

Informe Sobre El Mercado Energético Global

-¿Cómo mantener a flote el programa de exploración del pre-sal brasileño?

-Perspectivas de gas natural. Gas shale y el rol de las empresas nacionales de los países emergentes

-El sector de los fertilizantes re-actualiza la lucha por los recursos. Los alimentos en el primer plano

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I:</u> Barreras para la concreción del proyecto del desarrollo del pre-sal brasileño	3
✓ <i>El precio del barril será base de la capitalización de Petrobras</i>	4
✓ <i>Fugas de Petrobras y caída del podio en el mercado</i>	6
✓ <i>Problemas en las plataformas offshore</i>	8
✓ <i>Recomendaciones para los inversores en Petrobras</i>	9
<u>Análisis II:</u> Directrices para una inversión de 400 mil millones de dólares en el pre-sal	10
✓ <i>Amazonas, nueva estrategia de hidrocarburos brasileña</i>	13
<u>Análisis III:</u> ¿gas shale norteamericano dominado por las empresas asiáticas?	15
✓ <i>Otros postulantes para vender en las formaciones shale</i>	17
✓ <i>Para tener en cuenta: Helmerich & Payne y Nabors Industries</i>	18
Perspectivas de los precios del gas natural ante el ascenso del gas shale	20
✓ <i>Consecuencias en el sector eléctrico, de exploración y químico</i>	21
<u>Análisis IV:</u> Guerra por los recursos. Alimentos	24
✓ <i>China entra en la puja por asegurarse la provisión del producto a precios ventajosos</i>	28
✓ <i>La inicio de un nuevo ciclo en el mercado global de fertilizantes</i>	29

Análisis I: Barreras para la concreción del proyecto del desarrollo del pre-sal brasileño



Hasta hace poco, **Petrobras**, era la mayor empresa latinoamericana por capitalización bursátil, con perspectivas brillantes gracias a los recientes hallazgos de millonarias reservas de crudo. Sin embargo, todo el optimismo inicial se ha ido diluyendo junto con el valor de sus acciones, a medida que un programa de capitalización para financiar un millonario plan de inversión corre el riesgo de retrasarse hasta el próximo año.

Si las divergencias internas del gobierno de Lula sobre el aumento de capital de Petrobras no pueden ser dirimidas técnicamente, las soluciones preponderantemente políticas podrán comprometer irremediablemente el proceso. La cuestión central es que

Petrobras necesita mucho dinero para encarar las inversiones de 224 mil millones de dólares en cinco años para el desarrollo del pre-sal y, sin embargo, el Tesoro, que detenta un 32% de las acciones, no tiene recursos para suscribir su parte en el aumento de capital¹.

Para contrarrestar la falta de recursos, la decisión tomada hace un año fue que, en vez de recursos en dinero, el Tesoro pasaría a Petrobras petróleo de sus reservas aún en el fondo del mar. Como la ley no permite aumento de capital en especies sin que los demás accionistas lo acepten, el gobierno recurrió a un artificio de ingeniería financiera denominado cesión onerosa. La suscripción de la parte de la Unión sería realizada con título del Tesoro, amarrados a la transferencia de 5 mil millones de barriles a Petrobras. A medida que el petróleo fuera producido, la empresa devolvería al Tesoro los títulos correspondientes a los 5 mil millones de barriles².

La estatal informó el año pasado de un plan de capitalización que contempla el canje de acciones por petróleo, a través del cual el gobierno brasileño dará a Petrobras hasta 5 mil millones de barriles de crudo a cambio de títulos de la empresa, mientras que los accionistas minoritarios comprarán títulos para mantener sus participaciones. Este plan

¹ Financial Times, "Petrobras profits exceed expectations", (14/8)

² Estado de San Pablo, "Indefinições na Petrobrás", (20/8)

es crucial para la compañía, ya que le permitirá recaudar 25 mil millones de dólares en capital fresco para la extracción de crudo de las profundidades bajo el lecho oceánico, como parte de su plan de inversión por 224 mil millones de dólares hasta 2014, que busca duplicar su producción a 5,38 millones de barriles diarios hacia 2020³.

Sin embargo, la transacción, que originalmente se realizaría en julio, fue postergada por la firma para septiembre, debido a los retrasos en la valoración de las reservas de crudo que serán utilizadas. Según la **Agencia Nacional de Petróleo (ANP)**, los 5 o 6 dólares que quiere pagar Petrobras por cada barril es demasiado poco, mientras que los 10 propuestos por algunas consultoras sería un precio muy elevado. La ANP contrató a **Gaffney, Cline & Associates (GCA)**, que evaluó cada barril entre 10 y 12 dólares⁴.

