo cree que BG tendrá capacidad de aumentar el volumen de inversiones en Brasil sin necesidad de ampliar su capacidad de endeudamiento, sólo utilizando recursos propios de la compañía.

El presidente del consejo de administración de BG minimizó aún las divergencias existentes entre la empresa y Petrobras en la evaluación hecha en los tres campos de explotación localizados en la Cuenca de Santos. Para Wilson, esta es sólo una cuestión de “*timing*”. “*La diferencia entre la evaluación hecha por nosotros y por Petrobras es meramente filosófica*”, dijo. BG evaluó la existencia de 10.8 billones de barriles recuperables en los campos e incluye este valor en su balance. Petrobras, sin embargo, es la operadora del proceso de explotación y a quien cabe dar la respuesta final sobre el asunto, evaluó la existencia de 5 a 8 billones de barriles recuperables.

En el caso de la portuguesa Galp, la inversión es de 3,5 billones de euros y debe ser hecho entre 2012 y 2015. Galp también afirmó que planea invertir hasta 1,5 billones de euros en 2011. Además de eso, la empresa va a realizar un aumento de capital en su subsidiaria brasileña con lo cual estima captar 2 billones de euros y mejorar su nivel de endeudamiento.

Por cuenta de la explotación de la mayor cuenca sedimentaria brasileña de petróleo y de gas en el mar, la Cuenca Santos, Petrobras ya invirtió en la región 15 mil millones de dólares –algo en torno a los 25 mil millones de reales- en cinco años. “*Sólo en el pre-sal, nuestra previsión es invertir 33 mil millones de dólares (54,5 mil millones de reales) hasta 2014*”, afirma **José Luis Marcusso**, gerente general de la estatal en **Santos**, en el litoral paulista. Hay hoy 24 sistemas en funcionamiento en la región de Santos, con cerca de 100 personas trabajando en cada uno. Son 17 sondas de perforación y equipos perforando en el área y siete sistemas más produciendo petróleo y gas. “*Tres de ellos están en el pre-sal. Es una gran revolución*”, evalúa el ejecutivo. Cada uno de esos sistemas tiene un barco de apoyo. “*Son entre 3.000 y 3.500 personas en el mar. Y 1.000 personas más en tierra para dar soporte a esas operaciones*”, dijo¹². Todo ese movimiento está irrigando la ciudad de Santos. Es el mejor escenario en los últimos 50 años.

Petrobras, además de toda la operación, está construyendo en el área conocida como **Valongo**, bien próxima al Puerto de Santos, su sede para la región. Compró por 15,18 millones de reales un terreno donde irá a levantar tres torres. La primera está presupuestada en cerca de 400 millones de reales, deberá estar lista en 2013 y recibir 2.000 personas. En todo el complejo, que deberá estar construir para 2017, serán 6.100 operarios. Ante los valores, Marcusso avisa: “*Para perforar cada pozo, gastamos entre 150 millones y 200 millones de dólares. Un proyecto total de petróleo y gas, dependiendo del porte, pasa de 4 mil millones de*

¹⁰ DCI; “*Pré-sal atrai bilhões em investimento externo*”, (15/3)

¹¹ Valor; “*Petroleiras ampliam aportes para acompanhar Petrobras*”, (15/3)

¹² IG; “*Petróleo irriga a economia de Santos*”, (30/3)

dólares”. Según el ejecutivo de Petrobras, el plan para el pre-sal es que en 2017 la Cuenca de Santos esté produciendo 1 millón de barriles de petróleo equivalente por día. “*Brasil llevó de 1953, fecha de la creación de Petrobras, hasta 1998 para alcanzar una media de 1 millón de barriles/día*”, recuerda.

Uno de los planes ambiciosos es pasar a explorar el área continental de Santos. La población de la ciudad es hoy de 420 mil habitantes, con un crecimiento de sólo un 0,5% en el último Censo, distribuida en los 39 kilómetros cuadrados del área insular. La renta per capital anual es de poco menos de 60 mil reales, según datos de 2008. Para que sean explorados, hay 231 kilómetros cuadrados del área continental disponibles. Ya está en la Cámara Municipal un proyecto que amplía ese parte a ser explorada a un 8,7% del total continental, o 20,16 kilómetros cuadrados.

Innovación en tecnología y logística de la exploración petrolera en el pre-sal

Los descubrimientos en aguas profundas en la Cuenca de Santos están llevando a Petrobras a dar saltos al futuro, abordando desafíos pioneros de tecnología y logística, en una escala sin precedentes en la industria mundial de petróleo. Científicos e ingenieros de **Cenpes**, centro de investigaciones de Petrobras, intentan encontrar una manera de instalar plantas de procesamiento automatizadas para separar el gas, el petróleo y el agua en el lecho marino, a cerca de dos mil metros de profundidad. Esas plantas funcionarán movidas por generadores eléctricos submarinos que también bombearán petróleo y gas, a través de los ductos instalados en el fondo del **Atlántico Sur**, para estaciones colectoras a centenares de kilómetros de distancia.

“*Nuestra meta para los próximos diez años es no necesitar de plataformas de producción en la superficie del océano*”, dijo el director de Cenpes, **Carlos Tadeo Fraga** al diario Valor Econômico. “En términos de innovación, hay un raciocinio que cambia la capacidad de las personas de que realicen algo nuevo, dependiendo de la pregunta hecha. Al abordar una idea nueva, hay dos formas de reaccionar. Una es: “*Porqué?*”. Otra es “*porqué no?*”. Existen muchos “porqué no” a medida que Petrobras intentar superar obstáculos para producir crudo y gas a siete mil metros de profanidad en el Atlántico Sur.

Los técnicos de Petrobras hablan de construir plataformas totalmente automatizadas. Pero, hasta ahora, en el sector petrolero, las plataformas no manejadas por humanos están situadas principalmente en campos más antiguos y en aguas rasas, como en el Golfo de México y en la parte noruega del Mar del Norte. Todas localizadas más próximas de la costa que los pozos de la cuenca de Santos.

Transferir los equipos de producción al lecho marino ya es meta de la industria global del petróleo, que explora en aguas cada vez más profundas. La sal debajo distorsiona las ondas sonoras sísmicas, que se propagan mucho más rápidamente a través de la sal que por las rocas del entorno, cambiando las imágenes de la misma manera que un lápiz parece quedarse torcido cuando se coloca dentro de un vaso de agua. Una innovación de la empresa independiente **Anadarko**, usando ondas sísmicas en 3D procesadas por supercomputadores para detección de estructuras geológicas prometedoras, llevó al descubrimiento del campo de **Mahogany** por **Phillips** en 1993 y a una nueva onda de

exploración en el sub-sal del **Golfo de México**. Esa nueva herramienta para ver debajo y dentro de las cuencas de sal del mundo, hará una enorme diferencia en la cantidad de petróleo y gas que podrá ser descubierta en esas cuencas geológicas complejas.

