

**Informe Sobre El Mercado Energético Global**

**El ciclo económico del pre-  
sal y las ventajas y  
desventajas para la industria  
brasileña**

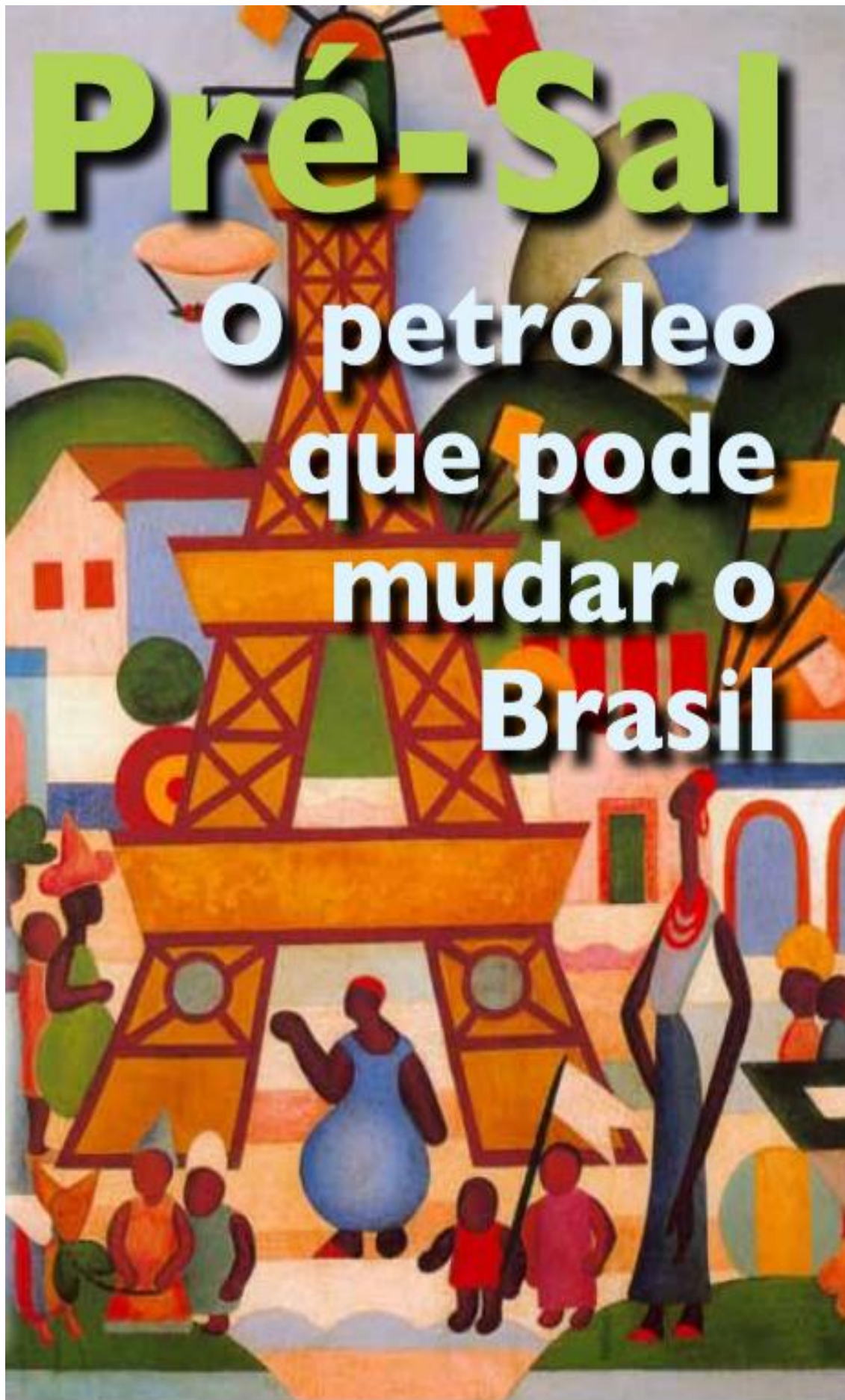
Por Hernán F. Pacheco

## Índice:

<u>Análisis I:</u> Gracias al pre-sal, Brasil entró en un nuevo ciclo económico	4
✓ <i>Petrobras reformula el plan de negocios para 2010-2014</i>	8
✓ <i>BNDES financia la expansión marítima del pre-sal</i>	9
✓ <i>Los pedidos del pre-sal desafían a la industria siderúrgica brasileña</i>	10
✓ <i>Expansión de la producción brasileña de acero por pre-sal, Copa del Mundo y los Juegos Olímpicos</i>	11
<u>Análisis II:</u> 7.500 metros de profundidad ¿viabilidad de una nueva frontera?	13
<u>Análisis III:</u> Las empresas que mayores negocios realizarán con el pre-sal	17
Petrobras: Cambio en la escala de compras pone en entredicho la participación local	20
<u>Geopolítica:</u> Brasil en el gran juego de ajedrez mundial	22
<u>Análisis IV:</u> Nuevas frontera geológica, nuevas complicaciones ambientales	25
✓ <i>Gas shale y la polémica por la fractura hidráulica</i>	29
✓ <i>Tar sands, amenazas a entornos vulnerables</i>	32
✓ <i>Conclusión</i>	34

# Pré-Sal

O petróleo  
que pode  
mudar o  
Brasil





## **Análisis I: Gracias al pre-sal, Brasil entró en un nuevo ciclo económico**

A pesar de estar aún intacto, a siete mil metros de bajo la superficie del mar, el petróleo depositado en la capa pre-sal ya es el combustible de una carrera por inversiones multimillonarias en tierra firme. Son obras de infraestructura y logística, y negocios en los sectores portuario, aeroportuario, hotelero, inmobiliario, naval y de investigación tecnológica. El gobierno procede tanto de las empresas privadas como del gobierno y puede superar la cifra de los 20 mil millones de dólares. Y Río de Janeiro, que concentra un 85% de la producción brasileña actual y es uno de los estados que tienen pozos del pre-sal, ocupa una posición privilegiada en la ruta de esas inversiones<sup>1</sup>.

En los próximos años, la participación del petróleo en la economía fluminense deberá aumentar, con las inversiones en los nuevos yacimientos del pre-sal y en la construcción de una nueva refinería, que podrá aumentar el valor agregado de las exportaciones. Con cerca de un 60% de los descubrimientos del pre-sal en su territorio, el Estado de Río de Janeiro deberá recibir más de 80 mil millones de dólares en inversiones en los próximos tres años. No es para menos: se estima que en diez años Petrobras producirá lo que llevó cinco décadas. En 2020, la estatal deberá tener una producción de 4 millones de barriles por día, el doble de la cifra actual y buena parte de ese aumento podrá venir de los campos pre-sal de Río<sup>2</sup>.

Las inversiones de Petrobras y de otras petroleras para explorar petróleo irán a desencadenar la aplicación de 40 mil millones de reales de recursos en eslabones de la cadena productiva, como construcción de refinerías, industrias de plásticos, siderúrgicas, fabricantes de máquinas y equipos e industria naval. Por cuenta del pre-sal, grandes empresas están instalando en el Estado sus centros de investigación. Sólo en 2009, fueron anunciados tres nuevos centros de investigación con esa finalidad por parte de la americana **Baker Hughes**, la francesa **Schlumberger** y de **Usiminas**. Todas funcionarán en el mayor parque tecnológico de América Latina volcada al sector de petróleo y gas en la Ilha do Fundão.

<sup>1</sup> El área del Pre-Sal en Río de Janeiro sobrepasa los 69 mil km<sup>2</sup> (un 46% del área total en Brasil delimitada como Pre-Sal por el gobierno federal), de los cuáles 17 mil km<sup>2</sup> (un 25%) ya fueron licitados en rondas de la ANP y 51 mil km<sup>2</sup> (un 75%) están disponibles y serán concedidas por el nuevo Régimen de Reparto.

<sup>2</sup> Valor Económico, "Jazidas de pré-sal movimentam R\$ 80 bi", (1/3)

Rio es el mayor productor de petróleo del país, respondiendo por un 85% de la producción del hidrocarburo a nivel nacional. Ese círculo virtuoso de inversiones podrá ampliar la participación fluminense en el producto bruto interno nacional. Hoy, Rio responde por un 11,2% del PBI del país, como el Estado recibirá pesadas inversiones y el petróleo tiene efectos directos e indirectos importantes, esa participación deberá aumentar en los próximos años. El banco UBS estima que sean necesarias inversiones por 600 mil millones de dólares para extraer petróleo de esa nueva frontera exploratoria, siendo que un 60% del área está en Rio.

Los puertos recibirán atención especial en ese flujo de dinero. Petrobras deberá arrendar un área en el Puerto de Rio de Janeiro, para ampliar el movimiento de carga para las sondas que están explorando la capa pre-sal, en la Cuenca de Santos. **Companhia Docas do Rio de Janeiro**, que administra el puerto, estudia la reserva del área específica para la industria del petróleo. Petrobras ya usa el puerto desde principios del año y quiere aumentar su presencia para responder al crecimiento de la demanda. El mayor uso del Puerto de Río se debe a la saturación de la Terminal de Maca, en el norte fluminense y del puerto de Angra dos Reis<sup>3</sup>.

El Puerto de Rio es usado como punto de partida para el envío de 5 mil toneladas de carga por mes para las 12 sondas que realizan actividades de exploración en la cuenca de Santos. Con el posible arrendamiento de una de las terminales, la idea es que 24 sondas de Petrobras sean provistas por el puerto. El área que la petrolera estatal arrendaría ocupa una región prácticamente ociosa en el puerto, hoy usada para stock de productos siderúrgicos.

Además, diecinueve empresas brasileñas e internacionales ya comunicaron a la **Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq)** la intención de explorar terminales o áreas arrendadas en puertos de todo el país, contemplando el movimiento generado directa o indirectamente por el pre-sal. Los técnicos de Antaq estiman que sólo esos proyectos tienen potencial para captar entre 10 mil millones y 20 mil millones de dólares en actividades como apoyo offshore (abastecimiento de plataformas), apoyo marítimo, producción de tubos flexibles, entre otras. Para no causar especulación en el mercado, la agencia no divulga cuáles puertos están despertando interés privado. De cara al pre-sal, el gobierno del estado piensa invertir en la revitalización del aeropuerto de **Angra dos Reis**, litoral sur fluminense. La idea es repetir las inversiones realizadas en el aeropuerto de **Cabio Frio**, que gracias a Petrobras recibe unos 200 pasajeros de helicópteros por día. En el pre-sal, las plataformas tienden a quedar muy distantes de la costa así que el traslado por helicóptero será fundamental.

Rio de Janeiro también tendrá la primera unidad industria de Brasil de mantenimiento y reparación de turbinas de generación de energía de las plataformas de petróleo. **General Electric** tiene el objetivo de operar una nueva unidad el año próximo. Hoy las turbinas son retiradas de las plataformas y van hacia el exterior para el mantenimiento, donde quedan de tres a cuatro meses<sup>4</sup>.

La anunciada nueva onda de inversiones en infraestructura alimenta la esperanza de que ocurran cambios estructurales en sectores deficitarios que entraban en el desarrollo de Brasil. Aún antes de funcionar con todo su potencial, lo que debe ocurrir a partir del año 2014, el sector ya se destaca como el gran generador de empleos en Brasil. Hasta 2013, la previsión es de creación de casi 700.000 nuevas plazas en el mercado de trabajo<sup>5</sup>.

Con 340 mil millones de reales para ser utilizados en Brasil entre 2010 y 2013, el sector de petróleo y gas va a estirar el crecimiento de las inversiones en la industria los próximos años, apunta un informe del BNDES. Principal destino de esos recursos, el

---

<sup>3</sup> Valor, "Petrobras pode arrendar área no Porto do Rio, para suprir pré-sal", (19/7)

<sup>4</sup> O Globo, "Rio terá unidade de manutenção de turbinas construída pela GE, de olho na exploração do petróleo", (13/7)

<sup>5</sup> www.clicrbs.com.br, "Dentro da onda", (18/7)

Sudeste va a presenciar transformaciones significativas. La reanudación de la industria comienza a cambiar la distribución geográfica del crecimiento en Brasil<sup>6</sup>. Después que el Nordeste ha sido el astro regional de la expansión en los últimos años, ahora es el Sudeste<sup>7</sup>.

Gracias al pre-sal, el sector petrolero, hasta entonces concentrado en Río, va a impulsar polos de desarrollo en **San Pablo** y **Espírito Santo**. Los valores estudiados por BNDES se refieren, sin embargo, sólo a las inversiones iniciales del pre-sal, cuyas reserva están estimadas en cerca de 50 mil millones de barriles por la **Agência Nacional do Petróleo (ANP)**. Esto indica que el sector continuará creciendo en las inversiones de la economía brasileña<sup>8</sup>.

La industria naval local, por su parte, debe ser desarrollada en el estuario de Santos, bordeado por las ciudades de **São Vicente, Cubatão, Santos** y **Guarujá**. Para la construcción de astilleros, por lo menos cinco áreas están siendo estudiadas, con extensión de entre 100 mil m<sup>2</sup> a 1 millón de m<sup>2</sup>. Es una región ideal por el buen acceso a vehículos de carga, por la proximidad con la usina siderúrgica y por la profundidad del canal<sup>9</sup>.