El objetivo era llegar a un valor no tan elevado en cuanto a lo propuesto por la ANP y ni tan bajo como la que será presentada por Petrobras, calculado por **De Golyer and McNaughton**. El margen elástico entre las dos estimativas sorprendió a los técnicos de la propia ANP, que esperaban algo entre 8 y 10 dólares. Un valor tan alto para las reservas podría no hacer viable todo el proceso de capitalización de Petrobras. Si el valor de los barriles queda en la cotización mínima apuntada por GCA, de 10 dólares, el área costará a Petrobras 50 mil millones de dólares. Solamente con ese patrón, la operación sería un récord mundial y los accionistas minoritarios de la compañía tendrían dificultades para acompañar el aumento de capital.

El precio del barril será base de la capitalización de Petrobras



El costo de extracción de petróleo (*lifting cost*) de Petrobras en Brasil fue de 9,79 dólares por barril en el segundo trimestre de 2010, una ligera alza del 4,1% en relación a los 9,40 dólares en el primer trimestre de este año. El indicador desconsidera las participaciones gubernamentales, Incluyendo las tasas pagadas al gobierno, como royalties y participaciones especiales, el costo de extracción tuvo un pequeño aumento del 3,2%. En relación al segundo trimestre de 2009, el costo de extracción del barril de petróleo creció un 12,2%, sin contabilizar la participación gubernamental. Considerando estas, el incremento en el costo de extracción fue del 25,6%.⁵

El aumento de las cotizaciones del petróleo en el mercado internacional y la reducción del descuento (*spread*) entre el petróleo leve y pesado desde finales de 2009 beneficiaron los ingresos de la empresa. En el segundo trimestre, el petróleo leve en el mercado internacional fue cotizado en 78 dólares (Brent), y el de Petrobras, en 74 dólares. La diferencia de sólo 4 dólares aumentó el margen de ganancia de la empresa. Para llegar a un precio considerado correcto, los especialistas necesitan hacer diversas cuentas, que

³ Reuters, "Brazil state oil company Petrobras' capital plan", (20/8)

⁴ Estado de San Pablo, "Consultoria da ANP avalia barril do pré-sal entre US\$ 10 e US\$ 12", (18/8)

⁵ Estado de San Pablo, "Investimento da Petrobras soma R\$ 38,1 bi no semestre", (17/8)

involucran incontables premisas. Cualquier pequeño cambio en las variables afecta el resultado final⁶.

La primera cuenta que es preciso hacer es descubrir el ingreso que Petrobras tendrá con la venta de 5 mil millones de barriles en el futuro. Si ellos ya estuvieran almacenados y fueran todos vendidos hoy, bastaría multiplicar el número de barriles por el precio del petróleo en el mercado internacional. Pero no es el caso: ellos están enterrados a kilómetros de distancia bajo la tierra y centenares de kilómetros de la costa brasileña. Así es preciso estimar una curva de producción para saber cuando los barriles cedidos en esa operación comenzarán a ser retirados de la capa pre-sal. Los especialistas calculan un plazo de cinco a diez años para el inicio de la producción. Para que se gane escala y se alcance el pico, llevaría algunos años más. Según la previsiones del mercado, los 5 mil millones terminarían sólo retirados de la capa pre-sal de aquí a más de 30 años, después de 2040.

Con base en la producción anual estimada, se multiplica el número de barriles por un precio, también proyectado, para el petróleo en el mercado internacional en el futuro. La mayor parte de los analistas trabajar con un intervalo de 70 a 80 dólares, siendo que el precio del petróleo retirado por Petrobras puede sufrir un descuento, con miras a su composición. Hecho eso, es preciso tener en cuenta también el costos de explotación del petróleo (que involucra la perforación de los pozos) y también de producción, después que las plataformas estuvieran operando. Eso puede variar de 10 a 20 dólares, dependiendo de las premisas. En ese caso, se resalta que aún no hay informaciones suficientes sobre el costo de extracción del petróleo de la capa pre-sal.

Después de encontrar el ingreso bruto nominal que será obtenido con la venta del petróleo en el futuro, es preciso saber cuanto de ese dinero, que entrará en los cofres de Petrobras a lo largo de más de 30 años, valdría a precio actual, una vez que los intereses hacen el valor del dinero cambiar en el tiempo. Para hacer eso, los analistas usan tasas de descuento, normalmente teniendo como referencia la tasa básica de intereses del país (pudiendo ser mayor o menor), que creen ser el costo de capital de la compañía involucrada. Así, traen los flujos futuros de caja de la compañía a valor presente. Ese valor tiene que ser más que suficiente para cubrir el precio que Petrobras pagará al gobierno ahora por los 5 mil millones de barriles y también para garantizar un margen de ganancia para la compañía.