Petrobras genera sólo un 6% de su producción diaria en sus proyectos internacionales en el Golfo de México, África Occidental, América del Sur y Australia, pero gana conocimiento técnico y geológico con esas actividades en asociación con otras compañías. Así, Petrobras avanzó en una mezcla de nacionalismo e internacionalismo, absorbiendo tecnología y técnicos del exterior y enviando centenares de brasileños a universidades de otros países para crear un equipo técnico de solución mundial. Hasta ahora, la mayor conquista en la instalación de equipos de producción en el lecho del mar en la plataforma de **Perdido**, de **Shell**, de 3 billones de dólares, en el Golfo de México, montada sobre un cilindro de acero flotante en la misma distancia de la costa que los descubrimiento de **Tupi**. *“Perdido abrió una nueva frontera en la producción de petróleo en aguas profundas”*, dijo **Tyler Priest**, historiador de la industria petrolera en la **Universidad de Houston**. *“Es la instalación más avanzada en el mundo”*. En el Perdido es realizada una perforación, colecta y separación de crudo y gas de 35 pozos esparcidos en un área de 80 kilómetros cuadrados en el lecho marino. Los equipos sensibles quedan dentro de un hangar cerrado, del tamaño de un campo de fútbol, anclado en el lecho marino para protección de las corrientes y avalanchas submarinas.

Los datos del metabolismo del complejo Perdido, como también del proyecto **BC-10** de **Shell** en la Cuenca de Campos, son monitorizados en el centro de control remoto en **Nueva Orleans**, en Estados Unidos. En el campo del **Parque das Conchas**, en la Cuenca de Campos, Shell instaló en 2009 el primer sistemas de bombeo y separación de gas y petróleo submarino, aún antes que la tecnología sea usada en el complejo Perdido, cuyas operaciones comenzaron en 2010. Para producir petróleo en aguas profundas a 350 kilómetros de la costa en la Cuenca de Santos, Petrobras tendrá que superar problemas técnicos y logísticos más difíciles que los enfrentados por la compañías en el Golfo de México, que hoy responden por un cuarto de la producción de petróleo de Estados Unidos, donde los depósitos de sal submarina cubren un 85% de la plataforma continental.

Las capas de sal en la Cuenca de Santos son muy espesas, llegando en algunos lugares a cinco mil metros. Son plásticas, movibles y heterogéneas, conteniendo tipos diferentes de sal, cambiando de posición a medida que las perforaciones son realizadas. *“Perforar esas reservas del pre-sal implica desafíos gigantescos”*, observaron los ingenieros de Petrobras durante el **Offshore Technology Conference (OTC)**, en Houston. *“De todos esos desafíos, el deslizamiento de la sal es el más común y más difícil de administrar”*. Las capas de la sal son tan inestables que pueden engullir los taladros de perforación y derrumbar la carcasa que envuelve el tubo de perforación. *“Las reservas de microcarbonatos aún son poco conocidas”*, dijo un ingeniero.

“El petróleo sale de la reserva muy caliente para llegar a un ambiente frío, con sólo 4° centígrados, y se congela para volverse cera, bloqueando el tubo, a menos que los productos químicos especiales sean añadidos y ese tubo sea continuamente lubricado”. La inestabilidad de las capas de sal impide la perforación horizontal para aumentar la recuperación de las reservas inmediatamente debajo de la sal. En la superficie del océano existen más problemas logísticos y de ingeniería.

“En los descubrimientos del pre-sal, tenemos dos tipos de problemas logísticos”, dijo el presidente de Petrobras, **José Sérgio Gabrielli**. El primero tiene que ver con las personas, y es un problema de distancia. En la Cuenca de Campos, ahora nuestra principal área de producción, hacemos 60 mil viajes en helicóptero al mes para transportar personas entre las plataformas y la costa. Así, necesitamos, en primer lugar, reducir el número de personas trabajando en las plataformas y aumentar la automoción. Necesitamos colocar plataformas a medio camino entre la costa y los descubrimientos del pre-sal para que sirvan como

centros logísticos y también como dormitorios, de modo que los trabajadores que llegan por barcos puedan ser distribuidos por helicópteros para las plataformas de producción después de que pasen la noche en el centro logístico. El segundo problema es la entrega de material para las operaciones en alta mar. Es preciso transportar productos químicos, máquinas, electricidad. Probablemente tendremos plataformas especiales para generación de electricidad y otras para mezcla de sustancias químicas para fluidos de perforación.

Guilherme Estrella, director de exploración y producción de Petrobras, imagina 50 plataformas operando en el área de los descubrimientos iniciales, cada una consumiendo 100 megawatts de electricidad, totalizando 5 mil megawatts de capacidad, generada por 200 turbinas movidas a gas, el equivalente al consumo de energía en la región del **Gran San Pablo**, con aproximadamente 20 millones de habitantes. En la cuenca de Santos, bases para grandes flotas de helicópteros y navíos de apoyo deben cambiar la ecología del litoral, con el puerto de Santos transformándose en un nuevo centro de gerencia de las explotaciones en alta mar.

Una dificultad para crear esas plataformas logísticas es garantizar la estabilidad en mar agitado para permitir el atracado seguro, como también la llegada y la salida de los navíos y helicópteros. “*Ya nos ofrecieron hasta portaaviones para servir como centros*”, dijo **José Formigli**, director de operaciones del pre-sal de Petrobras. “*Pero los portaaviones tienen el mal hábito de volcarse de un lado al otro. Su carcasa es fina, pues tienen que tener velocidad, y así, cuando están parados, se balancean y los helicópteros no consiguen aterrizar*”. Petrobras enfrenta desafíos de ingeniería para aumentar la producción además de los 20 mil barriles diarios obtenidos en la prueba realizada en su campo **Tupi**, y además de los 100 mil barriles diarios en el proyecto-piloto con un barco perforador en **Angra dos Reis**, que comenzó a operar en octubre de 2010. Una nueva expansión de ese cluster va a exigir la instalación de 10 plataformas más en 2016. Un gasoducto en el lecho marino enviará el gas a 300 kilómetros para la Terminal de **Cabiúnas**, en el Estado de Río de Janeiro. Petrobras evalúa hacer licuefacción de ese gas natural en alta-mar, para exportarlo.

El *cluster* del campo de Lula es sólo uno de los varios descubrimientos siendo evaluados. En la conferencia de OTC en **Houston**, en 2009, **José Formigli**, director de operaciones del pre-sal, explicó por qué Petrobras necesita innovar para desarrollar el cluster del pre-sal, a causa de la escala de producción y de las “*características singulares*” del área: aguas ultra profundas, locales remotos, contaminantes en la producción de fluidos, alto contenido de gas, etc. Un gran obstáculo es la falta de espacio en las cubiertas de super-petroleros convertidos (FPSOs), usados como plataformas de producción, a causa de la cantidad de equipamientos especial necesario para separar y procesar el gas natural contenido en el crudo, remover contaminantes y recolocar grandes cantidades de gas, dióxido de carbono y agua en la reserva para mantener la presión del pozo. Por eso, la industria busca instalar más equipos en el lecho marino.

Formigli comparó a escala de producción en el inmenso campo Lula con el campo gigante **Marlim**, en la cuenca de Campos, que producía 645 mil barriles diarios en 2002, pero declinó a menos de 300 mil en 2010. Mientras el campo Marlim fue desarrollado con siete plataformas, o FPSOs, produciendo 130 pozos, el campo Lula necesitaría de 15 a 25 FPSOs alimentados por 2 mil pozos, usando los mismos conceptos de desarrollo del campo de Marlim, “*lo que resultaría en proyectos no económicos*”.