La **Baixada Santista** será una de las regiones que más pasarán por cambios con el pre-sal. La región debe transformarse en un polo tan o más importante que la del norte fluminense para el sector. Sede de Petrobras y de la ANP, Río debe quedarse con un gran porcentaje de las inversiones del sector. El estudio **Decisão 2010-2012**, de la **Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan)**, establece inversiones por 126,3 mil millones de reales em el Estado para ese periodo. De ese total, 77,1 mil millones son de iniciativas de Petrobras, 28,6 mil millones del sector de infraestructura y 20,3 mil millones de la industria de transformación. El sector petroquímico responde por casi un 75% de las inversiones de la industria de transformación, destacándose para el **Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)**. La iniciativa, cuya inversión prevista inicialmente es de 85 mil millones de dólares debe entrar en operación en 2013, aumentando la capacidad brasileña de refinación de petróleo pesado con una consecuente reducción de la importación de derivados y de productos petroquímicos.

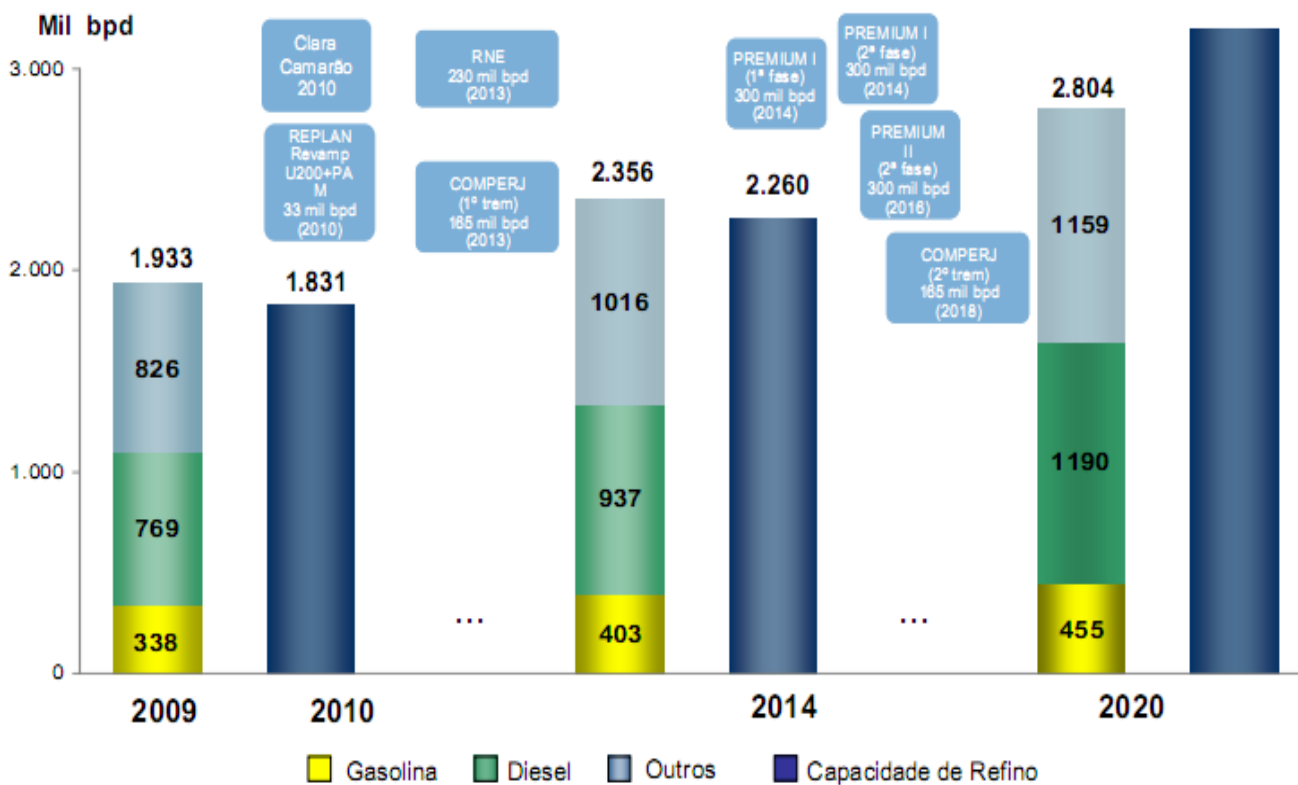
---

<sup>6</sup> Estado de San Pablo, “*Com investimento da indústria, Sudeste volta a liderar crescimento nois*”, (20/6)

<sup>7</sup> Al contrario de lo que venía ocurriendo, el desarrollo será dinamizado más por la ampliación de la industria y servicios y menos por las transferencias de rentas promovidas por los programas como Bolsa-Familia y el aumento del salario mínimo.

<sup>8</sup> Estado de San Pablo, “*Pré-sal vai criar novos polos de desenvolvimento*”, (11/6)

<sup>9</sup> O Globo, “*São Paulo faz mapeamento para investimentos do pré-sal*”, (26/1)



- Agora o Comperj é uma nova refinaria
- Mesmo com aumento da capacidade de refino, em 2014 estaremos exportando 966 mil bpd

El esfuerzo de Petrobras en atraer empresas a Brasil viene acompañado de otro movimiento en la cadena de proveedores: los que ya están instalados allí corren para montar centros de investigación para desarrollar tecnologías específicas para el pre-sal. La francesa Schlumberger, proveedora de componentes y prestadora de servicios en el área de petróleo, anunció la construcción de un centro tecnológico en Rio, donde están Cenpes (centro de investigación de Petrobras) y UFRJ.

Schlumberger enfocará su actuación en el desarrollo de nuevas tecnologías en el área de petróleo y gas en el país, en tres áreas: desarrollo de software de geociencias para el sector de exploración y producción; nuevas tecnologías para desafíos de producción y caracterización de las reservas en el pre-sal; y la creación de un centro de excelencia en procesamiento e interpretación geofísica, cubriendo tecnologías 4D y mediciones sísmicas y electromagnéticas<sup>10</sup>.

También ya está en la fila para construir sus laboratorios su competidora norteamericana Halliburton. Con esta empresa, uno de los acuerdos con Petrobras es para investigación de tecnologías para determinar la contaminación de fluidos; simulación en laboratorio de la producción de pozos; cimentación en formaciones de sal y gas carbónico (CO<sub>2</sub>)<sup>11</sup>. En el área de ductos, la francesa Technip y la italo-argentina Tenaris Confab también ya decidieron construir sus centros de investigación en Brasil.

Muchos de los laboratorios ya instalados en la Ilha do Fundão –y algunos de los que vendrán- cuentan con la asociación con Coppe. La siderúrgica Usiminas es otra de las que

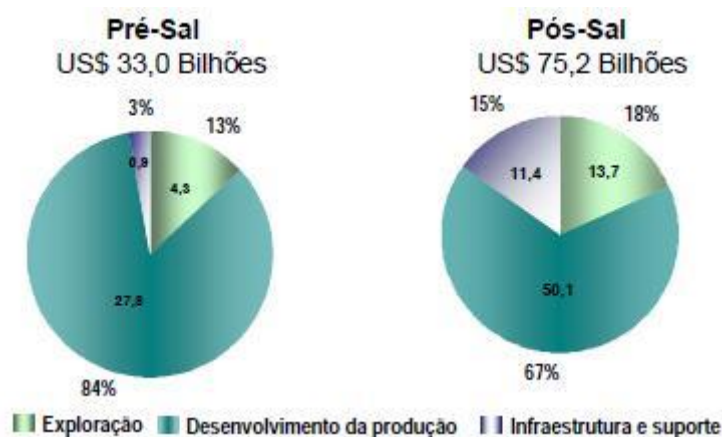
<sup>10</sup> Agência Brasil, “UFRJ terá centro internacional de pesquisa para o pré-sal”, (11/09/2009)

<sup>11</sup> Valor Econômico, “Petrobras terá de desenvolver fornecedores”, (23/12/2009)

va a abrir un centro tecnológico al lado de Cenpes, de Petrobras, para desarrollar aceros especiales para la construcción naval. Wellstream, de ductos y otros equipos submarinos, y Clarent, de productos químicos para combate a la corrosión, también pretenden abrir unidades de investigación en la Ilha do Fundão.

## Petrobras reformula el plan de negocios para 2010-2014

De los 108,2 mil millones de dólares que Petrobras prevé invertir, en Brasil, en exploración y producción de petróleo entre 2010 y 2014, 33 mil millones de dólares serán en el pre-sal. Según datos de la compañía, en ese periodo, la mayor parte de las nuevas plataformas en construcción es para el post-sal y las inversiones en desarrollo de la producción son mayores que los aplicados en exploración (nuevos descubrimientos). El pre-sal estará absorbiendo la mayor parte de las inversiones en exploración de nuevas áreas. Es bueno recordar que Petrobras deberá tener un 30% de cada área a ser subastada en el pre-sal, conforme prevé el nuevo sistema de reparto.



Según el Plan de Negocios de la estatal para el periodo 2010-2014, el segmento de **Exploración y Producción (E&P)** va a recibir inversiones de 118,8 mil millones de dólares en el periodo, aumentando un 14% en relación al proyectado en el plan anterior, para el periodo 2009-2013.<sup>12</sup> El segmento representa un 53% de la inversión total programada para los próximos años, de 224 mil millones de dólares. Los recursos serán destinados a garantizar el descubrimiento y apropiación de reservas, maximizar la recuperación de petróleo y de gas en las concesiones en producción, además de desarrollar la producción del pre-sal de la Cuenca de Santos e intensificar el esfuerzo exploratorio en otras áreas del pre-sal y en nuevas fronteras en Brasil.

En Espírito Santo, Petrobras invertirá 40,6 mil millones de reales hasta 2014 en diversos proyectos que incluyen, además de nuevas plataformas en los campos del Litoral Sur, gasoductos marinos, terminal portuaria para apoyo a las plataformas, etc. El estado se quedará con una participación de entre un 10% y un 11,15% del total de las inversiones<sup>13</sup>.

El primer proyecto incluido en esa inversión es el **FPSO Capixaba**, navío-plataforma que debería haber comenzado a producir en el campo **Baleia Franca**, en el **Parque das Baleias**, en el Litoral Sur, desde el 25 de abril pasado. Esta plataforma

<sup>12</sup> O Globo, “Área de exploração da Petrobras vai absorver 53% dos investimentos”, (21/6)

<sup>13</sup> A Gazeta, “Petrobras vai investir R\$ 40 bi em plataformas e gasodutos”, (19/05)



producirá en los pozos del pre-sal. También este año, en noviembre, la estatal espera colocar en operación, en el campo de Jubarte, en pozos en la capa del post-sal, la primera plataforma con capacidad de producción de 180 mil barriles por día.

## **BNDES financia la expansión marítima del pre-sal**

En junio, el BNDES aprobó una financiación de 750 millones de dólares a la **Companhia Brasileira de OffShore (CBO)**, del grupo **Fischer**, para la construcción de 19 embarcaciones de apoyo marítimo, en unos de los mayores préstamos realizados por el banco al sector naval privado y previsto para atender la demanda del pre-sal<sup>14</sup>. Con los recursos, el grupo brasileño podrá duplicar su flota de navíos, haciéndose la mayor detentada por una empresa de capital brasileño. La empresa posee 17 navíos y debe concluir la construcción de otros dos en el segundo semestre. Los 19 navíos, de los cuáles 17 podrán transportar 3 mil toneladas de carga máxima y otros dos 4,5 mil toneladas, serán construidos en el Astillero Alianza, localizado en Niteroi, en la región metropolitana de Río de Janeiro.

Las embarcaciones serán del tipo PSV (por sus siglas en inglés, para navíos de apoyo a la plataforma). Son navíos que transportan suministros a las plataformas, con capacidad de mantenerse estables en alta mar, evitando colisiones o alejándose de las grandes estructuras de perforación flotantes.

En 2008, Petrobras dijo que necesitaría 146 navíos de apoyo para sus plataformas, número que ya es considerado insuficiente. La demanda podrá ser tres veces mayor teniendo en cuenta los recientes descubrimientos y la reevaluación de las proyecciones de la estatal. Cada plataforma precisa de tres a cinco navíos de apoyo. Pero lo que se sabe es que, de los 146 navíos de apoyo, 64 unidades son de la modalidad PSV, de los cuáles 49 unidades de 3 mil toneladas y 15 unidades de 4,5 mil toneladas.

---

<sup>14</sup> IG, “BNDES aprova R\$ 1,2 bilhão para navios de fornecedora do pré-sal”, (17/6)

## Impactos dos investimentos da Petrobras sobre a cadeia produtiva (2009-2013)



✓ Investimentos de US\$ 111,6 bi podem gerar produção industrial de quase US\$ 202,2 bilhões

	Em US\$ Bilhões		
	Efeito Direto	Efeito Indireto	Total
<b>Máquinas e equipamentos</b>	43,1	8,3	51,4
<b>Equipamentos de transporte (sobretudo Construção Naval)</b>	28,1	6,8	34,9
<b>Metalurgia</b>	11,0	19,9	30,9
<b>Demais setores produtivos</b>	9,1	36,9	46,0
<b>Comércio</b>	13,2	8,6	21,9
<b>Serviços</b>	7,1	34,0	17,1
<b>Total</b>	111,6	90,6	202,2

✓ Esse total de investimentos, correspondem a 22% do Pré-Sal. Portanto, estes impactos ainda estão subestimados e têm grande espaço para crescimento.