Dadas las incertidumbres vinculadas al proceso de producción, y a que los campos que serán cedidos no son de reservas probadas, la estatal quiere pagar el mínimo posible para intentar garantizar que, en el caso que la realidad sea mucho peor de lo que fue calculado, no hay tanto perjuicio. De la misma forma, la Unión no quiere que el barril sea vendido con base en el escenario más pesimista trazado, para no dar un lucro excesivo a la compañía.

En un informe divulgado a fines de mayo a los inversores, **Credit Suisse** presentó simulaciones que encontraban valores bastante diferentes para los barriles, dependiendo de las premisas usadas. En un escenario favorable de petróleo a 80 dólares en el mercado internacional, la tasa de descuento del 7,5% y producción en gran escala a partir de 2015, el banco apuntaba a un barril de 10,5 dólares. En una condición más desafiantes de petróleo a 70 dólares, la tasad de descuento del 10% y una producción en gran escala a partir de 2019, el precio justo cae a 3.6 dólares. En los dos ejemplos, el banco consideró el costo de producción de 10 dólares por barril.

El escenario base del banco, en ese momento, era del barril a 6 dólares, con una tasa de descuento del 7,5%, pero la producción de grandes volúmenes sólo a partir de 2019. A mediados de agosto, **J.P.Morgan** también divulgó estudios sobre el precio del

⁶ Valor Econômico, "Cálculo do preço "justo" de barris envolve futurologia", (23/8)

barril. Teniendo como premisa una producción más rápida que la prevista anteriormente para la explotación del campo de Franco (uno de los que deben ser cedidos por la Unión), el banco dice que el precio del barril subiría a 6 dólares, ante la previsión anterior de 4,5 dólares, en el escenario base. En los comunicados divulgados por la estatal al mercado, alertaba sobre la disparidad de los precios en las operaciones que involucran la cesión de reservas en todo el mundo. Entre 2008 y agosto de 2009, hubo más de 200 operaciones de este tipo. El valor del precio del barril en esas transacciones varió entre 0.77 a 17.63 dólares.

El resultado más probable sería la fijación de un precio en torno a los 8 dólares por barril, un medio camino entre los extremos. Será un valor aceptable para la mayor parte de los inversores, según se comentó en el mercado. El gobierno preferiría un precio más alto, pero eso dificultaría la participación de los accionistas minoritarios.

Fugas de Petrobras y caída del podio en el mercado

A esto se suman las preocupaciones ya existentes respecto de que la oferta de acciones diluya la participación a los accionistas, lo cual generó que Petrobras perdiera su puesto como la mayor empresa de Latinoamérica por valor de mercado de manos de la también brasileña **Vale**. El valor de mercado de la petrolera cayó a 256 mil millones de reales luego que sus acciones preferentes se desplomaran 27% en lo que va del año. Por el contrario, la capitalización bursátil de Vale subió a 295 mil millones de reales⁷.

El desplome en el valor de las acciones provocó que **Soros Fund Management**, la compañía del inversor multimillonario **George Soros**, vendiera en el segundo trimestre todas sus acciones en el gigante petrolero brasileño. El fondo de cobertura con sede en New York, que supervisa 25.000 millones de dólares, vendió 9,1 millones de recibos de depósito estadounidenses que representan acciones comunes de Petrobras y 5,88 millones correspondientes a sus acciones preferentes⁸. El fondo de Soros fue el mayor inversor privado individual en Petrobras, pero venía reduciendo su participación desde el inicio del año.

Con esto, la noticia de que la planeada venta de acciones podría retrasarse hasta el próximo año fue recibida como un balde de agua fría. Las elecciones presidenciales de octubre y la publicación de las ganancias en la temporada de entrega de resultados de noviembre probablemente llevarán a la compañía a postergar la venta para el próximo año si no hay una fecha clara para el mes de septiembre. Otro retraso en la operación podría afectar la capacidad de Petrobras para financiar el programa de exploración y producción petrolera más ambicioso del mundo, que sea convirtió en el punto de apoyo del gobierno brasileño para entrar al grupo de países desarrollados.