Un estudio hecho por el banco de inversiones **Credit Suisse** alertó por las ganancias decrecientes de los nuevos descubrimientos, una vez que la base de recursos de Petrobras “*creció hasta tal punto que los descubrimientos marginales tienen un valor muy bajo, una vez que los campos existentes ya son suficientes para garantizar una reserva con más de 50 años de vida*”. Pero las estimaciones de las reservas, a partir de datos nebulosos sobre los nuevos descubrimientos en la Cuenca de Santos, varían mucho. Están basadas en informes de dos

consultoras internacionales divulgados poco antes de la capitalización de Petrobras, en septiembre pasado, en un ambiente pre-electoral muy politizado.

Los descubrimientos en el pre-sal parecen alimentar muchos mitos. Que esconden cuestiones inquietantes. Gabrielli declaró en reuniones públicas que el programa de inversión de Petrobras para 2010-2014, de 224 mil millones de dólares, está absorbiendo anualmente un décimo de la formación de capital fijo bruto de Brasil, en un país con una de las más bajas tasas de inversión pública en América Latina. ¿Brasil necesita realmente invertir en el pre-sal en esa rapidez y escala? ¿Esas inversiones aceleradas no crearán distorsiones por sí solas?

Efectos colaterales

Si encontrar petróleo debajo de la capa de sal del océano fue una conquista histórica, por otro lado, requiere más preparación de las petroleras y fiscalización por parte del gobierno. La profundidad de hasta 7 mil metros asusta a ecologistas. El consultor ambiental Rogério Rocco, ex coordinador de Ibama, evaluó recientemente que los descubrimientos del pre-sal exigen una regulación específica para prevenir accidentes. Por eso, el **Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama)** va a montar una “*força-tarefa*” (lo que se conoce en inglés como task force) para lidiar con el desafío de licencia ambiental que será impuesto por el pre-sal. La preocupación para el instituto es estar preparada para un trabajo que, además de ser técnicamente inédito, involucrará un volumen gigantesco de estudios y fiscalización. Así, Ibama espera alejar el rótulo que la hace ser una trabaja en la explotación de petróleo, estigma que ya lo acompaña en las áreas de energía y transporte. El nuevo presidente de Ibama, el abogado gaucho **Curt Trennepohl**, informa que comenzará a armar un equipo de analistas ambientales con la misión específica de atender al pre-sal¹³.

El único pedido hecho a Ibama sobre el pre-sal hasta ahora se refiere a las investigaciones sísmicas, y no a la exploración del petróleo. Petrobras informó que pretende perforar 20 nuevos pozos en la región del pre-sal de la Cuenca de Santos en 2011. “*Imagine que comienzan a llegar aquí proyectos de licencias, operaciones que son complejas dada la profundidad en que ocurrirá la exploración y numerosos componentes involucrados que aún no están reglamentados. O nos anticipamos y establecemos las reglas, o tendremos problemas*”, afirmó Trennepohl.

Sobre cómo se configura el régimen de pago de royalties del pre-sal

A finales de 2010, después del veto presidencial al artículo 64 del Proyecto de Ley 5.940/2009 (promulgado por la Ley 12.351/2010), fue enviado al Congreso Nacional el

¹³ Valor Econômico, “*Ibama vai montar força-tarefa para o pré-sal*”, (3/3)

Proyecto de Ley 8.051 que reglamenta el pago de royalties por la producción de petróleo y gas natural bajo el régimen de reparto de producción. El proyecto es de relevancia para toda la industria por fijar la alícuota de royalties para el sistema de reparto en un 15% de la producción mensual de los campos y configurar el primer paso del gobierno brasileño en dirección a la composición del régimen fiscal impuesto a las actividades de E&P en el área del pre-sal.

La eventual aprobación del Proyecto de Ley 8.051 abrirá camino para que la **Agência Nacional do Petróleo (ANP)** finalmente promueva la primera ronda de licitación de áreas del pre-sal bajo el régimen de reparto, ocasión en que el edicto hará pública la decisión del **Ministério de Minas e Energia (MME)** sobre demasiados elementos que irán a componer el régimen fiscal. Así, el edicto de la licitación deberá contemplar (i) el porcentual mínimo de excedente en el crudo de la Unión; (ii) los criterios para la definición del excedente en crudo de la Unión; (iii) los límites, plazos, criterios y condiciones para el cálculo y apropiación del costo en crudo y (iv) el valor de la bonificación de la firma.

En especial, los criterios para la definición del excedente en crudo de la Unión (parte del crudo que le toca a la Unión como resultado del reparto de producción) son de extrema relevancia una vez que influirán en la eficiencia, la viabilidad y la estabilidad del régimen de reparto. Sería razonable que el MME siga la tendencia mundial y no adopte un porcentual de reparto fijo, pero sí criterios progresivos para que varíe de acuerdo con la rentabilidad de los proyectos, confirmando, así, mayor flexibilidad al régimen.

La flexibilidad del régimen fiscal hace referencia a la capacidad del modelo de adecuarse a la volatilidad del mercado internacional del petróleo y gas no sólo bajo la óptica de la inestabilidad de precios de las commodities sino también con relación a los costos involucrados en el proyecto. El concepto de flexibilidad está conectado a la progresividad del régimen fiscal. En suma, el régimen es flexible cuando el aumento del lucro genera un aumento de la parte gubernamental y la reducción del lucro genera, consecuentemente, una reducción de esa parte.

Los proyectos de E&P pueden durar décadas y un régimen fiscal sin flexibilidad puede hacerse obsoleto en pocos años. Esto implica decir que, en ausencia de un régimen flexible, ambos, Estado e inversores, en algún momento en la vida del proyecto tendrán su relación de equilibrio sacudida. Hoy aproximadamente un 70% de los regímenes fiscales encontrados en el mundo adoptan algún elemento de progresividad y, con base en esto, todo indica que el MME podrá adoptar las llamadas *sliding scales* para conferir progresividad al reparto. A través de este sistema, el porcentual de crudo que cabrá a la Unión será progresivo de acuerdo con la rentabilidad del proyecto, pudiendo ser asumida con base en diferentes variables, como por ejemplo: volumen de producción, factor "R" (razón entre ingreso acumulado/gasto acumulado), precio del barril o tasa de retorno. Si es utilizada la progresividad, la gran duda es cual de estos factores sería utilizado por el MME.

Las *sliding scales* junto al volumen de producción son las precursoras y, por lo tanto, de lejos las más empleadas como forma de atribuirse progresividad a los contratos de reparto de producción. Los primeros aparecieron en las décadas del 70 y 80, en países como Nigeria, Sudán y Marruecos. A pesar de ser comúnmente empleadas, la gran deficiencia de las *sliding scales* basadas en la producción es la presunción de que exista una relación directa entre volumen de producción y rentabilidad, pudiendo llevar a distorsiones.

La segunda forma más popular de *sliding scales* es aquella basada en el factor "R". A pesar de que existen algunas variaciones, el factor "R" está casi siempre determinado por la razón entre ingresos acumulador/gastos acumulados. Así, cuanto mayor sea el factor "R", mayor será la división del excedente en crudo a favor del gobierno. Este sistema representa una evolución en relación a aquellos basados solamente en volumen de producción, ya que

consigue reflejar los efectos generados por las variables más significativas de la industria, que son los costos del proyecto y el precio del barril.