Fonte: Petrobrás e IBGE. Elaboração: APE/BNDES

13

## Los pedidos del pre-sal desafían a la industria siderúrgica brasileña

Con la multiplicación de las compras de Petrobras anunciadas en su último plan estratégico, solamente la demanda de acero para plataformas y sondas puede llegar a 5,3 millones de toneladas de acero para 2020. El número equivale a cerca de tres meses de producción de laminados en el país. Cada plataforma demanda una media de 46 mil toneladas de acero. Para cada sonda se gasta cerca de 28 mil toneladas de la materia prima<sup>15</sup>.

Petrobras anunció la contratación de 84 plataformas y 53 sondas de perforación hasta el 2020, entre 504 barcos de apoyo y otros equipamientos. La mayoría de los encargos para la exploración de nuevos campos de producción de petróleo debe ser destinada al pre-sal. Otros 75,2 mil millones de dólares están previstos para el post-sal. Los recursos dependen de la capitalización de Petrobras a realizarse hasta septiembre.

Las siderúrgicas se sienten preparadas para atender a la demanda del sector petrolero. Fue reforzada la producción de aceros especiales (duplex, revestidos, inoxidable); ligas de níquel, tubos bi-metálicos y materiales con polímeros son algunas soluciones que están siendo suministradas a Petrobras para la exploración de reservas, localizadas a seis mil metros de profundidad.

La explotación petrolera va a garantizar escala para el desarrollo de diversos productos de acero inoxidable en Brasil. Los aceros más resistentes a la corrosión ya están siendo utilizados en las refinerías, que ahora procesa petróleo con contenido corrosivo más elevado que en el pasado. Este año, el consumo aparente de acero bruto en Brasil deberá

<sup>15</sup> IG, "Plataformas e sondas demandam 5,3 milhões de toneladas de aço", (28/7)

alcanzar 1,240 mil millones de toneladas y que la expectativa para el año próximo será de 1,3 mil millones de toneladas<sup>16</sup>.

Los grandes astilleros brasileños están interesados en desarrollar una asociación de largo plazo con proveedores del sector de petróleo y gas. Es una forma de ampliar la competitividad de la industria brasileña en los encargos del pre-sal. Para intentar garantizar mayor participación de las empresas en las compras de bienes y servicios del pre-sal, un grupo de 27 astilleros creó la **Associação Brasileira das Empresas de Construção Naval e Offshore (Abenav)**. La entidad va a funcionar como un forum de debates y pretende reunir a todos los agentes involucrados en la industria naval y offshore, incluso el gobierno<sup>17</sup>. Los astilleros tienen relación comercial con muchos proveedores, pero el objetivo es ampliar la asociación considerando proveedores brasileños y extranjeros.

El crecimiento de la explotación y producción de petróleo y gas natural en aguas profundas hizo del segmento offshore –de construcción de plataformas y navíos de apoyo– un importante mercado para los astilleros brasileños en la última década. Y la perspectiva de desarrollo del pre-sal abre nuevas oportunidades. Pero el riesgo es que, por falta de competitividad, las empresas no consigan aprovechar los negocios que van a surgir con el pre-sal.

## Expansión de la producción brasileña de acero por pre-sal, Copa del Mundo y los Juegos Olímpicos

Un informe realizado por **BNDES** afirma que la producción brasileña de acero bruto alcanzará el nivel récord de 43,1 millones de toneladas en 2014, una expansión del 63% en relación con el desempeño de 2009. La performance del sector será ampliada por el mayor ritmo de expansión de la economía y por el crecimiento de la demanda de acero para la explotación del pre-sal y para los proyectos de la Copa del Mundo y de los Juegos Olímpicos. En los cálculos del BNDES, el pre-sal, la Copa y las Olimpiadas van a crear una demanda adicional de acero de 7,8 millones de toneladas. A pesar de eso no existen riesgos de cuello de botella en el sector<sup>18</sup>.

El estudio considera un ritmo de expansión de la economía a partir de 2011 del orden del 5 a un 5,5% al año. Una expansión más acelerada de la economía puede resultar, sin embargo, redireccionamiento de las exportaciones para el mercado interno.

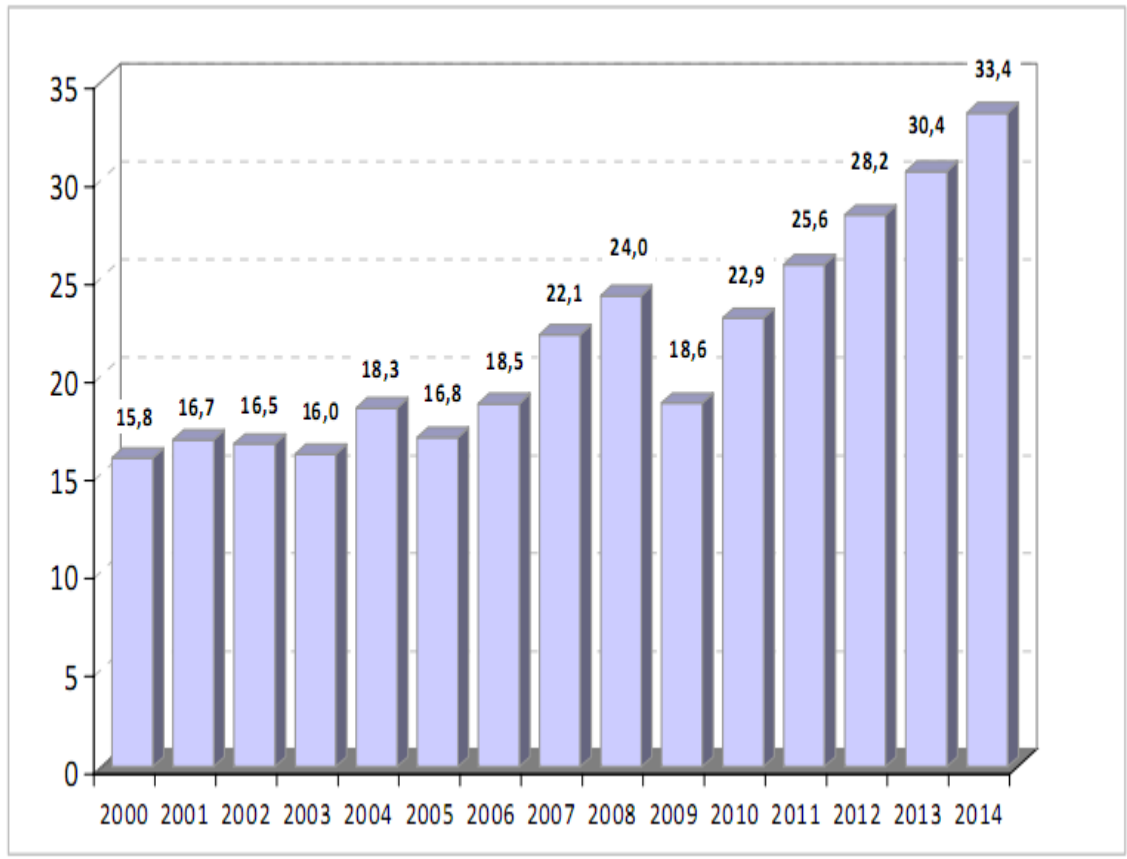
---

<sup>16</sup> O Globo, “Pré-sal deve garantir escala para novos usos de aço inox no Brasil”, (27/7)

<sup>17</sup> Valor, “Pré-sal une estaleiros e fornecedores”, (30/7)

<sup>18</sup> Folha de S.Paulo, “Produção de aço crescerá 63%, diz BNDES”, (29/7)

**Gráfico 4: Consumo Doméstico de Aço (2000-2014)**  
**(milhões de toneladas)**



Fonte: BNDES

El consumo de acero per cápita en Brasil está aun lejos del verificado en países como Estados Unidos y China. El **Instituto Aço Brasil** prevé que el consumo per cápita alcance en 2010 el nivel de 129,3 kg/habitante. El año pasado. El consumo de Estados Unidos fue de 186,9 kg/habitante. En China, 405,2 kg/habitante. El aumento del consumo es uno de los desafíos del sector, al lado de la necesidad de mecanismos para un mayor acceso al mercado internacional y al riesgo de la desindustrialización del país, en razón de la competencia con los importados, principalmente de China.

## Análisis II: 7.500 metros de profundidad ¿viabilidad de una nueva frontera?



La estrategia de las empresas de ir cada vez más a fondo en la explotación de petróleo puede llevar al gobierno brasileño a ampliar el mapa del pre-sal. En perforación récord en el país, **Repsol** está explorando un pozo con el objetivo de alcanzar 7,5 mil metros de profundidad, en un área que aún no es considerada pre-sal por la Unión, pero sí por la empresa española y por los especialistas del sector. Paralelamente, **Shell**, **Anadarko** y **Petrobras** hacen descubrimientos bajo la capa de sal lejos de Tupi, localizado en la camada picanha azul, en la Cuenca de Santos, donde todos los bloques ya explorados presentaron indicios de hidrocarburos.

Las nuevas tecnologías experimentadas por la industria petrolera en esta década, además de los elevados precios del petróleo, estimularon

a las empresas a perforar cada vez más fondo –y consecuentemente encontrar petróleo en nuevas regiones. Sísmicas en tercera dimensión, materiales más resistentes, taladros mayores en las sondas hacen la diferencia de las actividades exploratorias.

Repsol apuesta a la existencia de petróleo debajo de una capa de sal que puede superar 3 mil metros de espesor en el bloque ES-T-737, localizado entre la Cuenca de Campos y Espíritu Santo, a cerca de 87 kilómetros al nordeste de **Jubarte**, campo con reservas abajo de la capa de sal localizada al Sur de Espíritu Santo, próximo al límite de lo que actualmente es considerado pre-sal. Detalle: en Tupi y en la mayoría de las áreas ya conocidas del pre-sal, la capa de sal posee una media de dos mil metros. Antes de alcanzar la espesa capa, la sonda **Stena Drill Max**, que está perforando el bloque de Espíritu Santo, recorrió una lámina de agua de 2.160 metros y atravesó un tramo de casi 2 kilómetros de sedimentos y rocas marinas en la capa del post-sal.

Repsol comenzó a perforar el bloque en febrero, pero, por problemas mecánicos (natural por tamaño profundidad), tuvo que interrumpir la actividad y reiniciarla en otro pozo. Un resultado positivo de Repsol en el bloque ES-T-737 puede hacer que el gobierno cambie el mapa del pre-sal. El polígono del pre-sal, área bajo concesión considerada hasta ahora, va del Norte de Santa Catarina al Sur de Espíritu Santo.

Si ocurrieran, los cambios en el mapa del pre-sal no van a interferir en el derecho de exploración y producción de las áreas ya licitadas, como el bloque de Repsol, pero pueden ser consideradas por el gobierno a la hora de definir las futuras licitaciones de petróleo. El gobierno va a escoger áreas de elevado potencial en el pre-sal y consideradas estratégicas para las licitaciones de reparto. El bloque de Repsol está próximo a un área donde Petrobras ya descubrió petróleo, lo que alimenta las oportunidades de la compañía en la perforación de un pozo de 7,5 mil metros. El descubrimiento de Petrobras en esa región, en el bloque **ES-M-590**, fue comunicada a la ANP en abril del año pasado. La profundidad del pozo llegó a 6.375 metros.

Aún más lejos de los límites del polígono del pre-sal, Petrobras también estaría intentando encontrar petróleo debajo de la sal en Bahía y en Sergipe. En la cuenca del Jequitinhonha, la estatal perforó el **BM-J-3**. En Sergipe, la formación sedimentaria del campo productor de Carmópolis lleva a los geólogos a la conclusión de que las áreas adyacentes también pueden guardar reservas de petróleo abajo de la sal, como la que el área ya produce. Petrobras está perforando el bloque **SEAL-100**, en esa cuenca, con el objetivo de alcanzar una profanidad de 3.462 metros. El espesor de la capa de sal varía de región por región. Si en **Tupi** posee 2 mil metros y en el bloque de Repsol puede pasar los 3 mil, en Jubarte (ES) no llega a los 800 metros.

El polígono del pre-sal fue diseñado con base en estudios geológicos, descubrimientos y sísmicas que muestran mayor probabilidad de existencia de petróleo bajo la capa pre-sal en esta región en relación a las otras esparcidas por el país. Un detalle olvidado puede explicar la ocurrencia de sal fuera del trazado: la edad de las rocas. De Santa Catarina hasta la cuenca de Sergipe y Alagoas, el tiempo de deposición sedimentaria es el mismo, del orden de 125 millones de años.