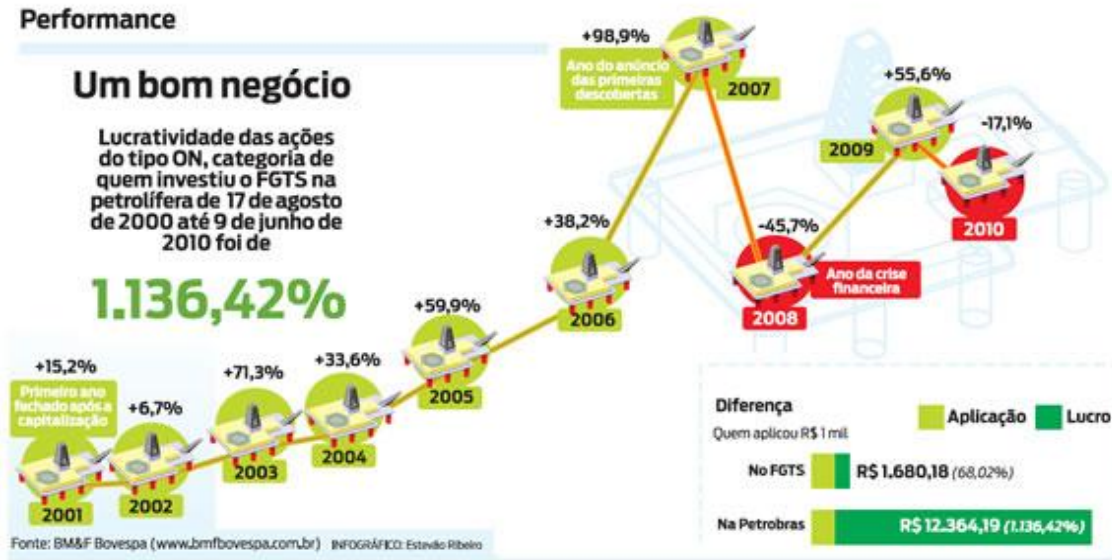
Una postergación también podría hacer peligrar la calificación crediticia de la compañía, debido a que Petrobras se vería forzado a financiar sus inversiones a través de la emisión de deuda, explicó **Andres Kikuchi**, de **Link Investimentos**.⁹ De todas maneras, no se trataría del primer recorte de la calificación. La agencia **Standard & Poor's** ya rebajó la nota de Petrobras en un escalón a BBB- (el menor nivel dentro de grado de inversión)

⁷ Exame, "Petrobras perde posto de maior da América Latina para a Vale", (19/8)

⁸ Bloomberg, "Petrobras Loses Spot as Latin America's Top Company as Sale Spurs 25% Drop", (19/8)

⁹ Bloomberg, "Petrobras Offering to Replenish Capital as Debt Rises", (16/8)

hace un año, argumentando que su programa de inversión era demasiado grande. Por su parte, **Fitch Ratings** califica a Petrobras un nivel por sobre la nota de S&P, en BBB, mientras **Moody's Investors Service**, tiene a la petrolera brasileña dos niveles más arriba, en Baa1.



La principal divergencia entre el gobierno brasileño y Petrobras ya no es el valor de los precios del barril de petróleo que será usado en la capitalización de la empresa, pero el cálculo del tamaño de las reservas de petróleo de la Unión que entrarán en el negocio. Un informe contratado por Petrobras apunta a un volumen bien menor de petróleo en las áreas que la Unión entregará a la empresa como parte de su capitalización de la petrolera en relación a lo que la ANP. Según **Folha de S.Paulo** informó, en la reserva de Franco (cuenca de Santos), uno de los que entrarían en el negocio, la ANP calcula una reserva de 4,5 mil millones de barriles de petróleo en la capa pre-sal¹⁰.

El informe de Petrobras indica menos de 4 mil millones de barriles. En otra área vecina al futuro campo de Tupi (cuenca de Santos), la diferencia entre los dos informes llegaría a ser de hasta un 30%, siempre con la estatal calculando el valor menor que el de la ANP. Según un técnico, está habiendo una “*caída de brazo*” con la estatal, que tendrá que hacer un “*esfuerzo para avanzar en las negociaciones*” sobre la cesión de 5 mil millones de barriles de petróleo de propiedad de la Unión.

Además de esa disputa, la operación puede ser aplazada también por una decisión del presidente Lula. Va a evaluar si políticamente es conveniente hacerla en vísperas de la elección presidencial. El problema es que, sin la capitalización, la estatal no tendrá recursos para costear su plan de inversiones, que incluyen obras que el presidente ha usado como bandera para avalar la candidatura de **Dilma Rousseff** a presidente.

La divergencia sobre el tamaño de las reservas es considerada por el gobierno más grave que la encontrada en el cálculo del valor del barril de petróleo de esas futuras reservas que serían cedidas a Petrobras. Eso porque,



anp
Agência
Nacional do
Petróleo

¹⁰ Folha de S.Paulo, “Petrobras e governo agora divergem”

cuanto menor es el volumen de las áreas escogidas previamente a la capitalización, más reservas la Unión tendría que colocar en la operación para alcanzar los 5 mil millones de barriles de petróleo –volumen aprobado por el Congreso- como su parte en el negocio. La divergencia de tamaño y de precio se deviene de las diferentes metodologías usadas por las certificadoras contratadas por la estatal y por la ANP para hacer la evaluación y rindieron momentos de tensión en las últimas reuniones entre técnicos de los dos lados.