Las sliding scales unidas a la tasa de retorno son las más eficientes, una vez que son precisas en el acto de estimación de la rentabilidad del proyecto. La tasa de retorno es capaz de reflejar no sólo las oscilaciones en la tasa de producción, precio del petróleo y costos, como también otros elementos significativos como el costo de capital y tiempo. A pesar de su eficiencia, las sliding scales unidas a la tasa de retorno aún son raras debido a su complejidad y a su alto costo de administración, siendo generalmente encontradas en Repúblicas de la ex URSS y en países de África, como Angola donde la parte del crudo que cabe al gobierno puede variar del 30% a un 90% dependiendo de la tasa de retorno.

Por fin, más raras aún, son las sliding scales unidas de forma directa al precio del crudo. Trinidad y Tobago, por ejemplo, adopta como parámetro el precio asociado al volumen medio diario de producción. Pero, el equívoco de ese sistema es la presunción de que la elevación en los precios implica necesariamente un aumento de la rentabilidad del proyecto. Generalmente, el aumento del precio fuerza a la demanda por bienes y servicios en el sector, ocasionando también un aumento de los costos inherentes a las actividades.

Ante tantas posibilidades, el MME necesita ser estratégico, ya que la elección de los criterios para definición del excedente en crudo de la Unión serán determinantes para el éxito del régimen de reparto, no sólo bajo el aspecto del atractivo o no de las licitaciones, sino también bajo la óptica de garantizar para el Estado brasileño una parte justa de las riquezas generadas por toda la vida del proyecto.

Diferencias por la distribución de royalties

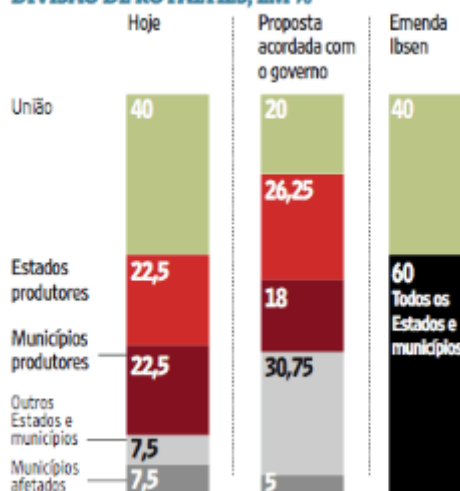


Diputados de Estados no productores de petróleo comienzan a rearticular en la Cámara para alterar el proyecto de ley enviado por el ex presidente **Luiz Inácio Lula da Silva** al Congreso, en el último día de su mandato, fijando reglas de repartición de los royalties provenientes de la explotación de la capa pre-sal por el modelo de reparto de producción (que sustituirá el sistema de contrato de concesión). Esos parlamentarios consideran alto el volumen de royalties destinado en el proyecto de Lula a los Estados (un 25%) y municipios (un 6%) productores confrontantes (cuyo litoral queda frente a los campos).

El movimiento involucra parlamentarios de todas las regiones, especialmente del Nordeste, que consideran insuficiente la redistribución de los royalties entre los Estados productores (**Río de Janeiro** y **Espirito Santo**) y no productores propuesta por Lula. La idea es intentar un acuerdo en torno a un término medio entre la propuesta gubernamental y la llamada “*enmienda Ibsen*”, aprobada por el Congreso el año pasado y vetada por el ex presidente por ser considerada muy radical. La enmienda acababa con el tratamiento diferenciado de los Estados productores en la división de los royalties del petróleo localizado en el mar (pre-sal o no).

El gobierno aguarda la aprobación de ese proyecto para realizar la primera licitación del pre-sal en el modelo de reparto, porque el veto de Lula dejó un vacío legal en la cuestión de los royalties del pre-sal explorada en el modelo de reparto. La legislación en vigor quedó sin definición de la regla de repartición de esos recursos y hasta sin establecer cual será el volumen de royalties. El proyecto del gobierno establece que las empresas contratadas pagarán mensualmente el correspondiente a un 15% de la producción de petróleo o gas natural a título de royalties (en el contrato de concesión, los royalties corresponden a un 10% de la producción). El proyecto de Lula están en la **Comissão de Minas e Energia da Câmara**, aguardando designación del relator por el presidente **Luiz Fernando Faria (PP-MG)**.

DIVISÃO DE ROYALTIES, EM %*



Análisis II: Captaciones de deuda de Petrobras para financiar el pre-sal

Tradicionalmente fuerte en el mercado de captaciones externas de deuda, con 13,5 mil millones de dólares captados en 2009 por medio de préstamos sindicalizados (con la participación de varios bancos) y eurobonos¹⁴, Petrobras perdió en 2010 la posición de mayor emisor/tomador de deuda que había conquistado en el año anterior. Tradicional emisora de eurobonos, la empresa quedó completamente fuera de ese mercado, pues concentró todos sus esfuerzos en la mega oferta de acciones, que llegó a 120,36 mil millones de reales, la mayor realizada ya en el mundo, garantizando recursos para la explotación del pre-sal y asumiendo un lugar central en el mercado financiero global. La petrolera brasileña atrajo fuerte interés de inversores de diversos lugares, incluyendo fondos soberanos de países en Asia y en Medio Oriente, entre otros.

Los esfuerzos valieron la pena, pues la demanda por las acciones de Petrobras llegó a 140 mil millones de dólares, el doble de los 70 mil millones de dólares efectivamente realizados. Sin embargo, la multinacional brasileña no dejó hacer un papel destacado en el “*Ranking Valor de Captaciones Externas*”, de 2010, que completa ahora diez años. La empresa tomó 2,55 mil millones de dólares en préstamos externos sindicalizados y consiguió la primera posición en el sub-ranking de “*Préstamos por tomador*”.

En 2009, fue un préstamo-puente de Petrobras, sindicalizado por la propia empresa, que ayudó a determinar los vencedores del ranking. El año 2010, sin embargo, sin la fuerte presencia del gigante petrolero, el mercado fue muy concursado. En 2011, Petrobras ya inauguró el mercado externo de deuda con vigor, en la mayor emisión de eurobonos de una empresa brasileña, que fue también una muestra de cómo está el apetito por Brasil. La empresa comenzó enero lanzando 6 mil millones de dólares en papeles en transacción liderada por **BTG Pactual, Citigroup, HSBC, Itaú BBA, J.P. Morgan Chase y Banco Santander**. La demanda pasó de 15 mil millones de dólares y procedió de más de mil inversores.

La oferta fue dividida en tres partes. La primera, de 2,5 mil millones de dólares, tuvo un vencimiento en cinco años con premio de 190 puntos básicos sobre los títulos del Tesoro de Estados Unidos. La segunda parte, de vencimiento en diez años y valor de 2,5 mil millones de dólares, tuvo premio de riesgo de crédito de 195 puntos básicos. La última parte, de papeles con vencimiento en 30 años y con premio de riesgo de 220 puntos básicos, llegó a mil millones de dólares. Es una caída considerable en los premios de riesgo de la empresa, que a finales de 2009 emitió 2,5 mil millones de dólares en papeles de diez años pagando ingreso de 238,5 puntos básicos y 270,6 puntos básicos para los papeles de vencimiento en 30 años.