Proyecciones de largo plazo del **Instituto de Investigación Económica Aplicada (Ipea)** apuntan que la producción de petróleo de Petrobras debe alcanzar en torno a 3,9 millones de barriles por día en 2020, siendo un 46% del total de esta producción originada del pre-sal. Ipea estima que, para el desarrollo de la producción brasileña de petróleo, serán necesarios cerca de 82,5 mil millones de dólares para el pre-sal en el periodo 2014-2020<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup> Abril, “Pré-sal precisará de US\$ 82,5 bilhões entre 2014 e 2020, diz Ipea”, (1/6)

## Brazil's deepwater drilling quest



### Drilling challenges

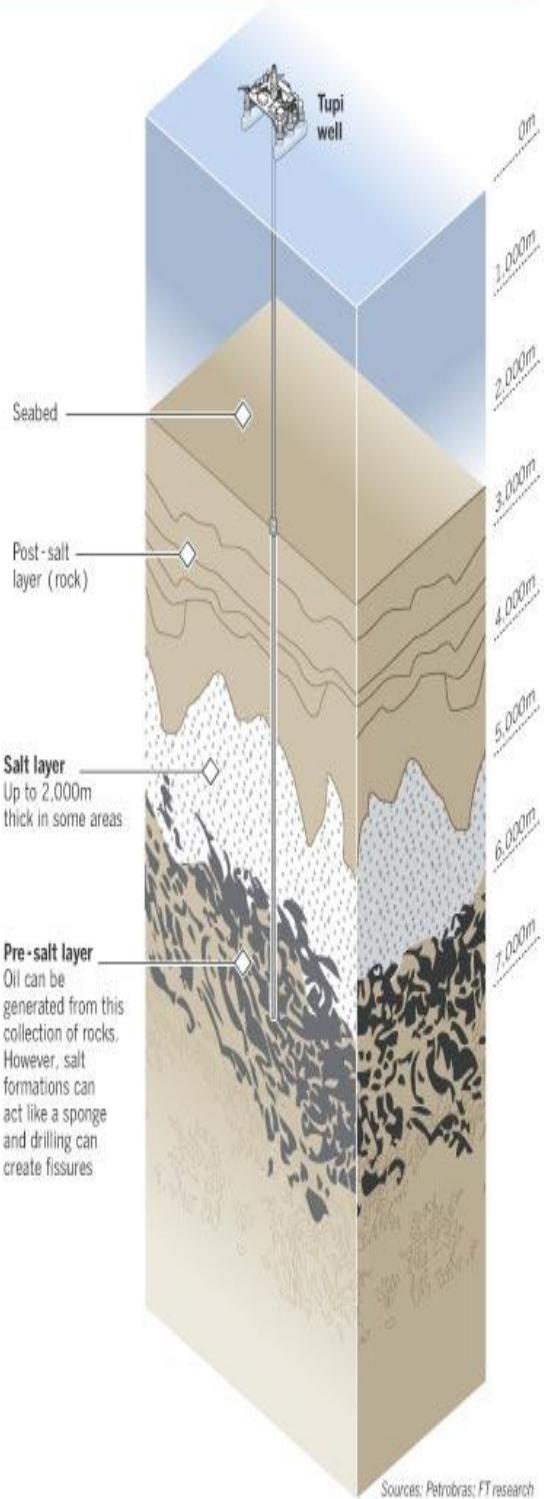
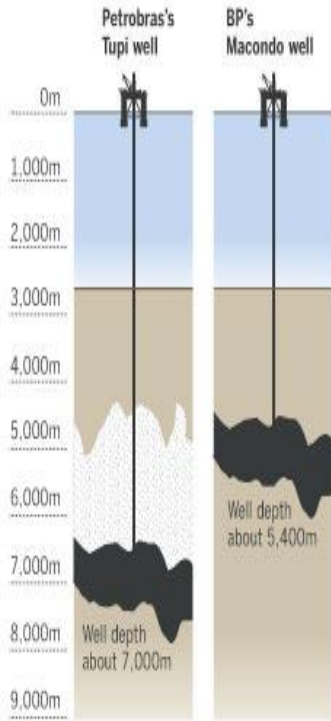
- The wells must be drilled through a layer of salt and about 1km of pre-salt rocks to reach the oil
- High temperatures and large amounts of carbon dioxide in the pre-salt layer can damage drilling equipment

### Facts

**200km**  
width of the pre-salt layer

**50bn**  
barrels of oil: the estimated pre-salt deep-sea reserves

**5bn-8bn**  
barrels of oil (plus gas) can be recovered by the Tupi well - the deepest well



Sources: Petrobras; FT research

La frontera de explotación y de producción del pre-sal establece un cambio radical en las condiciones de contorno de la industria brasileña del petróleo, debido a tres aspectos principales fuertemente interdependientes, con fuertes repercusiones sobre la estructura de recaudación y aplicación de los participantes gubernamentales:

-Los nuevos descubrimientos alteran los parámetros de toma de decisión, basados en el análisis de las condiciones económicas y financieras del binomio premio-riesgo. Los descubrimientos modifican estas condiciones tanto en las nuevas áreas aún no concedidas y localizadas en las zonas adyacentes a los bloques exploratorios que tuvieron éxito en la exploración, en cuanto a las áreas ya concedidas y que eventualmente aún no fueron exploradas.

-Los nuevos descubrimientos requieren nuevas orientaciones de política energética, pues una vez confirmado el potencial de los recursos petroleros identificados en el pre-sal, cabrá una redefinición del ritmo óptimo de exploración y producción, dados los montos de las inversiones (estimados en 36 mil millones de dólares/año hasta 2015), así como las condiciones de exportación de petróleo.

-Será necesario definir nuevos instrumentos de coordinación con otras esferas de gobierno en cuestión de política económica y fiscal, tecnología, de equipos y recursos humanos necesario para el desarrollo del potencial petrolero en los próximos años.

### **Los desafíos principales se reúnen en cinco áreas:**

-Caracterización e ingeniería de reservas: interpretación de la sísmica, caracterización interna de las reservas, factibilidad técnica de la inyección de gas y agua para recuperación secundaria y geomecánica de las rocas adyacentes en la práctica de depleción.

-Perforación de pozos: desvíos de pozos en la zona salitre y gerencia del CO<sub>2</sub>, altamente corrosivo para los materiales.

-Ingeniería submarina: clasificación de los *risers* (cañerías flexibles que llevan petróleo y gas del pozo a las plataformas) para operación en profundidades de 2.200 metros, considerando el CO<sub>2</sub> y la elevada presión.

-Unidades flotantes de producción: fondeado de las unidades, considerando la profundidad de 2.200 metros, y conexiones con el sistema de *risers*.

-Logística para el gas asociado: el desarrollo de los materiales para equipos expuestos a flujos gasíferos con elevadas concentraciones de CO<sub>2</sub> y de ductos con más de 18 pulgadas en una profundidad de 2.200 metros, además de la dificultad de penetrar el gas producido a cerca de 200 km de la costa.

Todos estos desafíos extremadamente técnicos acaban delineando las grandes directrices de cambios para la industria petrolera brasileña.



## **Análisis III: Las empresas que mayores negocios realizarán con el pre-sal**



**Lupatech, Confab, Grupo Açotubo y Usiminas** estarían entre las empresas beneficiadas con inversiones de la estatal brasileña. Lupatech produce válvulas y equipamientos para la industria del petróleo. Es una empresa que pasó por un proceso de crecimiento y diversificación de la actividad<sup>20</sup>. Desde el 2000, cuando asumió el control de MNA, una tradicional empresa del sector metalúrgico que

fabricaba válvulas, hasta hoy aumentó la facturación más de quince veces, de 47 millones de reales a 627 millones de reales y el número de operarios, que era de 573, llegó a casi 3 mil. La compañía debe ser una de las más favorecidas por el proyecto de inversión de Petrobras, de más de 200 mil millones de reales, en los próximos años. Lupatech ya anunció acuerdos con Petrobras que deben tener ingresos por 1,5 mil millones de reales en los próximos cinco años<sup>21</sup>. Para ejecutar los trabajos en el pre-sal, Lupatech también contratará vehículos operados remotamente, ROV, por sus siglas en inglés, especie de mini-submarinos comandados a partir de la superficie para realizar trabajos a grandes profundidades.

Después de suscribir un contrato más con Petrobras, Lupatech alcanzó una cartera récord de pedidos firmes (backlog) de 2,5 mil millones de reales a realizarse hasta 2017. De ese total, 466 millones de reales serán convertidos en ingresos en los próximos 12 meses. La expectativa es que los ingresos comenzarán a ser generados con mayor concentración el próximo año, y no será necesario invertir en expansión de la usina o contratación de mano de obra<sup>22</sup>. En 2009, servicios y productos para el sector de petróleo y gas representaron un 70% de los ingresos líquidos consolidados de 555,2 millones de reales de Lupatech. A fines de marzo, Lupatech creó su filial de servicios petroleros, enfocado en la prestación de servicios de intervención en pozos e inversiones iniciales de 16 millones de dólares<sup>23</sup>.

La empresa también tiene un contrato con **Finep**, agencia federal para el financiamiento de estudios de ciencia y tecnología, para inversiones en proyectos de innovaciones tecnológicas, dentro del proyecto, dentro del "*Projeto Inova Brasil*"<sup>24</sup>. Los recursos están destinados principalmente para el desarrollo de soluciones para los campos petroleros en la capa del pre-sal. Entre los proyectos están: revestimientos internos poliméricos para tubos de producción de petróleo; desarrollo de materiales poliméricos

<sup>20</sup> Valor Econômico, "Demanda firme da Petrobras sustenta salto nos negócios", (3/5)

<sup>21</sup> Valor Econômico, "Benefício do pré-sal vai muito além dos papéis da Petrobras", (16/6)

<sup>22</sup> Valor Econômico, "Lupatech tem R\$ 2,5 bi em carteira até 2017", (6/7)

<sup>23</sup> O Globo, "Lupatech cria empresa para intervenção em poços de petróleo", (29/3)

<sup>24</sup> Valor Econômico, "Lupatech obtém R\$ 29,2 milhões da Finep para aplicar em inovações", (7/5)

para cierre de fluidos; desarrollo de producto para manejo y seguimiento de fluidos; y desarrollo sustentable de sistemas de anclaje en aguas profundas.

Además de Lupatech, quien también debe beneficiarse directamente del plan de inversiones de Petrobras es Confab, empresa de **Tenaris** en Brasil, que produce tubos de acero. La empresa trabajó con proveedores de materias primas en el desarrollo de soluciones para aguas profundas. La empresa suministra tubos para revestimiento de pozos –tubos **OCTG, Oil Country Tubular Good-**, y accesorios. Productos de alta resistencia a la corrosión e impactos, ideales para aplicaciones severas en aguas ultra-profundas y en ambiente ácido. Un nuevo revestimiento térmico fue desarrollado para atender a la demanda cada vez mayor de explotación en aguas profundas en Brasil. Mientras más profundo es el pozo, menor la temperatura del ambiente, fenómeno que aumenta la viscosidad del petróleo y dificulta su bombeo. En mayo, por ejemplo, la empresa cerró un contrato para suministrar tubos de acero para pozos y refinerías de Petrobras en un calor de 780 millones de reales.

Este año, Confab invirtió 37 millones de reales. Los principales gastos fueron en el ultrasonido de la usina de tubos, en un valor de 16,8 millones de reales. Difícilmente los encargos para atender al pre-sal se reflejen en la facturación para este año y los próximos dos. Los nuevos pedidos pueden generar ingresos en 2013 y 2014<sup>25</sup>.

Entre las compañías sin conexión directa con Petrobras, pero que también deben ganar con el pre-sal, se destaca Usiminas, al ser la siderúrgica productora de chapas de acero gruesas, con condiciones técnicas para soportar presiones de aguas profundas. De cara a las oportunidades que deberán surgir con la contratación de plataformas y navíos destinados al pre-sal, Usiminas pretende invertir 400 millones de dólares para fabricar un tipo de acero especial para actuar en condiciones desfavorables como la de estas regiones<sup>26</sup>. Desde agosto, la empresa comenzó a producir anualmente 300 mil toneladas de este tipo de acero, más resistente a las fisuras en profundidades elevadas, para atender principalmente la demanda de Petrobras. La idea es elevar este volumen gradualmente hasta 500 mil toneladas anuales para 2012. El volumen proyectado para ser producido en la unidad de **Ipatinga** sería suficiente para la construcción de hasta diez plataformas equivalentes al proyecto piloto que será instalado en **Tupi**, con capacidad para 100 mil barriles por día, pero la unidad también deberá destinar este tipo de acero para refinerías y ductos.

El acero especial va a representar un cuarto de la cantidad que es producida por la compañía en la actualidad para atender a este sector. La tecnología es importada de la siderúrgica japonesa **Nippon Steel**. Para aumentar la resistencia del acero, la empresa reduce el contenido de fósforo de su composición. Este es un proceso caro, lo que acarrea un costo más elevado para las plataformas. Dentro de cinco a diez años el acero perderá espacio en la industria petrolera. La explotación del pre-sal va a provocar una sustitución de tecnología que reducirá los costos de producción. El objetivo es aumentar el empleo de resinas y fibras de vidrio o carbono en los tubos que transportarán el petróleo de los pozos a las plataformas. Esos materiales ofrecen ventajas sobre el acero, como la mayor levedad y resistencia a la corrosión<sup>27</sup>.