Problemas en las plataformas offshore

Petrobras no sólo enfrenta problemas financieros, sino también de infraestructura. Algunas plataformas próximas a ingresar en etapa de mantenimiento tienen “*problemas de conservación*”¹¹. Desde el inicio del año, ya fueron notificados 539 accidentes de trabajo en las 45 plataformas de Petrobras en la Cuenca de Campos, involucrando operarios propios y tercerizados. Nueve de esos accidentes fueron en la P-33. En todo el año 2009, fueron registrados oficialmente 771 accidentes¹². Los perjuicios de BP en el Golfo de México también deben haber influido a los inversores. La explotación del pre-sal será hecha en aguas mucho más profundas y las especulaciones sobre la seguridad de la iniciativa son naturales. El descubrimiento de fallas en el mantenimiento en equipos en la cuenca de Campos sólo puede haber reforzado las preocupaciones¹³.

Un principio de incendio ocurrió en una de las válvulas de vapor de la plataforma P-35, una de las citadas por el **Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense** estando en peor estado de conservación, junto con la P-33 y P-31. Con respecto a P-33, hay muchas cañerías con fugas. Rejas de protección apenas conservadas, deterioradas. Sin reja de protección y sin bote de rescate, si alguien cae al mar, sólo hay un barco de apoyo, a una milla de distancia para socorrer al operador.

Rebatiendo el motivo alegado por la ANP –falta de seguridad en la estructura- para determinar la suspensión de las operaciones de la P-33, situada en la cuenca de Campos, norte fluminense, Petrobras emitió una nota en la cual revela que la paralización de la plataforma para mantenimiento ya estaba programada para acontecer en el periodo entre 15 de octubre y 10 de noviembre próximo, conforme a la planificación fijada desde 2008¹⁴.

Las paradas para mantenimiento son realizadas regularmente en todas las plataformas marítimas de petróleo, a veces resultando en caída en la media mensual de la producción de petróleo. P-33, sin embargo, tiene una producción pequeña, en torno a 20 mil barriles por día¹⁵. Según la estatal, la última certificación de la Marina en la embarcación fue emitida en diciembre de 2009 y continúa válida. Petrobras dice que no hay riesgos de seguridad e informó que parte de los problemas apuntados es común a las instalaciones en “*atmósfera extremadamente corrosiva, típica de ambientes marinos*”.

Los temores sobre la infraestructura se hacen más consistentes en momentos en que la industria se enfrenta a fuertes críticas sobre la seguridad en la explotación en aguas

¹¹ Estado de San Pablo, “*Gabrielli admite alguns problemas em plataformas*”, (17/8)

¹² Deu em O Globo, “*Uma plataforma de problemas*”, (12/8)

¹³ Estado de San Pablo, “*Ainda o impasse do pré-sal*”, (27/8)

¹⁴ Monitor Mercantil, “*Paralisação da P-33 já estava agendada há 2 anos*”, (12/8)

¹⁵ Estado de San Pablo, “*Plataforma P-35 da Petrobrás sofre princípio de incêndio*”, (12/8)

profundas, producto del accidente de la plataforma de BP en el Golfo. Durante el periodo de esa crisis, Petrobras se comportaba como si fuera la mejor del mundo, como si jamás fuera a ser amenazada por este tipo de riesgo. Pero ahora, se ve a las plataformas con una grave corrosión. Es preciso hacer una conversión seria, admitiendo los problemas para corregirlos. Eso se llama gestión de riesgo, que existe en cualquier actividad.

El problema no es ajeno a Petrobras, ya que el 90% de la producción de esa petrolera proviene de las profundidades del Océano Atlántico. Más aún, el año pasado, la empresa bombeó 20% de todo el petróleo extraído en el mundo de aguas a una profundidad superior a 300 metros, más que cualquier otra petrolera, y seguido por Exxon Mobil, con 13%, según cifras de la consultora **PFC Energy**. Si bien la compañía sigue siendo la segunda mayor de Latinoamérica, su predominio, no bastaría para que Brasil pueda alcanzar pronto el preciado estatus de país desarrollado, por lo menos hasta que concrete su plan de capitalización.

Recomendaciones para los inversores en Petrobras

Con las incertidumbres en torno a la capitalización de Petrobras acumulándose, a pesar de la proximidad de la fecha prevista para la operación, los analistas son categóricos en sus recomendaciones al inversor: no haga cualquier movimiento ahora. Quien tiene acciones de la empresa no debe vender los papeles. Paciencia. Esa es la palabra que deber ser el comportamiento del inversor que cree en las potenciales ganancias que el pre-sal debe traer a Petrobras. Y la orientación para el inversor que quiere comprar acciones de Petrobras es mantener distancia de los papeles hasta que el plan de capitalización sea anunciado y se puede evaluar si el negocio será ventajoso.