¹⁴ Los Eurobonos suponen actualmente los tres cuartos del volumen total de las emisiones de renta fija internacional. A éste crecimiento ha contribuido la normalización de los convenios de emisión, así como los mecanismos de pago de intereses y liquidación, que se han mantenido bajos los costes de emisión. El mercado de emisiones de Eurobonos es flexible y competitivo y no está sujeto a elevados costes de transacción típicos de los mercados nacionales que se encuentran muy regulados

Este año, para cumplir las inversiones previstas de un total de 93,67 mil millones de reales, solamente la generación de caja prevista sería suficiente. Pero, como hay más espacio para el endeudamiento, la empresa pretende obtener recursos para financiar las inversiones inclusive de los próximos años. Este año, Petrobras pretende recoger de las más diferentes fuentes de recursos de 17 mil millones de dólares, además de los 6 mil millones de dólares ya captados, para nuevas inversiones y otros 29 mil millones de dólares para amortización de deudas. El apalancamiento líquido de Petrobras –relación entre el endeudamiento líquido y el patrimonio líquido- concluyó el año 2010 en un 17%. El resultado representa un aumento de un punto porcentual en relación al nivel del 16% del tercer trimestre del año pasado. En el cuarto trimestre de 2009, el índice había quedado en torno a un 31%.

Al mismo tiempo, los proveedores de Petrobras están usando contratos con la estatal para obtener crédito para sus operaciones. Los pagos futuros estipulados en los contratos dan lastre a los préstamos. Según la estatal, la modalidad tiene potencial para mover entre 3 mil millones de reales y 5 mil millones de reales a partir de 2013 y de debe comprender 20 mil proveedores de suministro de la estatal.

Creado en septiembre de 2010, el proyecto está en fase de pruebas. La iniciativa es una asociación con los seis mayores bancos del país. En vez garantías tradicionales para las operaciones, los bancos aceptan los contratos de los tomadores de préstamo con Petrobras. En esa primera etapa, 20 empresas fueron seleccionadas para probar todo el proceso y seis financiaciones ya fueron cerradas. Los valores no fueron divulgados por Petrobras. Una de ellas es la gaucha **Lupatech**, fabricante de válvulas y equipos para el sector de petróleo y gas. Con el contrato de 1,45 mil millones de reales cerrado con la estatal el año pasado, la compañía obtuvo dos financiaciones, que suman 120 millones de reales. La tasa gira en torno a un 3,2% al año más CDI (tasa de préstamo entre los bancos). El gerente de finanzas de Petrobras, **João Carlos Medeiros Ferraz**, que coordina el programa, dice que el costo financiero de los préstamos cayó en torno a un 30% en relación a las financiaciones hechas por los proveedores usando garantías tradicionales.

Especialistas del sector afirman que, si la tendencia se concreta, el modelo puede eliminar uno de los cuellos de botella de la cadena de petróleo y gas en el país, que es la dificultad de los proveedores de obtener crédito rápido y competitivo. “*Ayuda a las empresas a obtener capital y crecer en el ritmo que necesitan para atender la demanda*”, dijo **Tiago Oliveira**, director de relaciones con los inversores de Lupatech.

Petrobras estudia visitar el mercado de deuda en euros por primera vez

El costo de captación en yenes se duplicó desde el terremoto en **Japón** el mes pasado, limitando las opciones para financiar el plan de inversión de 224 mil millones de dólares de la estatal. El costo de captación en euros para compañías de **América Latina** viene cayendo en relación a las tasas en dólares. El premio exigido por los inversores para comprar títulos de gobiernos de la región en dólares en vez de eurobonos subió de 153 puntos-base el 19 de agosto, el menor en 10 meses, a 221 puntos (de los primeros días de abril), según **JPMorgan Chase & Co.**¹⁵

¹⁵ Exame, “*Petrobras avalia captação em euros após alta do custo samurai*”, (5/4)

El director financiero de la estatal, **Almir Barbassa**, llegó a haber sobre una posible captación en yenes para ampliar las alternativas de financiación después de vender 6 mil millones de dólares de títulos en dólares en enero. Luego, mencionó la posibilidad de transacción en euros o libras. En Japón, el mercado de bonificación samurai está parado después del terremoto. “*Con el mercado de yenes cerrado, los emisores tienen motivo para recoger diversificación*”, dijo **Gianna Bern**, presidente de la consultora para el sector petrolero **Brookshire Advisory and Research** en Chicago y ex directora de **Fitch Ratings**. “*Petrobras tiene una buena historia para contar y no debe tener problemas en hallar demanda al otro lado del Océano Atlántico*”.

La diferencia de ingresos entre la deuda corporativa y la deuda pública en Japón aumentó a 63 puntos-base el 6 de abril, la mayor desde mayo de 2009, según datos de Nombra Holdings Inc. El 10 de marzo, víspera del terremoto, la diferencia estaba en 27 puntos. En Estados Unidos, el *spread* entre esos tipos de activos estaba en 151 puntos-base el 10 de marzo y ahora está en 147.

El ingreso de las bonificaciones de Petrobras con cupón de 5,375% y vencimiento en 2021 aumentó 12 puntos-base a 5,37% desde que los papeles comenzaron a ser negociados este año. La emisión realizada el 20 de enero igualó a la de **General Electric Capital Corp.**, las mayores en el mercado de deuda corporativa de Estados Unidos desde febrero de 2010. El ingreso de títulos de plazo similar de **Pemex** reculó 5 puntos-base en el mismo periodo. La perspectiva de valorización del barril de petróleo, que subió 19% desde la escalada de la crisis política en **Medio Oriente** a mediados de febrero, va a aumentar la demanda por títulos de Petrobras en Europa, dijo **Denis Girault**, que ayuda a administrar 1 mil millones de dólares en deuda de mercados emergentes en **Union Bancaire Privee** en **Zurich**.

“*Hay interés ahora de inversiones por todo lo que está relacionado al petróleo*”, dijo. Las empresas brasileñas captaron 3,75 mil millones de euros en títulos denominadas en la moneda única desde el inicio del año pasado, incluyendo 750 millones de euros obtenidos por Vale SA en su primera emisión en esa moneda.

Análisis III: Bienes y servicios del sector petrolero en alta mar

Brasil es hoy el mayor mercado del mundo para bienes y servicios del sector petrolero en alta mar. **Petrobras** es la mayor compradora. Sin embargo, a escala, el costo y la complejidad de esas necesidades desafían a la industria brasileña en la búsqueda de mayores negocios. Algunos consultores creen que Petrobras podrá gastar 1 trillón de dólares para los próximos años, en inversiones y costos operacionales de proyectos en aguas profundas, valor equivalente a la mitad del Producto Bruto Interno (PBI) de 2010, en la mayor iniciativa industrial de la historia de Brasil. Los gastos anuales de capital de Petrobras, en esta década, más de 45 billones de dólares, son mucho más que el presupuesto anual de la **NASA** en los años 60, en dólares actuales, cuando Estados Unidos se preparaban para enviar el hombre a la Luna. Pocas agencias gubernamentales en el mundo pueden igualar en escala y alcance ese volumen de contratos.

Según el presidente de Petrobras, **José Sérgio Gabrielli**, la estatal absorbe un 10% de las inversiones en capital fijo bruto de Brasil. La **Organização Nacional da Indústria**

do Petróleo (Onip), una asociación público/privada, estima que los gastos de capital para el sector de petróleo y gas, en 2009/2012, totalizarán 147 billones de dólares, o un 60% de todas las inversiones industriales de Brasil. Petrobras fue pionera en la estandarización del equipamiento submarino para la producción de piezas intercambiables entre los fabricantes, reduciendo el tiempo necesario para las instalaciones y las reparaciones de navíos especializados que cobrar alquileres diarios de 200 mil dólares.