El petróleo del pre-sal tiene un elevado nivel de gas carbónico que, asociado al agua salada, causa una acelerada corrosión metálica. Petrobras está invirtiendo en el desarrollo de nuevas cañerías flexibles, sin ningún metal. La investigación está siendo realizada con universidades federales y empresas extranjeras. Aunque el costo inicial de las fibras de vidrio y carbono no siempre son menores que el del acero, esos materiales pueden

---

<sup>25</sup> *iG São Paulo*, “Confab deve se beneficiar do pré-sal”, (11/8)

<sup>26</sup> *Jornal do Commercio*, “Usiminas investirá em aço especial para o pré-sal”, (12/2)

<sup>27</sup> *Folha de São Paulo*, “Fibras vão substituir o aço no pré-sal”, (26/5)

viabilizar sistemas de producción más eficientes para aguas ultra-profundas, que serían potencialmente más económicos en el horizonte de 25 años de operación.

El pre-sal llega a más de 7.000 metros. En esas localizaciones, los tubos de acero se hacen muy pesados para que la plataforma los sostenga. La función del acero es resistir la elevada presión interna y externa, a las corrientes marinas y al movimiento de la plataforma. El desafío es sustituirlo por la fibra, en la capa estructural del tubo.

La importancia del mercado brasileño en el escenario mundial conlleva la responsabilidad de profesionalizar cada vez más las diversas etapas de la cadena petrolera. Una de las áreas que viene recibiendo mucha atención es la malla de ductos. De suma importancia en las plataformas, las mejoras que vienen siendo aplicadas han mejorado costes de producción y auxiliado en la prevención de accidentes. Inversiones en la capacitación de personal también avanzaron en el sector.

Mientras tanto, Usiminas invierte este año 28,9 millones de reales en la implantación de un centro de investigación siderúrgica en el **Parque Tecnológico de la Ciudad Universitaria**, y las pruebas serán realizadas en el **Laboratorio de Ensayos No Destructivos, Corrosión y Soldado**, uno de los más modernos del mundo. Las investigaciones y las pruebas sobre el acero y el soporte para los problemas de corrosión serán realizados en conjunto con el **Centro de Investigación de Petrobras (Cempes)**.

Usiminas espera elevar en 3 millones de toneladas la capacidad de producción de aceros planos en los próximos dos años, alcanzando 10 millones de toneladas anuales, garantizando el suministro para las necesidades de la cadena de petróleo y gas<sup>28</sup>. El principal desafío tecnológico para el pre-sal será el gran volumen de pozos que deberán ser perforados. Las soluciones para reducir la corrosión serán una pieza clave en el desarrollo de los productos, con la utilización de acero forjado con revestimiento de ligas de níquel en amplia escala.

El Grupo Açotubo, el mayor distribuidor de tubos y aceros de Brasil, debe inaugurar una nueva usina en Guarulhos, San Pablo para atender la demanda por soluciones de suministro para el pre-sal<sup>29</sup>. Hoy, un 60% de la facturación del Grupo Açotubo procede de los negocios con Petrobras.

Artex es una de las cinco mayores distribuidoras de acero inoxidable en Brasil y, a través de la empresa, el Grupo Açotubo está ampliando la prestación de servicios en la cadena productiva de los aceros inoxidables. El Grupo Açotubo explica que el pre-sal ya está creando demanda para varios segmentos, como reforma de plataformas, construcción de navíos y nuevas refinerías, entre otras.

## Subset 7

La empresa noruega especializada en el montaje de caños submarinos Subsea 7 tendrá una nueva unidad en **Paraná**. La multinacional, que desembarcó hace 15 años en Brasil y posee unidades en **Río de Janeiro** y en **Espírito Santo**. La empresa de construcción e ingeniería submarina que facturó 2,4 mil millones de reales en 2009 en el mundo, siendo 848 millones de dólares en Brasil (teniendo a Petrobras como principal cliente), Subsea 7 ha sido discreta en relación a los movimientos que está haciendo en el

<sup>28</sup> O Globo, “Siderúrgicas garantem ter capacidade para suprir demanda do pré-sal”, (27/7)

<sup>29</sup> DCI, “Açotubo se renova para atender demanda do pré-sal”, (7/6)

litoral del Estado. Para ampliar su capacidad de atención para los encargos del sector petrolero, hace algún tiempo que desarrolla planes para la región<sup>30</sup>.

A finales de 2007, con la perspectiva que esa industria iría a crecer para el Sur, compró, un área de 2,6 mil hectáreas en **Pontal**, en la entrada de la bahía de **Paraguaná**, de la cual pretende usar sólo un 3%. La intención de la empresa es comenzar la construcción de su base paranaense en 2010 y entrar en operación en 2011. En la práctica, la empresa va a recibir tubos de acero con 12 metros de largo y, con soldaduras y revestimientos, serán transformadas en cañerías con 1.3 mil metros de largo, que serán embarcadas en navíos especiales e instaladas en el fondo del mar. Esos tubos quedan entre el pozo de petróleo y la plataforma. También mantiene tres navíos permanentemente en el país para transportar los tubos que sean necesarios para atender los contratos. Cerca de un 70% del petróleo producido en Brasil pasa por tubos de Subsea 7.

Fuera de Brasil, la empresa tiene unidades en regiones productoras de petróleo como el Mar del Norte, Asia, África y el Golfo de México. Sus actividades están enfocadas tanto en el desarrollo como en la operación, inspección y mantenimiento de campos submarinos de petróleo y gas, además de tubos, hacer robots submarinos.

## ChemTech

Pocas empresas en Brasil dimensionan tan bien el salto en innovación, tecnología y, obviamente, producción de petróleo, que el país dio en los últimos diez años como **ChemTech**. En ese periodo, la empresa especializada en proyectos de ingeniería vio crecer su lista de clientes después de conquistar, en 2001, un contrato para implementar software de “*inteligencia operacional*”. Este permite visualizar en tiempo real datos de 25 refinerías de **ExxonMobil** esparcidas por el mundo.

En los últimos diez años, la facturación de ChemTech creció de 20 millones de reales a cerca de 200 millones de reales por año, según las estimaciones del mercado. Es uno de los ejemplos de las empresas brasileñas que desarrollaron tecnología y supieron desenvolverse en el sector petrolero. Creció y se transformó, de 2000 hasta hoy, en gran medida impulsada por la intensa transformación del sector en los años 2000, cuando el país conquistó la autosuficiencia de la producción y asistió al crecimiento de Petrobras.

## Petrobras: Cambio en la escala de compras pone en entredicho la participación local

La divulgación de datos recientes acerca de la planificación de algunas de las contrataciones de equipos por parte de Petrobras hasta el año 2015 indica claramente la existencia de un cambio en la escala de compras, en consonancia con las perspectivas de

---

<sup>30</sup> Valor Econômico, “*Subsea 7 investe para atender pré-sal*”, (20/5)

expansión de la producción y consumo domésticos de petróleo y de gas natural también. Ipea cree que “pocos” sectores tienen capacidad productiva suficiente para atender a la demanda esperada de la industria petrolera a partir de la explotación del pre-sal. El estudio “*Perspectivas de desenvolvimento do setor petróleo e gás no Brasil*” indica la necesidad de definición de un ritmo de contratación con mayor constancia en el tiempo para minimizar los picos y valles de la actividad sectorial.

**Petrobras** y **Agência Nacional do Petróleo (ANP)** traban una guerra de bastidores en relación a la participación de la industria brasileña en la explotación de las reservas de petróleo que serán transferidas por la Unión a la estatal. La empresa, principal instrumento del gobierno en la política de fortalecimiento de la industria nacional de proveedores, está presionando por la reducción del 65% a un 35% en la media de contratación local de equipamientos. El argumento es que Petrobras necesita obtener dinero rápido para llevar adelante las inversiones en el pre-sal.

En la década del 80, en el auge de los encargos realizados a la industria naval brasileña, el sector de petróleo respondía por un 50% del volumen de negociaciones de máquinas y equipos fabricados en Brasil<sup>31</sup>. Hoy responde por menos del 10%. La industria de máquinas como un todo movió 32 mil millones de dólares en 2009 y el sector de petróleo facturó cerca de 2,8 mil millones de dólares. Considerando que un 30% de los 40 mil millones de dólares invertidos anualmente por Petrobras son destinados a las máquinas y equipos, la industria brasileña de equipos de petróleo y gas podría recibir encargos de 6 mil millones de dólares anuales.

Petrobras se hizo la mayor inversora de Brasil y, al mismo tiempo, los bienes importados alcanzaron el valor récord del 18% del consumo. Esos dos hechos dan una mayor repercusión a las quejas de la industria brasileña que no consigue aumentar su participación en la lista de los proveedores de Petrobras, justo cuando aumenta considerablemente sus compras.

Petrobras, icono del nacionalismo brasileño, dio preferencia a los bienes importados por diversas razones: mayor confianza en la calidad de esos bienes, plazos de entrega más firmes, precios más bajos y financiación externa, muy interesante para ella en momentos en que necesita capitalizarse. Y puede argumentar que respeta las normas brasileñas cuando, para la construcción de navíos o de plataformas de exploración, alcanza un 65% de contenido nacional, comprando acero brasileño y usando trabajo brasileño en el montaje de los bienes encomendados.

En la realidad, Petrobras rechazó anunciar sus compras futuras, lo que permitiría a la industria brasileña hacer inversiones en equipamientos y, más aún, en tecnología, haciéndose apta para responder a las necesidades de la estatal. Esto habría exigido la participación financiera del BNDES para favorecer las inversiones y un compromiso de Petrobras de comprar los nuevos productos en la cantidad que permitiera la economía de escala necesaria para que ellos tuvieran precios sensiblemente próximos de los proveedores extranjeros. Brasil pierde, de este modo, una gran oportunidad para que el programa del pre-sal sea capaz de funcionar como motor de modernización de la industria. Esta, en lugar de pasar por una fase de desindustrialización, como ahora, tendría capacidad de exportar productos manufacturados de alto contenido tecnológico a precios susceptibles de enfrentar la competencia internacional.

La **Associação da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee)** y la **Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (Abimaq)** se quejan de que la participación de ambas en los bienes que Petrobras encomienda se encuentra marginalizada y sugieren que la exigencia del contenido local sea aplicada para cada segmento del

<sup>31</sup> *Estado de San Pablo*, “Petrobrás só encomenda 10% ao setor de máquinas”, (12/7)

proyecto de explotación del pre-sal, lo que permitiría el desarrollo de un sector tecnológicamente esencial.

## **Geopolítica: Brasil en el gran juego de ajedrez mundial**

Con los descubrimientos de las reservas de petróleo en la zona del pre-sal, Brasil será considerada la cuarta mayor reserva de petróleo del mundo y podrá hacerse una gran potencia mundial. La historia prueba que integrar el gran juego mundial del petróleo genera repercusiones geopolíticas, militares y financieras globales. El petróleo no es una mercancía como cualquier otra. Fundamentalmente, es el principal energético utilizado en el mundo y todo lo que involucra impacta en las finanzas internacionales, pudiendo generar crisis con resultados imprevisibles.

Tener reservas extraordinarias de petróleo y exportarlas por el mundo exige que Brasil use su capacidad militar para garantizar los canales de comercialización de petróleo en cualquier lugar del mundo. ¿Brasil estará frecuentemente en guerra y será convocado con fuerza siempre que su petróleo esté amenazado? Esa parece ser la lógica de ese sector, estimulada inclusive porque las industrias militar y del petróleo están interconectadas. Hacer la guerra para garantizar el petróleo da una enorme ganancia de escala al selecto grupo de empresas como las estadounidenses Halliburton, que lucra a ambos lados del problema y llegan a influir en las elecciones presidenciales.

La defensa y la explotación del pre-sal, además de la exportación a amplia escala de petróleo abre espacio para que alguien reivindique la adopción por parte de Brasil de la capacidad atómica para disuadir a otros actores internacionales interesados en proyectar su propio poder en las reservas, medios de transporte y almacenamiento de petróleo (cerca de 2/3 del petróleo brasileño ya son almacenados en los navíos de Petrobras, lo que suscita el desarrollo de submarinos atómicos).

Los estudios, proyectos, análisis geopolíticos y hasta entrevistas en foros internacionales ahora engloban ineludiblemente el pre-sal, que pasó a ser también prioridad en la compra de armamento por parte de las fuerzas armadas. Apresuró inclusive la adquisición de cuatro submarinos convencionales del tipo Scorpéne a Francia y la decisión de consolidar el proyecto de construcción del primer submarino brasileño a propulsión nuclear. El paquete militar y de transferencia tecnológica, suscrito entre Brasil y Francia, suma 6,7 mil millones de euros.

Los submarinos convencionales, como el Scorpéne, servirán de base para el desarrollo del futuro submarino nuclear brasileño. El propulsor, que no está incluido en el acuerdo, será desarrollado por la Marina. Casi 1,9 mil millones de euros serán destinados al proyecto y a la construcción del astillero y de la base naval. La ejecución del programa propiamente consumirá 4,9 mil millones de euros, siendo 1 mil millones en adquisición de torpedos y de tecnología del proyecto tanto del submarino convencional como del nuclear. La transferencia de tecnología representa un aspecto decisivo y crucial. El proyecto y la

construcción del futuro submarino nuclear - casco, sistemas, reactor y planta de la propulsión - están presupuestados en 2 mil millones de euros. Los cuatro submarinos convencionales costarán 1,66 mil millones de euros, 415 millones cada uno.