Quien tiene la acción no debe incorporar el perjuicio, aunque el precio pueda caer más, ya que el escenario es positivo para la empresa a mediano y largo plazo. La recomendación es permanecer con las acciones en cartera, evitando vender el papel a la baja. Y para quien tiene dinero en caja para invertir, es más prudente aguardar detalles como la fecha de la operación y el precio del barril. Las definiciones serán importantes para que los inversores calculen el interés en la oferta. Haciendo cuentas, los accionistas minoritarios tendrán que desembolsar del 27 al 37% del valor que ya tienen en acciones para que no vieran diluida su participación en la empresa. Además de eso, aún no están definidas las reglas para la participación de los trabajadores que tienen cotización de Petrobras por intermedio de los fondos FGTS. El gobierno debe limitar la participación de estos en la capitalización al valor del 30% del saldo que ellos tienen en la cuenta vinculada.

Hasta que las principales dudas sean solucionadas, las acciones de la estatal deben mantenerse volátiles y con tendencia de caída. Asimismo, las acciones de otras empresas pueden sufrir con la capitalización de Petrobras en adelante. Si la oferta fuera del tamaño que se imagina, no habrá dinero suficiente en el mercado. Los inversores pueden vender acciones de otras empresas para comprar Petrobras, derrumbando los precios.

Considerando un horizonte de largo plazo, las acciones de Petrobras están baratas, no da para olvidar que el pre-sal tiene un gran potencial. Quién compra las acciones de Petrobras en la oferta estará invirtiendo en un negocio que promete ingresos en cuatro a cinco años. El inversor que aplica en Petrobras va a apostar en una empresa que está iniciando un proyecto ambicioso de crecimiento. Pero la experiencia y la capacidad de Petrobras de extraer el petróleo a un costo competitivo valen mucho. Una vez concluida la

capitalización, las acciones de Petrobras entraran en un proceso de recuperación rápida de sus precios, actualmente muy desfasados.

Análisis II: Directrices para una inversión de 400 mil millones de dólares en el pre-sal

Previendo inversiones de 400 mil millones de dólares en el área de exploración de petróleo offshore en los próximos diez años, la **Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip)** lanzó una cartilla con diez directrices que apuntan soluciones para evitar que los cuellos de botella del sector comprometan el escenario optimista. El pre-sal genera, a priori, condiciones para que la industria brasileña de un salto. Si los cuellos de botella se solucionan existirán las condiciones para ampliar en cinco veces la previsión de generación de empleos. La efectiva capacitación de la industria brasileña de materiales, equipos y servicios para atender a la demanda offshore podrá generar hasta dos millones de nuevos empleos en los próximos 10 años. Si no hubiera un mayor esfuerzo de todos los involucrados esa generación podría caer a sólo 400 mil empleos en el sector.¹⁶

La agenda con las directrices para el sector de petróleo tiene como base un estudio encomendado a la consultora **Booz & Company**, que identifica las trabas y presenta soluciones para que el país potencie los beneficios generados por el gran volumen de los encargos de bienes y servicios que sean demandados para la exploración del pre-sal y de post-sal. Para que sea ventajoso producir –en vez de importar– los equipos destinados a la explotación del pre-sal, la primera condición es que haya bajos costos y alta calidad. Y el estudio muestra que el costo de los productos brasileños está muy encarecido por los tributos e intereses elevados, oferta insatisfactoria de personal calificado, deficiencias de infraestructura y escasez de crédito de largo plazo¹⁷.

La demanda estimada de equipamientos tiene en cuenta sólo la explotación de los campos ya concedidos del pre-sal, con capacidad de producir 1 millón de barriles/día, en 2016, pasando a 1,5 millones en 2018, y 1,8 millones de barriles/día en 2020. Entre las 10 mayores empresas productoras de petróleo del mundo, sólo Petrobras y PetroChina consiguieron aumentar sus reservas, que comienzan a estancarse en la mayoría de los otros países. La perspectiva de nuevos y prometedores descubrimientos explica por qué las compañías privadas como **Chevron, Statoil, OGX, Odebrecht, Shell, Petrogal, Queiroz Galvão** y **Repsol** deberán invertir 26 mil millones de dólares en el pre-sal.