Pero Gabrielli advirtió: *“El gran estrangulamiento y el riesgo en el desarrollo del pre-sal están en la incapacidad de los fabricantes de suministrar navíos, equipos y máquinas a tiempo y a un costo razonable. Cuando hablo de equipos, me refiero a miles de sistemas, algunos críticos”*. La industria petrolera siempre fue arriesgada, tanto en términos físicos como financieros, pero mucho menos cuando las compañías consiguen una integración vertical, controlando el flujo de la producción, transportes, refinación y marketing.

Standard Oil Trust, de **John D. Rockefeller**, consiguió la integración los primeros años de existencia del sector, así como las mayores compañías –**Exxon, Shell** y algunas otras- hasta que la **Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP)** los años 70, redujo el control de ellas sobre las reservas. Con sus descubrimientos en alta mar, desde la década del 70, Petrobras ahora es la compañía petrolera más altamente integrada del mundo, con el dominio de su gran mercado nacional, con el apoyo del gobierno y con acceso privilegiado a las grandes reservas en aguas profundas en la Cuenca de **Campos** y **Santos**, enfrentando muchas dificultades técnicas.

En 2009, Petrobras dominaba el mercado mundial en sistemas de producción flotantes en aguas profundas, en la mayor parte super-petroleros adaptados para recibir, almacenar y descargar petróleo y gas extraídos del lecho marino, con 23 de los 49 sistemas flotantes operando en todo el mundo, y 10 de las 17 plataformas de producción semi-sumergibles usadas globalmente. En 2020, las operaciones de Petrobras absorberán 58 plataformas más de perforación (que cuestan más de 600 millones de dólares cada una), 45 nuevas plataformas de producción y 309 super-petroleros y barcos de apoyo. Los encargos de plataformas de perforación pueden ser un negocio especulativo, con alquileres que cuestan en promedio 500 mil dólares al día y con plazos de cuatro años entre el encargo y la entrega por los astilleros. En los años de expansión, *“los propietarios de sondas continúan encomendando, aún cuando los fundamentos de la economía sugieren que podrá haber exceso de construcción”*, afirma **Steven Kopits**, de **Douglas-Westwood**, una consultora petrolera. *“Casi todas encomendadas en los tiempos de abundancia son entregadas después que la recesión se instala”*.

Aunque Petrobras domine su mercado, en escala y la complejidad de las operaciones en aguas profundas involucran un sector poblado por miles de proveedores, entre las gigantes multinacionales que ofrecen servicios para la explotación de petróleo, como Schlumberger y Halliburton, y pequeñas compañías que ocupan nichos tecnológicos. Otras suministran barcos de apoyo y otras proveen servicios de hostería y alimentación para los trabajadores que se quedan durante muchas semanas en las plataformas de perforación. Los equipos y los servicios tecnológicamente más avanzados son suministrados por pocas multinacionales que controlan un 90% del mercado. La mayoría creó subsidiarias locales, compró o formó asociaciones con compañías brasileñas, para adherirse a las reglas del contenido local.

Cuando la industria petrolera mundial migraba a aguas profundas, los desafíos tecnológicos llevaron a Petrobras y sus principales proveedores a lanzarse a la innovación. Las multinacionales más fuertes –como **Schlumberger, GE, Baker Hughes** y **FMC**– montaron laboratorios cerca de Campos, el centro de investigaciones de Petrobras en Río. El universo del petróleo de aguas profundas es habitado por sistemas de máquinas e instalaciones colosales, proyectadas con grados rigurosos de tolerancia, para permitir la operación continua en varias temperaturas y presiones de las profundidades oceánica a lo largo de las décadas

Las dificultades del sistema de contenido nacional en la realización de los proyectos del pre-sal

Petrobras y otras empresas de petróleo que operan en Brasil enfrentan dificultades para cumplir con las exigencias de contenido local en las compras de bienes y servicios acordados en los contratos con la Agencia Nacional del Petróleo (ANP). A partir de 2005, en la 7ª Ronda de Licitación, el gobierno hizo cambios en la forma de medición del contenido local. Las alteraciones hicieron más difícil, para los petroleras, cumplir las obligaciones contractuales concordadas y, al mismo tiempo, probar que los bienes y servicios fueron producidos en Brasil.

La falta de cumplimiento del contenido local puede llevar a la aplicación de pesadas multas por la ANP. La penalidad podría llegar a un 200% del valor del bien que no tuvo el contenido local alcanzado. Los técnicos de ANP identificaron “*desconformidades*” relacionadas al cumplimiento de los porcentuales de contenido local de 70 contratos, suscritos en 2003 y 2004, en el fin de la 5ª y 6ª rondas de licitaciones, y que están en la fase exploratoria. El número equivale a un 16% de los 434 contratos en vigor, exceptuando aquellos suscritos en la “*ronda cero*”, cuando las áreas fueron concedidas a Petrobras sin licitación. En la época, no había obligatoriedad de contenido local. De los contratos con problemas, 44 son de **Petrobras**, 12 de **Petrogal**, 9 de **Petrosinergy** y uno de **Shell**, entre otros. En total, existen 749 contratos activos en la ANP. La situación puede agravarse aún más cuando fueran analizadas las obligaciones asumidas por las concesionarias a partir de 2005.

Hasta 2005, la política de contenido local era menos restrictiva, según las petroleras. La empresa ofrecía un porcentual que era declarado. El concesionario necesitaba sólo presentar una nota fiscal de empresa brasileña con la declaración del proveedor de que el producto era de origen nacional. El gobierno evaluaba, sin embargo, que no podría medir esos índices para efecto de la fiscalización del contrato de concesión con ANP. Se pasó a exigir una certificación hecha por una empresa independiente acreditada por la agencia reguladora.

Bandera de Petrobras, del gobierno federal y de entidades de la industria, el contenido nacional opone a operadores y proveedores nacionales del sector. El debate se refiere a la posibilidad de la ANP de cambiar las reglas de contenido local a partir de la 11ª Ronda de Licitación de nuevas áreas de petróleo y gas, prevista para ser realizada este año. La medida interesa a los operadores, amarradas por compromisos asumidos en el inicio del año 2000, que están siendo difíciles de cumplir. Los operadores presentaron altos índices de contenido local como forma de ganar los bloques ofertados en las licitaciones, pero ahora consideran difícil alcanzar los porcentuales con los cuales se comprometieron.

A partir de la 7ª ronda, se estableció que el porcentual mínimo de contenido local en la fase de explotación en aguas profundas (por encima de los 400 metros de profundidad) sería del 37%, y el máximo, del 55%. Así, de la misma forma que hay una garantía para los bienes nacionales, hay también una parte del suministro reservada a la importación. De forma paralela a los porcentuales fijados, el operador tiene que detallar el contenido local por ítems. En la propuesta, pasó a ser necesario fijar porcentuales de contenido local mínimos por ítems y subsistemas, como interpretación y procesamiento (un 40%), contratación de sonda (un 10%), perforación y complementación (un 30%) y apoyo logístico (un 15%), entre otros.