El tradicional discurso de protección de Amazonia se modernizó y pasó a ser compartido entre la frontera al norte y la frontera marítima brasileña. En una alianza entre Itamaraty, la Defensa y la Marina, el gobierno intensificó las negociaciones en la ONU para ampliar el territorio marítimo brasileño. El pedido original es de 2004 y preveía 950.000 km<sup>2</sup> más, equivalente a toda la región Sur. La ONU respondió parcialmente a favor en 2007, dejando fuera cerca de 200.000 km<sup>2</sup>.

Brasil posee un amplio territorio y litoral lo que imperiosamente implica muchísimo por defender: un centro-sur desarrollado, una atesorada Amazonia y un pre-sal desestabilizador a explorar. Así, existen amenazas en dos posibilidades de conflicto: el de la Amazonia y el del Atlántico Sur. El Atlántico Sur ya fue ruta marítima obligatoria rumbo al Índico y al Pacífico, hasta que la apertura de los canales de Suez (1869) y de Panamá (1914) concentrara el flujo del comercio marítimo occidental en el Mediterráneo y en el Atlántico Norte.



Durante el siglo XX, el Atlántico Sur permaneció como el más pacífico de los océanos, a pesar de algunas acciones aisladas. El Atlántico Sur volvió a ganar cierta importancia en la época de los super-petroleros, durante los años 70 del siglo pasado, en función de la primera crisis del petróleo y de la interrupción temporal del tráfico de navíos por el Canal de Suez. En 1982, se hizo escenario del conflicto armado entre Argentina y Reino Unido, por las islas Malvinas. Es probable que el largo aislamiento geopolítico de este océano este llegando al fin.

El incremento de la producción petrolera de las reservas localizadas en las cuencas sedimentarias de los litorales de América del Sur y de África Occidental puede aumentar la

importancia estratégica del Atlántico Sur, contribuyendo a la reducción de la dependencia de Estados Unidos y otros países occidentales en relación al petróleo de Medio Oriente. Sin incluir el potencial del pre-sal brasileño, la producción diaria de petróleo en el mar en América del Sur puede crecer de 2,5 millones de barriles en 2005 a 6,1 millones de barriles para 2030 (un crecimiento del 144%). En el mismo periodo, la producción en el litoral de África puede pasar de 4,9 a 12,4 millones de barriles por día (un crecimiento de 153%).

El aumento del comercio internacional, cada vez más dependiente del transporte marítimo, llevó a la estructuración de un sistema fuertemente globalizado. Cualquiera que sea su bandera, el navío mercante frecuentemente es propiedad de un conglomerado multinacional, mientras que la carga pertenece a otro y el seguro es hecho por un tercero. La tripulación generalmente procede de diversos países. ¿A qué país cabría dar protección al navío y a su carga, así como a la tripulación, contra posibles amenazas?

La complejidad de la tarea de garantizar la seguridad del tráfico marítimo y de las actividades conectadas al uso económico del mar, en escala global, sugiere la adopción de medida cooperativas. Esto se justifica, pues la seguridad de cada nación está cada vez más conectada a la seguridad del sistema internacional y puede ser afectada por cualquier amenaza al uso de los mares.

Actualmente, más de dos mil millones de personas viven a distancias de hasta 100 Km. de una línea costera. Por los mares circulan aproximadamente 50 mil navíos de porte oceánico, que transportan un 80% del comercio mundial. Todos los años, casi dos mil millones de toneladas de petróleo (un 60% de todo el petróleo producido) son transportados por vía marítima.

Las rutas marítimas de interés inmediato para Brasil incluyen a la de América del Sur, con ramificaciones en el Pacífico, América del Norte y Europa y las de África Occidental y del Cabo de Buena Esperanza. Pero, estos intereses comerciales se están desplazando a Asia u pasando a incluir países como China, India, Japón, Corea del Sur e Indonesia. Los intereses marítimos de Brasil no están limitados al área vital, constituida por la "Amazonia Azul". El área primaria de influencia del Poder Naval Brasileño comprende todo el Atlántico Sur, entre América del Sur y África, así como parte del Océano Antártico. El área secundaria incluye el Mar del Caribe y parte del Pacífico Sur, en las proximidades del litoral sudamericano. La región fue escogida por albergar puertos estratégicos, usinas nucleares y reservas gigantescas de petróleo.

Después de simulaciones que incluyeron una operación de rescate en una plataforma de petróleo, un desembarque-sorpresa en el litoral capixaba y la ocupación estratégica del archipiélago de Fernando de Noronha, terminó a fines de julio el mayor ejercicio conjunto realizado por las Fuerzas Armadas, el primero enfocado en la defensa de los pozos de la capa pre-sal. Durante 12 días, cerca de 10 mil hombres del Ejército, de la Marina y de Aeronáutica enfrentaron situaciones de amenaza creadas especialmente para la Operación Atlántico 2 en un área que va del litoral paulista al archipiélago de San Pedro y San Pablo, a 1.010 kilómetros al nordeste de Natal.





En uno de los ejercicios, un grupo de buceadores de combate de la Marina usó cuerdas para descender rápidamente de un helicóptero Super Puma sobre la plataforma P-43 de Petrobras, en la cuenca de Campos, con el objetivo de capturar a los terroristas y rescatar rehenes con vida. En el centro de operaciones montado en Rio, los comandantes monitorearon cada acción a distancia y orientaron la reacción de los criminales con equipos de videoconferencia. Las Fuerzas Armadas también simularon escenarios de amenaza a los campos de petróleo del Sudeste –rápidamente protegidos por navíos listos para reaccionar a ataques de fuerzas hostiles-.

La protección de las actividades marítimas en escala global excede la capacidad de un solo país, aunque fuera una superpotencia. Por eso, la Marina de Estados Unidos lanzó, en 2005, la iniciativa denominada Asociación Marítima Global (más conocida como “*La Marina de los mil navíos*”), confirmada por la nueva Estrategia Marítima norteamericana en 2007. La interrupción de actividades marítimas vitales puede causar serios daños a la economía brasileña.

#### Fuentes adicionales:

-Luciano Coutinho, “*O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e os maiores acontecimentos esportivos do mundo: oportunidades de negócios e desenvolvimento*”, Fórum Brasil – União Européia, Rio de Janeiro, 28 de maio de 2010.

-“*Características do Pólo Pré-sal da Bacia do Santos*”, Mauro Yuji Hayashi, Gerente de Planejamento do E&P-PRESAL 23/Junho/2010.

-Petrobras, “Plano de Negócios 2010 – 2014”, (21 de junio 2010)

## Nuevas frontera geológica, nuevas complicaciones ambientales

Los acontecimientos recientes en el Golfo de México son el signo de muchas cosas: la incompetencia de BP, el *poor oversight* y una industria que coloca demasiado énfasis en la tecnología para la producción y demasiado poco sobre la tecnología de seguridad. Pero estos acontecimientos dejan ver una verdad más grande. Entramos en una edad en la cual la producción de energía, sobre todo con los combustibles fósiles, demanda más caros *trade-offs* ambientales. Hemos entrado en lo que Michael Klare, profesor de Hampshire College, llama la era de la “*energía límite*”. *Life is full of unintended consequences.*

Estamos al final de la energía de fácil extracción de hidrocarburos geológicamente accesibles. Los proyectos petroleros se contemplan cada vez más caros y riesgosos, y dependerán de un mercado de petróleo volátil. Tras una década de frustraciones geopolíticas en países con acceso fácil a petróleo de gran calidad, desde Irak hasta

Venezuela, las petroleras occidentales ya abren la nueva frontera de energía límite. En el fondo más profundo del mar, en las franjas de bosques boreales que bordean el círculo ártico, en el mar alrededor del polo Norte, en las Amazonas. En este escrito son sujeto de estudio las arenas bituminosas, el oil shale y el gas shale.

Consideremos como se ha desarrollado la producción petrolero en Estados Unidos. En Texas a principios de 1901, los especuladores no tuvieron que trabajar duro para dar con el gran pozo Beaumont. El petróleo estaba esencialmente en la superficie. Cuando el petróleo terrestre se fue agotando, los exploradores americanos fueron al mar. Y cuando el petróleo bajo el agua se fue agotando, fueron más allá. En 1985, sólo 21 millones de barriles, o el 6% del petróleo producido en el Golfo de México, procedieron de pozos perforados en el agua a más de 1.000 pies de profundidad. En 2009, esos pozos produjeron 456 millones de barriles, o el 80% de la producción total del Golfo. Hoy, los pozos del Golfo en aguas profundas representan aproximadamente un cuarto del petróleo estadounidense extraído de la tierra.

Tras el derrame de Deepwater Horizon, y la ruptura de un oleoducto en el río Kalamazoo en Michigan, donde se vertieron aproximadamente 19 mil 500 barriles de petróleo el mes pasado, acrecentó las preocupaciones en América sobre las consecuencias ambientales de la exploración de petróleo<sup>32</sup>. Con seguridad, 2010 no ha sido un año bandera para la industria petrolera norteamericana.

En los últimos tiempos, los analistas se entusiasmaron con el rápido desarrollo de las *tar sands* de Alberta en Canadá, país amistoso, cercano a Estados Unidos, democrático y no promotor del terrorismo. Las reservas petroleras de Canadá representan el 13% del total global y representan las reservas de Irak y de Rusia combinadas. Pero el problema es que las arenas bituminosas no es realmente petróleo. Eso es bitumen. Recursos de energía sucia que pueden convertir a Canadá en el segundo productor de crudo del mundo en los próximos veinte años. La extracción y transformación de esas arenas bituminosas requieren cantidades impúdicas de agua –cinco barriles por cada uno de petróleo- y producen daños irreparables en el medio ambiente.



Las arenas bituminosas son demasiado profundas para se extraída a cielo abierto, de manera que se utilizan las técnicas in situ. La más común es el drenaje gravitacional asistido por vapor (**steam assisted gravity drainage –SAGD**). Se cava dos pozos paralelos, uno sirve para inyectar vapor a alta presión, que licua el bitumen, y el otro lo bombea hasta la superficie. No hay nada limpio en la producción de petróleo sintético de las tar sands. La producción de un sólo barril de este petróleo contamina cerca de 125 galones de agua dulce y emite más de 200 libras de dióxido de carbono, principalmente como consecuencia de la combustión del gas natural, más de 1.000 pies cúbicos de éste, necesarios para generar el calor que separa el petróleo de la arena y luego procesarlo<sup>33</sup>.

<sup>32</sup> The Economist, “Tarred with the same brush”, (5/8)

<sup>33</sup> The Globe and Mail, “Gulf oil disaster doesn’t make the tar sands green”, (9/6)

En su informe anual, el **Energy Resources Conservation Board (ERCB)** canadiense predice una producción de bitumen crudo para las arenas bituminosas de más del doble a 3.2 millones de barriles por día para el año 2019 de los 1.49 millones de 2009<sup>34</sup>. Haga las matemáticas de las emisiones de carbono y la polución del agua, y comenzará a tener sentido el hecho que en el mundo se denomine a las tar sand como la *bête noire* del medioambiente. Más aún, cuando en la cumbre del cambio climático de Copenhague se destacó la necesidad de poner coto a las actividades más intensivas en carbono que son la mayor amenaza para el calentamiento global. Según la **Environmental Protection Agency (EPA)** estadounidense, producir un el petróleo de las tar-sands canadienses genera 82% más de emisiones de gases de efecto invernadero que el promedio de barriles refinados en Estados Unidos.