Entre los equipamientos demandados estarán los petroleros y navíos de apoyo, unidades productoras, sondas y equipos de sísmica. Habrá un movimiento en toda la cadena de producción de sistemas de sustentación y movimientos de cargas, generación y transmisión de energía, circulación de fluidos, separación de lodo, seguridad de los pozos, seguimiento, quemadores, ventilación y anclaje. Hasta 2020, la demanda de acero para el pre-sal de 1,8 millones a 2 millones de toneladas, además de 70 mil a 80 mil toneladas de tubos, de 100 mil a 120 mil válvulas, 350 a 400 propulsores, igual número de generadores y

¹⁶ O Globo, “Setor de petróleo pode gerar até 2 milhões de empregos em 10 anos”, (16/8)

¹⁷ Estado de San Pablo, “Os fornecedores do pré-sal”, (23/8)

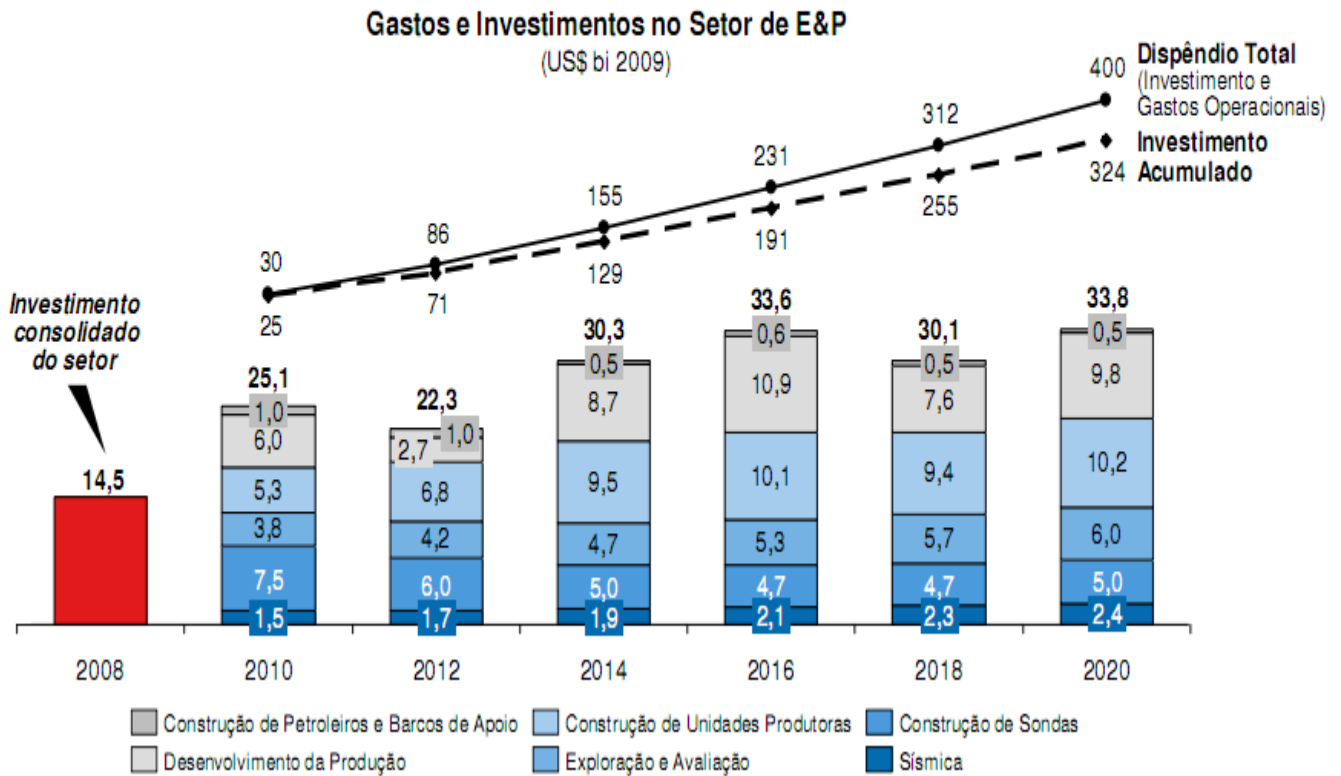
de 5mil a 6 mil kilómetros de cabos eléctricos. Hoy, la cadena offshore genera 75 mil empleos directos y más de 350 mil indirectos, en segmentos tan variados como la siderúrgica, telecomunicaciones y hotelería. Para llegar a los 2 millones de empleos, la industria brasileña tendrá que competir en precio, tecnología, calidad y plazo de entrega con los proveedores globales.