Hasta 2005, un contenido local mayor podría garantizar la adquisición del derecho de explorar un bloque, aunque la empresa ofreciera menos bonificación de firma (dinero) que el concurrente. Con **Dilma Rousseff** en el **Ministerio de Minas y Energía**, la entonces secretaria de Petróleo del ministerio, **Graças Foster**, hoy directora de Petrobras, promovió los cambios que están preocupando a las petroleras. Las operadoras tienen interés en la simplificación de una lista con 63 ítems sobre los cuales se pasó a exigir contenido local mínimo a partir de 2005. Ese año, fueron establecidos no sólo porcentuales de contenido local generales para las fases de explotación y desarrollo de la producción, sino también se fijaron obligaciones por subsistemas, todo atado a los contratos de concesión.

Mientras se esfuerza por ser una inductora de la política industrial del gobierno, la estatal está siendo presionada en el mercado financiero a causa de los recurrentes aumentos de costos y atrasos en los proyectos. Los especialistas evalúan que la empresa perdió la oportunidad, después de la crisis económica de 2008, de alquilar sondas más baratas. Según los analistas, la construcción de plataformas flotantes de producción en Brasil ha costado más a causa del mayor tiempo, dada la menor productividad de esa industria en el país. El contenido local es tabú en Petrobras. El aumento de la inversión anual de la empresa se multiplicó por ocho desde 2003, lo que viene provocando conflictos entre los sectores interesados en suministrar a Petrobras.

Magda Chambriand, directora de ANP, dijo que la agencia encontró cerca de 70 contratos en disconformidad con el contenido local. *"Estamos viendo alguna disconformidad en los contratos de la 5ª y de la 6ª rondas, pero no es que las empresas no hayan cumplido un 100%. Encontramos algún tipo de falta de cumplimiento, sea en el porcentual global o en ítems individuales"*, explicó. Si los problemas se confirmaran serán aplicadas penalidades, una vez que no hay previsiones de cancelación de contratos. La multa es proporcional a la parte del valor no cumplido, siendo que en los contratos más recientes llega a un 60%.

El abogado **Luiz Cezar Quintans** dijo que existen cuatro resoluciones de la ANP que funcionan como pilar del contenido local, pero lo que fuerza a las empresas a cumplir el contenido son los contratos entre la ANP y el concesionario, y de eso con los proveedores. En la visión de Quintans, va a ser difícil reducir los porcentuales en los contratos pasados. *"La ANP podrá hasta perdonar o no imponer la multa en el proceso administrativo plenamente justificado"*. Para el futuro, sin embargo, incluyendo las áreas del pre-sal no licitadas, es correcto, en la opinión de Quintans, disminuir el contenido nacional, porque no hay tecnología disponible en Brasil para atender a la demanda requerida.

Nuevas inversiones en distintos sectores

Petrobras estimula a los empresarios a prepararse para prestar servicios y vender producto en el Nordeste. Más que un mar, las inversiones en el área de petróleo y gas en el Nordeste abren un océano de oportunidades de empleo y renta. A partir de los descubrimiento de hasta 16 mil millones de barriles de petróleo en la capa del pre-sal, Brasil va a duplicar la producción en los próximos años. Hasta 2020, serán aplicados más de 600 mil millones de reales. De ese total, son esperados por los menos 120 mil millones de reales para el Nordeste. Montante capaz de cambiar los rumbos de la economía y reducir las disparidades regionales.¹⁶

Para atender toda la cadena productiva del sector, que incluye aún la construcción de navíos y plataformas de perforación de pozos en aguas profundas, la estatal estimula la habilitación de empresas para que hagan suministro de productos y servicios. Las oportunidades son amplias y variadas. De los micro y pequeños emprendedores a los grandes empresarios. “*Nosotros garantizamos la compra. Ustedes tienen desafíos por encarar los riesgo y atenderlos*”, destacó el presidente de Petrobras, José Sergio Gabrielli, durante la primera reunión estratégica en Pernambuco este año, para el desarrollo de la **Cadeia Nacional de Fornecedores de Bens e Serviços de Petrobras**.

Sólo en **Pernambuco**, serán poco más de 29 mil millones de reales en inversiones de la estatal, concentradas en la **Refinería Abreu y Lima** y en el **Polo Petroquímico**, ambos en el complejo industrial y portuario de **Suape**. Tiene también las compras de navíos y plataformas que **Transpetro**, subsidiaria de Petrobras, está realizando con el **Estaleiro Atlântico Sul** (ya en funcionamiento) y **Promar** (que está iniciando la implantación). La idea es concentrar esfuerzos para que mas empresas nacionales, regionales y provinciales participen de ese movimiento económico y garanticen espacio para progresar. Calidad es la palabra clave en este sector, donde la competencia es mundial. “*Es preciso tener una visión nacional de la cadena y valorar las calificaciones locales, pero tener conciencia de que la competencia es global*”, alertó el coordinador general de **Indústrias de Transporte Aéreo, Aeroespacial e Naval do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e do Comércio Exterior (MDIC), Carlos Macedo**.

Gabrielli citó inversiones en etanol y fertilizantes para ejemplificar la diversidad de segmentos y, por lo tanto, de oportunidades, a las cuáles los empresarios deben estar atentos. “*Queremos garantizar el contenido nacional en todas esas cadenas y, para eso, es preciso que los empresarios identifiquen sus oportunidades, dificultades y enfrenten los riesgos*”, resaltó. Gabrielli destacó que con estos encuentros Petrobras incentiva la participación de las empresas locales en su cartera de proveedores. “*Estamos trabajando en la alineación junto a compañeros como los gobiernos estaduais y en relación a nuestros propios procesos, asegurando transparencia para minimizar los riesgos para los empresarios*”, comentó.

Por más monstruosas que sean las dimensiones del sector petroquímico, no sobrevive sin el dinamismo de las empresas de menor porte, tanto que Petrobras invirtió en la capacitación de ese segmento, arribando inicialmente a un total de 32 millones de reales en recursos para ese fin. Una oportunidad sin par para micro y pequeños empresarios según **César Plata**, director de **Asvac Bombas**, empresa de pequeño porte que ha explorado ese escenario de expansión ya hace algún tiempo. A lo largo de los últimos 10 años vio la facturación de su empresa crecer un 70%. Y con las perspectivas de

¹⁶ Diário de Pernambuco, “*Muitas opções para se tornar fornecedor*”, (5/4)

multimillonarias inversiones del sector del pre-sal, ya proyecta duplicar las ganancias actuales en los próximos cinco años.

Asvac fabrica bombas para transferencia de combustible, refrigeración, entre otras, para navíos y plataformas de explotación. Con el descubrimiento del potencial petrolero brasileño, la empresa pasó a ser cada vez más requerida. Necesitó ampliar la línea de producción rápidamente -pasando de 26 a 46 operarios-, además de promover modificaciones técnicas en la línea para adecuarse a las nuevas especificaciones del sector. Es justamente esa flexibilidad de las empresas de pequeño tamaño que las hacen importantes para el sector de petróleo y gas, que frecuentemente tienen desafíos y necesidades. Estas empresas son más ágiles técnica y burocráticamente, en lo que se refiere a cuestiones fiscales y documentales.

Según Petrobras, en el periodo de 2004 a 2010, más de 3 mil micro y pequeñas empresas fueron capacitados por la estatal para ser proveedoras de la cadena productiva de petróleo y gas. También ya fueron realizadas 65 rondas de negocios incluidas esas empresas, que generaron expectativas para el suministro de bienes y servicios en torno a los 2,6 mil millones de reales.