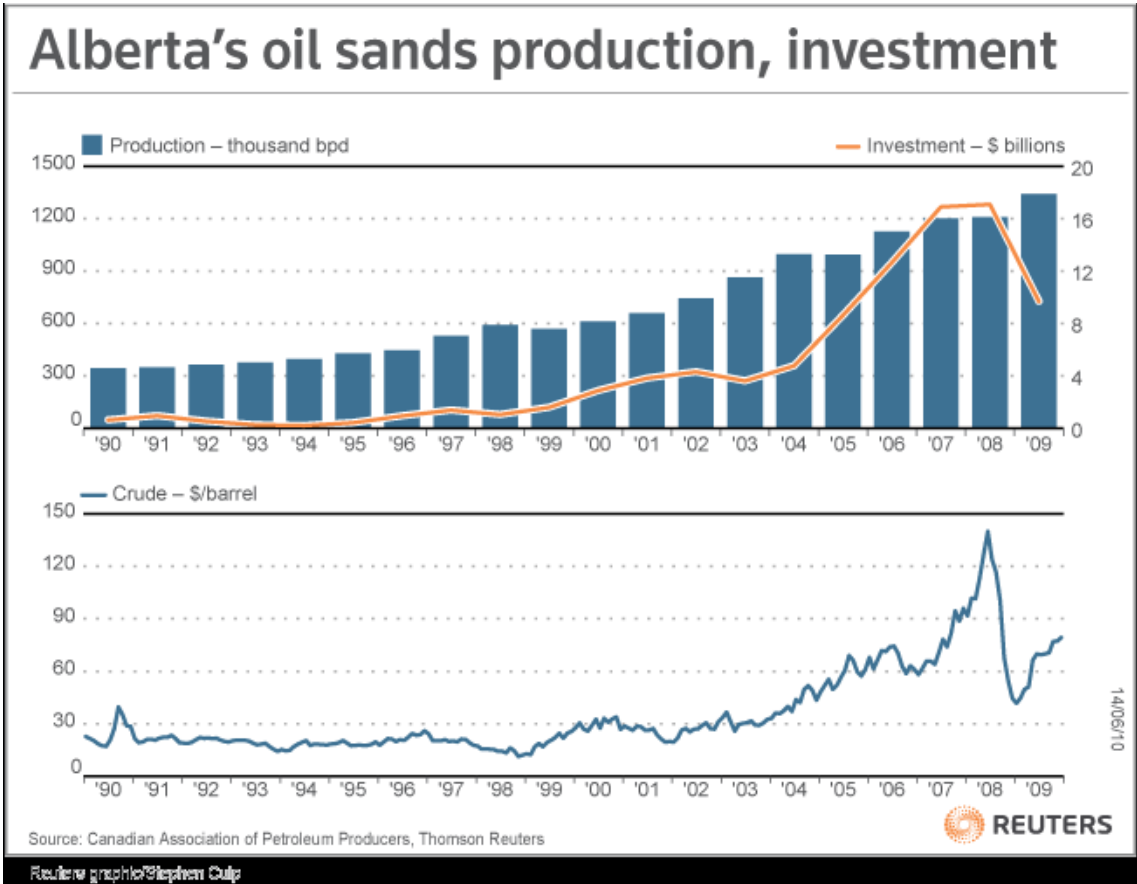
Canadá es el proveedor extranjero más grande de crudo de Estados Unidos. Este país consume aproximadamente 900.000 barriles de combustible de las oil sands por día, una cantidad que espera triplicarse en los próximos años. Un informe IHS **Cambridge Energy Research Associates**, hecho publico en mayo, proyecta que las oil sands canadienses serán la fuente top de las importaciones de petróleo estadounidense en 2010<sup>35</sup>.



---

<sup>34</sup> Financial Post, “Oil sands output to overhelm upgrading capacity”, (7/6)

<sup>35</sup> The New York Times, “Gulf Disaster Sparks Battle Over Canadian Oil Sands”, (1/7)



Millones de aves que migran todos los inviernos desde los humedales del noroeste de Canadá hasta el delta del Misissipi lo conocen de sobre. En junio de 2007, murieron 1.600 patos asfixiados en la capa de bitumen que flota sobre los embalses de residuos en las arenas petroleras de Alberta. Syncrude ha sido acusada de no impedir que las aves se posaran cerca de las aguas tóxicas y se enfrenta a una multa máxima de 634.000 dólares. La ley canadiense requiere que todos los estanques tengan dispositivos sonoros para asustar a las aves y evitar que merodeen por las balsas. Funcionarios de la compañía dicen que una tormenta de nieve en primavera retrasó el despliegue de estos aparatos<sup>36</sup>.

<sup>36</sup> The Daily Telegraph, "Power struggle over Canada's 'dirty oil' sands", (6/5)



## Gas shale y la polémica por la fractura hidráulica

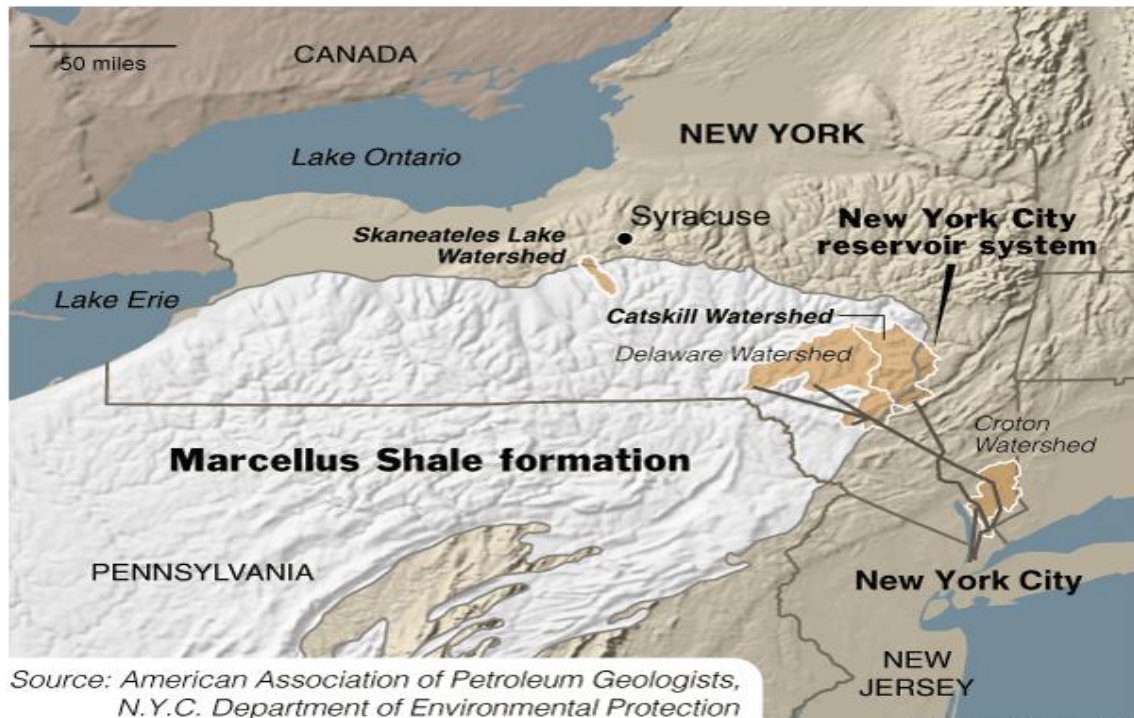
El gas natural, como se supone, es una forma fácil de energía, se quema de forma más limpia que el petróleo, y Estados Unidos tienen enormes provisiones. En los últimos años, los descubrimientos de reservas en shale rock en Texas (en Barnett Shale) y en los Apalaches (Marcellus Shale) estimuló el boom. Pero el gas shale también es una energía difícil. Mientras el Golfo de México es el *battleground* para el futuro de la exploración offshore, Pennsylvania es el centro de batalla de la fractura hidráulica, que promete abrir enormes andanadas de tierra para extraer gas natural, pero cuyos riesgos ambientales son todavía inciertos<sup>37</sup>. La industria de petróleo y de gas estima que el 90% de los más de 450.000 pozos de gas en operación en Estados Unidos utiliza la fractura hidráulica.

El gas de esquisto tiene muchas virtudes, pero los beneficios serán marginales. No es la panacea para todo problema energético. El gas es producido vía la fractura hidráulica de la roca con solventes químicos y agua para aflojar las moléculas de gas. ¿Riesgo ambiental? Los conflictos se centraron en inquietudes acerca de que la eliminación de los residuos de dicho método en pozos de inyección pueda contaminar el agua subterránea, así como las emisiones de benceno en los yacimientos. Las autoridades investigarán el posible impacto sobre la calidad del agua en Nueva York de la extracción del gas shale en la sierra de los Catskills. La línea divisoria de aguas Catskills suministra agua potable a 8.2 millones de personas en la ciudad de Nueva York y aproximadamente a un millón de personas en los **Condados Westchester, Putnam y Dutchess**.



<sup>37</sup> The New York Times, "E.P.A. Considers Risks of Gas Extraction", (13/7)

A finales de julio de 2010, EPA anunció que llevará a cabo un estudio que reexaminará el impacto de la fractura hidráulica y el 3 de agosto el Senado de Nueva York aprobó la moratoria de un año en la concesión de permisos hasta el 15 de mayo de 2011. La decisión ocurrió con un fuerte apoyo bipartidista (48-9)<sup>38</sup>. Irónicamente, en la mayor parte de las áreas no se sabe exactamente qué productos químicos añaden a las aguas las empresas en el proceso. Ahora, los estados donde ocurre el hydrofracking comienzan a requerir a las empresas para que revelen los productos químicos que usan en el proceso. Cerca del 70% de la solución química que es inyectada para fracturar el shale permanece en la tierra<sup>39</sup>.



El economista canadiense **Jeff Rubin**, comentó en su blog “*Smaller World*” del diario **Globe and Mail**, que afortunadamente las empresas de gas shale pueden contaminar las aguas subterráneas con impunidad. La fractura fue eximida del **Safe Drinking Water Act** en 2005 con el interés de promover la independencia de energía americana. Gracias a aquella exención, y a las prácticas ambientales derivadas, los residentes que viven en la formación Marcellus Shale, por ejemplo, puede alumbrar su grifo de agua con fuego. A contracorriente, **Martin Hutchinson** refirió en Asia Times que las fuentes no convencionales onshore se hacen relativamente más atractivas. Aunque su costo de producción pueda ser más alto que el del petróleo offshore y su daño esperado mayor, sus costos ambientales pueden ser establecidos por adelantado, a condición que unos cuidados razonables sean tomados con las aguas subterráneas<sup>40</sup>.

El **Natural Resources Defense Council**, por ejemplo, dijo que cualquier perforación en Marcellus Shale de Nueva York tiene que ser realizada de forma segura pero no se opone rotundamente. La mayoría de los grupos ambientales estadounidenses ven el tema de la misma forma<sup>41</sup>. En enero de 2009, **Al Armendariz**, entonces investigador del **Southern Methodist University**, escribió un estudio sobre cómo las emisiones del aire

<sup>38</sup> Huffington Post, “*The Lesson We Can Learn From BP*”, (10/8)

<sup>39</sup> Globe and Mail, “*Just keep spilling: Is gas any better?*”, (4/8)

<sup>40</sup> Asia Times, “*The perversion of incentives*”, (9/6)

<sup>41</sup> Huffington Post, “*Gas Drilling, Politics, and Irony*”, (9/8)

estaban vinculadas a la producción de gas en Barnett Shale. Armendariz, que ahora es funcionario regional de EPA en Dallas, proyectó que las emisiones de óxido de nitrógeno y los compuestos volátiles orgánicos que causan cáncer de las fuentes de gas en Barnett Shale excederían a las emisiones de los autos y los camiones en el área de **Dallas-Fort Worth**<sup>42</sup>. En Estados Unidos se estrenó hace unos meses un documental titulado "*Gasland*"<sup>43</sup> hecho por el cineasta Josh Fox que presenta los peligros del "*hydrofracking*" (la fractura hidráulica).

Y en los últimos tiempos se presentó una nueva variable: los terremotos. El año pasado, los expertos en Texas se vieron afectados por una rara actividad sísmica en el área donde se desarrolla la perforación de gas natural<sup>44</sup>. El bombeo profundo de agua salada en la tierra en una operación de minería de gas natural ofrece "*un plausible*" aunque no definitiva, explicación de los pequeños terremotos, según el sismólogo **Brian Stump** de la **Southern Methodist University**. Stump y sus colegas analizaron registro de 11 temblores. Triangulando las ondas de diferentes terremotos, el grupo acortó el origen a un décimo de una milla justo al sur del aeropuerto Dallas-Fort Worth, encima de una falla geológica de aproximadamente bajo 15.000 pies<sup>45</sup>. Esta es una vieja falla, pero todavía tiene efectos, que pueden provocar temblores.

Aproximadamente 13 pozos de fractura fueron perforados desde el 2002 cerca del lugar, pero el equipo encontró el epicentro casi exactamente en la locación del poyo de "*reinyección*" agua residual, donde aproximadamente 9.000 barriles de agua salada al día fueron depositados de 10.000 a 14.000 pies de profundidad.

La preocupación sobre la seguridad en la perforación por gas natural en las formaciones shale está haciendo que los inversores exigen seguridad a las compañías de energía. Accionistas de 12 empresas de energía piden mejores salvaguardas contra el daño ambiental de la fractura hidráulica<sup>46</sup>. Piden a las empresas que vayan más allá de las normas requeridas por los reguladores en el *safeguarding* de la calidad del aire, el suelo y el agua.