Petrobras es, a buen seguro, la principal generadora de inversiones. Pero no es la única. **Jerônimo Azevedo**, gerente de registro de la **Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip)**, recuerda que hay otras 40 operadoras extranjeras explorando en Brasil, siendo demandantes de proveedores de servicios, además de mano de obra brasileña. Sólo para dar un ejemplo del potencial movilizador del mercado que tiene ese sector, será necesaria la construcción de, por lo menos, 800 estructuras flotantes –entre ellas, navíos petroleros, de apoyo y plataformas de explotación. Para atender a la producción de petróleo, ya están en proyecto por lo menos 20 astilleros más. Su construcción movilizará oficinas de ingeniería y empresas de construcción civil, por ejemplo. Cuando los navíos estén en construcción, demandarán piezas y componentes de empresas menores, como las bombas de Asvac.

La legislación brasileña exige que por lo menos un 65% de los componentes usados en la construcción de cualquier estructura del sector petroquímico sean nacionales. Esa cota es considerada pequeña por los empresarios que suministran para el sector, que suministran para el sector. Algunas plataformas encomendadas por Petrobras son construidas en Holanda, pero buena parte de sus componentes es importada de Brasil, para hacer valer la legislación nacional.

Centros de investigación y desarrollo y demanda de mano de obra



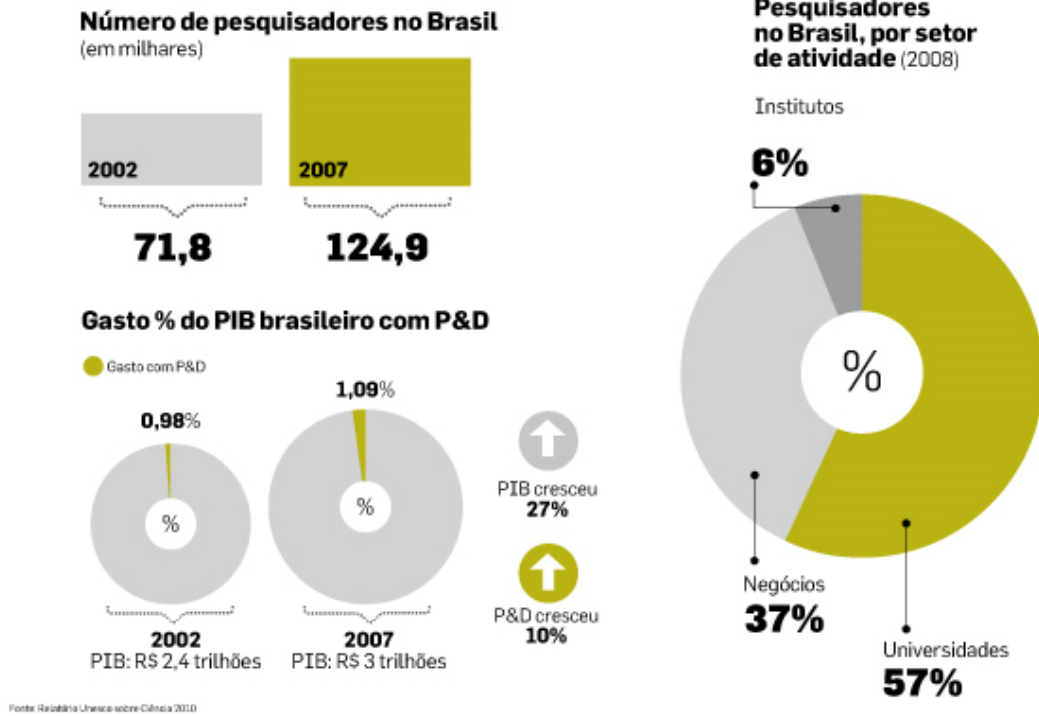
Brasil entró en una competición que tiene menos promoción que las Olimpiadas y la Copa del Mundo de fútbol, la dispuesta para atraer super-laboratorios, centros de investigación y desarrollo, que ya movilizan los sistemas educativos, de ciencia y tecnología del país. Aproximarse a las universidades, formadoras de mano de obra para investigación, ha sido el camino natural para las empresas que apostaron por el país. Sólo en 2010 fueron anunciadas inversiones del orden de 500 millones de reales en el **Parque Tecnológico de UFRJ**, en Río. Es allá que Petrobras y al menos seis multinacionales están instalando o ampliando laboratorios. En Río y San Pablo, gigantes como **IBM** y **DuPont** ya pusieron en operación centros de punta. Y **Vale** está creando polos tecnológicos en tres Estados. En esos centros van a trabajar profesionales que antes tenían como opción hacer ciencia fuera del país.¹⁷

Los analistas atribuyen la llegada de los super-laboratorios al escenario de estabilidad en Brasil. Otros atractivos son el inicio de la explotación de petróleo en el pre-sal y los sucesivos récords en la formación de investigadores.

El gobierno admite que la tasa de innovación en las empresas es “tímida”. “Un número inexpresivo de investigadores actúa en empresas. Falta cultura de innovación en el ambiente empresarial y hay poca articulación de las políticas industriales y de ciencia y tecnología, a pesar de los esfuerzos recientes”, dijo Ronaldo Mota, secretario de Desarrollo Tecnológico e Innovación del Ministerio de Ciencia y Tecnología. El pre-sal puede ayudar a cambiar esa realidad, como muestra el campus de UFRJ en la Isla del Fundão, polo de la carrera tecnológica para explotación de petróleo en aguas ultra profundas. La búsqueda de espacio fue tan grande en los últimos dos años que sólo restan tres terrenos libres. Se estima que serán generados en el local 4 mil empleos hasta 2014, cuando los nuevos polos de investigación deberán estar listos. Como mencioné en informes anteriores sobre esta temática, la francesa **Schlumberger** fue la primera multi en inaugurar un centro en la isla, en noviembre.

¹⁷ Estado de San Pablo, “Temporada de caza a científicos”, (29/3)

También anunciaron inversiones allí las americanas **FMC Technologies**, **Baker Hughes** y **Halliburton**. La española Repsol está construyendo un laboratorio para investigación en petróleo y gas. **GE** va a levantar, en el parque, su quinto **Centro de Investigaciones Global**. Hará investigaciones sobre combustibles fósiles, pero también energías renovables, minería, ferrocarril y aviación. Según el director ejecutivo del parque, **Mauricio Guedes**, las empresas que quieren instalarse en Fundão pasan por una evaluación de la universidad. *“Es fundamental que establezcan cooperación con grupos de investigación de UFRJ”*, explica. *“Las empresas no sólo buscan ingenieros y doctores, sino también estudiantes para ser alumnos en prácticas en grupos de investigación”*.



Petrobras es la gran responsable por tanta inversión en UFRJ. Desembolsó 1,2 mil millones de reales para aumentar de 180 mil a 300 mil metros cuadrados el tamaño de su polo tecnológico en Fundão. La nueva estructura del **Centro de Investigaciones y Desarrollo (Cenpes)**, inaugurada en octubre, tiene cerca de 1.600 profesionales trabajando en el área de P&D e ingeniería de proyectos innovadores. El número de laboratorios pasó de 137 a aproximadamente 200.

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