---

<sup>42</sup> Financial Times Blog, "*Industry should heed NY moves against shale boom technology*", (12/7)

<sup>43</sup> <http://www.gaslandthemovie.com/>

<sup>44</sup> The Wall Street Journal, "*Temblors Rattle Texas Town*", (12/6/2009)

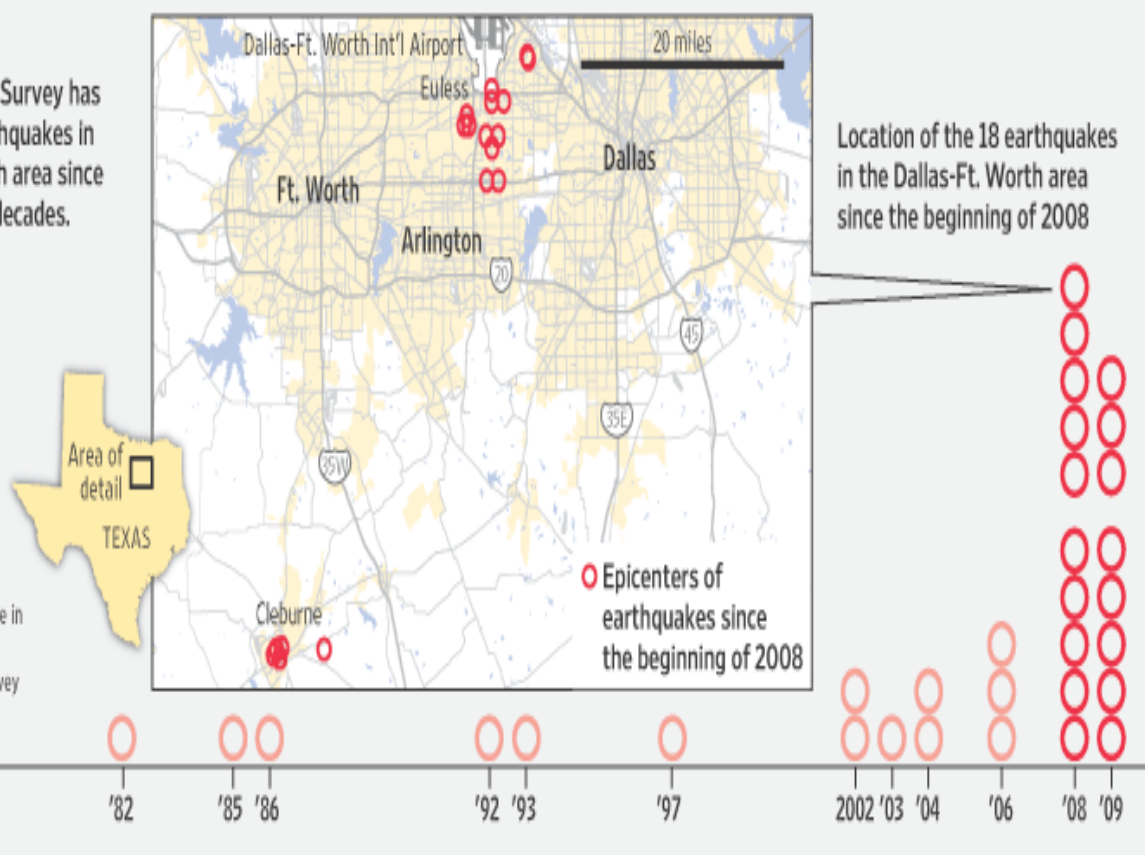
<sup>45</sup> USA Today, "*Texas earthquakes may be linked to wells for gas mining*", (10/3)

<sup>46</sup> Reuters, "*Investors urge safeguards on U.S. shale gas drilling*", (29/6)

## Shaken Up

The U.S. Geological Survey has detected more earthquakes in the Dallas-Ft. Worth area since 2008 than in prior decades.

Note: Earthquakes here range in magnitude from 1.7 to 3.5.  
Source: U.S. Geological Survey



Los recientes accidentes con el gas natural en Houston generan un nuevo escrutinio a un negocio que puede ser aún más importante para las economías de las regiones productoras. Los incidentes incluyen dos accidentes en pozos en Marcellus Shale en el noreste de Estados Unidos que reforzaron las preocupaciones sobre la perforación de gas. A principios de junio, dos accidentes fatales en el gasoducto en el Norte de Texas enfocaron también la atención pública en los peligros asociados con la infraestructura para transportar el combustible fósil<sup>47</sup>.

## Tar sands, amenazas a entornos vulnerables

El desarrollo acertado de las *tar sands* canadiense provocó prisa para que Shell y otras compañías petroleras establezcan operaciones similares en Rusia, Congo y en Madagascar. Los altísimos precios de crudo y una escasez crecientes de sitios para perforar animaron a la industria de energía a mirar una serie de depósitos de hidrocarburos no convencionales, que amenazan al entorno vulnerable y las comunidades en sitios como Jordania, Marruecos así como en Estados Unidos<sup>48</sup>.

<sup>47</sup> Houston Chronicle, "Onshore accidents add to concerns", (13/6)

<sup>48</sup> The Guardian, "Tar sands oil extraction spreading rapidly, report warns", (17/5)



Las *tar sands* y el petróleo shale son consideradas por grupos ambientalistas como mucho más perjudiciales para el planeta que las operaciones normales de petróleo porque la extracción es más intensiva en carbono y agua. **Friends of the Earth**, en su informe “*Tar sands, Fuelling the climate crisis, undermining EU energy security and damaging development objectives*” menciona que quiere que la Unión Europea use su directiva de calidad de combustibles para tener un *carbon footprint* de combustibles basados en petróleo que entren en la UE para asignarles un valor que represente la fuerza de los gases de efecto invernadero.

Entre las principales majors, BP desarrolla las arenas bituminosas en Alberta y también en Venezuela, las segundas reservas mundiales tras Canadá, donde está activo en el bloque **Petromongas** y está considerando también el bloque **Ayacucho 2**. Mientras, Shell, que condujo proyectos en Alberta, está trabajando con **Tatneft** para producir *tar sands* en el campo **Ashalchinskoye** en **Tatarstan**, en la Federación Rusa. La italiana ENI firmó un acuerdo con el ministerio de energía en la República del Congo para invertir en las *tar sands*, aunque dijo que no usará los métodos siendo empleados por otros en Canadá. ENI explorará un área de 1.790 km<sup>2</sup> en el sur del país, cerca de la capital petrolera de **Pointe-Noire**. ENI invierte alrededor de 3 mil millones de euros en sus tres proyectos y tiene un muestreo inicial sobre las zonas. La empresa declara que el área contiene al menos 500 millones de barriles.

BP y Shell impugnan los reclamos de Friends of the Earth y otros en relación a que las *tar sands* aumentan hasta cinco veces la intensidad de carbono que la explotación normal de crudo. Shell dijo que espera mitigar este impacto usando las técnicas de captura y almacenaje de carbono, aunque las tecnologías son improbadas a gran escala y sus implicancias financieras están en tela de juicio. Incluso si la tecnología demuestra ser la acertada en el largo plazo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sus costos podrían ser prohibitivamente caros: 110-290 dólares por tonelada.

El querógeno en la pizarra bituminosa puede ser convertido en aceite a través del proceso químico conocido como pirólisis. Durante este proceso, la pizarra de aceite es calentada hasta 445-500°C en ausencia de aire, mientras el querógeno es convertido en aceite y separado, un proceso llamado “*retorting*”. Shell ultimó un acuerdo el año pasado, por oil shale, en Jordania para operar los bloques **AzraQ** y **Al Jafr** vía su **Jordan Shale Company**. Un portavoz de Shell dijo que sus operaciones en Jordania estaban en una etapa temprana.

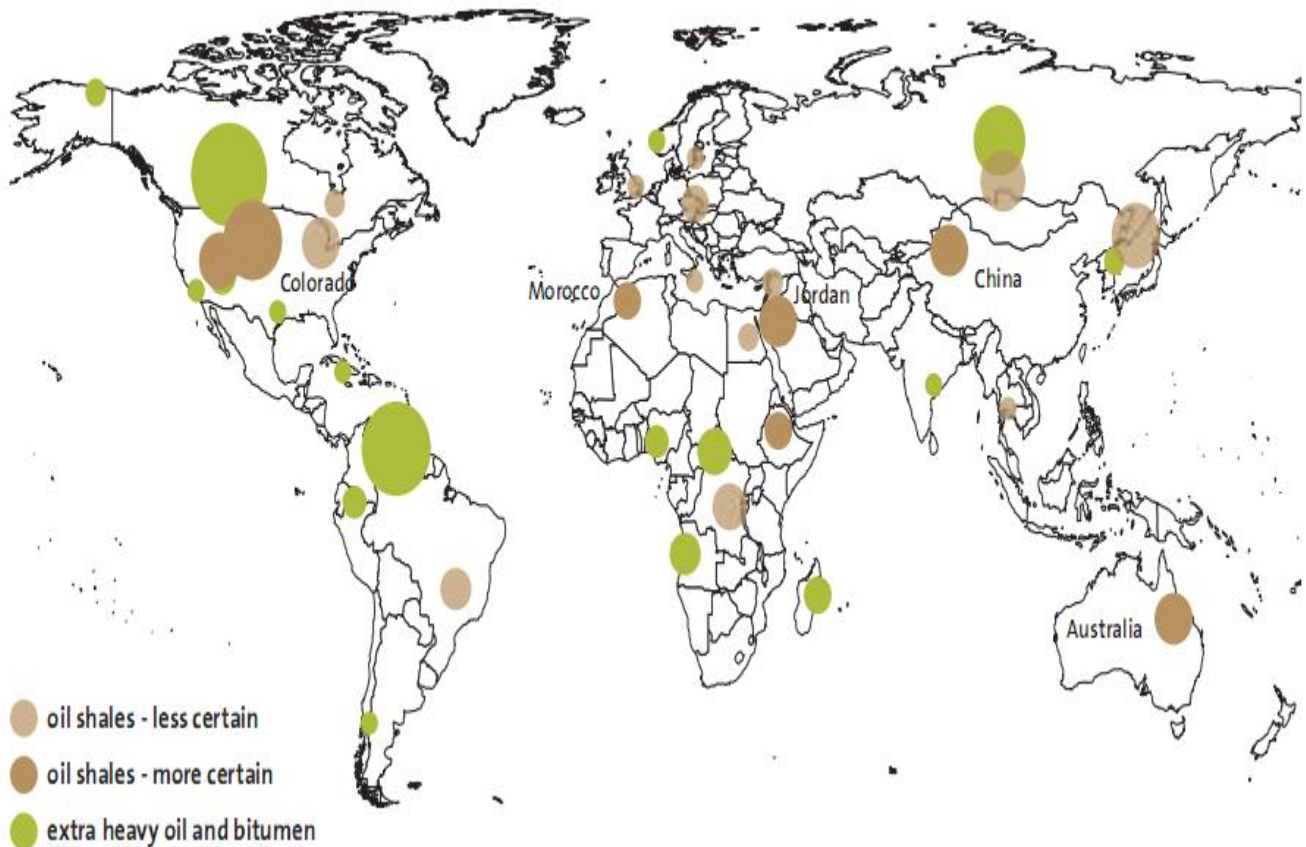
Friends of the Earth indica que Jordania es uno de los países más secos de la tierra y como se estima, tiene una escasez de agua de 320 mil metros cúbicos este año. La producción de oil shale exacerbará esta tendencia enormemente, pues un barril de pizarra requiere tanto como 3,2 barriles de agua para mejorar. Con 100.000 barriles por día, la industria shale podría consumir 19.8 millones de metros cúbicos de agua cada año, tanto como toda la ciudad jordana de Zarqa, con una población de 450.000 habitantes. Si pizarra es usada para producir electricidad -que es una fuerte posibilidad- la cantidad de agua requerida aumentaría a más del 35%.

Hay también interés de la compañía petrolera en los depósitos shale en 10 locaciones en Marruecos, dos en Egipto así como “*bitumen belt*” en Nigeria, que está localizada en el sudoeste del país, a lo largo de 120 km de la línea costera por los estados de Lagos, Ondo, Ogun y Edo. Los depósitos más importantes se encuentran en la región de Ikale en el estado de Ondo. Nigeria que ya sufre daños ambientales por derrame de petróleo en el delta y la quema del exceso de gas.

Mientras tanto, un informe de Ceres, lanzado por su presidente Mindy Lubber, da luz no sólo sobre el extendido impacto ambiental y social del desarrollo de las arenas bituminosas, sino también los altos costos de producción y el mercado limitado para este

combustible, para el cual las empresas han cometido 200 mil millones de dólares en inversiones.

figure 1. Global unconventional oil resources



## Conclusión

Al final, el Plan B no es más que la producción de la tar sands de Canadá o Venezuela, o más producción de aguas profundas de Brasil o África. Independientemente de donde provengan las fuentes apenas cubrirán el agotamiento, y eso dejando de lado el apetito insaciable de petróleo que transitan las economías BRIC.

El Plan B puede ser sólo menos consumo de petróleo. Si los americanos lo realizan o no, ya lo sabremos en el futuro. El desastre del Golfo solamente pone aquella realidad en un foco más agudo. El año pasado había cuatro millones menos de vehículos en Estados Unidos que el año anterior. En la próxima década, habrá de 40 a 50 millones menos de autos que hoy. En el proceso, una economía que una vez consumió más de 20 millones de barriles de petróleo por día encontrará un camino por recorrer de 15 millones de barriles o aún menos. *Peak supply defines peak demand. That, in a nutshell, is Plan B.* El sueño americano de mayor independencia energética se convierte rápidamente en una pesadilla ecológica.

Las alternativas realistas a la dependencia extrema estadounidense no son terriblemente atractivas. Así que habrá que asumir que el primer paso crucial para realzar la eficiencia energética de esa economía es electrificar su estructura de transporte. Si usted se pregunta porqué nos arriesgamos a las consecuencias ambientales catastróficas perforando



miles de metros de pozos debajo del fondo marino, la respuesta es bastante simple. Esta es la misma respuesta la pregunta de porqué se vierte miles de millones de dólares en las arenas bituminosas.

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](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)