Pero los impuestos sobre los bienes manufacturados en general, calcula Booz&Company, pesan un 4% en Corea, un 7,3% en Inglaterra, un 8,4% en Noruega y un 8,7% en China, mientras en Brasil –considerados el ICMS, IPI, PIS y Cofias- la carga puede llegar a un 37,1%. Además de eso, los intereses pesan entre un 0,9% y un 4,8% en el costo final de los productos y la energía eléctrica es más cara, en Brasil, que en Rusia, en Francia, en Estados Unidos y en China, sólo siendo más barata que en México. La carga tributaria es del 45% en la energía eléctrica, un 43% en la gasolina, un 24% en el diesel y un 20% en el gas natural. El sector también sufre con la falta de inversiones en transporte, investigación y desarrollo, además de alto costo para obtener licencias ambientales.

Entre las propuestas de la Onip para mejorar la competitividad de los proveedores brasileños está la diseminación del conocimiento y de la innovación tecnológica, el acceso a las materias primas, la mejora de la infraestructura y la garantía de isonomía tributaria, técnica y comercial con las empresas extranjeras. Sólo así, estiman, los proveedores brasileños podrán, de hecho, ser beneficiados por el pre-sal.

Las diez políticas presentadas por Onip para el sector son, según el orden de la presentación: 1) generar y diseminar conocimiento e innovación a lo largo de la cadena; 2) incrementar la productividad y mejorar los procesos de producción local; 3) fortalecer actividades industriales en tres a cinco polos productivos; 4) estimular la formación de centros de excelencia tecnológica en los polos productivos; 5) simplificar y aumentar la transparencia de las políticas de contenido local; 6) fortalecer el sistema empresarial nacional y su actuación internacional; 7) atraer tecnología e inversión de empresas internacionales; 8) garantizar igualdad tributaria, técnica y comercial entre competidores externos y locales; 9) establecer condiciones de financiación y garantías competitivas internacionalmente; 10) acceder a materias primas, insumos e infraestructura en condiciones competitivas.

A demanda por bens e serviços será em torno US\$ 400 bilhões até 2020 - escala suficiente para desenvolver sólida cadeia produtiva de bens e serviços local



La demanda por actividades sísmicas posee una dinámica singular y debe presentar un crecimiento constante en los próximos años. La adquisición sísmica es una actividad relativamente constante, con navíos siendo utilizados siempre en el verano, invirtiendo la exploración en los hemisferios norte y sur a lo largo del año. La exploración y evaluación de pozos también crecerá de forma constante, con una necesidad de equipos, servicios y alquiler de sondas. Esta exploración y evaluación es responsable tradicionalmente por un 79% de las inversiones en exploración de Petrobras contra un 30% de sísmica. El crecimiento es constante debido al desarrollo de nuevos bloques y también de los bloques antiguos.

En resumen, el impacto de la implementación de las políticas es elevado desde que estas incluyen toda la cadena de suministro:

-El pre-sal representa una oportunidad única para el desarrollo de toda una cadena de suministro del sector offshore local

-En caso que sean implementadas con éxito, las políticas recomendadas habrá elevado el impacto pudiendo generar casi 2.5 millones de empleo hasta 2020

-Sin embargo, de no tener éxito en la ganancia de competitividad del sector, sólo una parte de este potencial será alcanzado, básicamente debido al aumento de demanda esperado para los próximos años

-Finalmente, es imperativo que las políticas sean extendidas a toda la cadena ya que más de la mitad del suministro y del movimiento que la renta generada tendrá principalmente en las pequeñas y medianas empresas

-La exportación es un importante elemento de competitividad, pudiendo también aumentar los empleos por encima de lo demandado localmente.

Petrobras debe perforar seis pozos más en la región del pre-sal de la Cuenca de Santos hasta finales de año. Con estos, será 16 pozos perforados en la región en 2010. Para cumplir este objetivo, la estatal contará con la llegada de tres sondas más, lo que elevará a 13 el número de equipos operando en el pre-sal de Santos. Petrobras también está en proceso de contratación de ocho cascos, que van a operar en aquella región. Hasta el final del año el bloque Tupi debe ser declarado campo productor, con operación comercial. Sólo ahí se podrá contabilizar las reservas probadas en la región¹⁸.

Al entrar en operación en el cuarto trimestre, el proyecto piloto va a contribuir poco para que la compañía alcance una media diaria de producción de 2,1 millones de barriles por día en 2010. Aunque en Petrobras sostienen que la meta será cumplida con el aumento de la producción en unidades que iniciaron operación el año pasado. Según las perspectivas del área de Exploración y Producción de la estatal, 290 mil barriles deben ser añadidos a la producción media diaria por cuenta de las plataformas que entraron en operación en 2009, pero aún no alcanzaron la capacidad máxima.

Amazonas, nueva estrategia de hidrocarburos brasileña

Dos décadas después del inicio de la producción en el campo de **Urucu**, en medio de la floresta Amazónica, la exploración de petróleo en la **Cuenca de Solimões**, en Amazonas, entra en una segunda onda de inversiones. El movimiento fue iniciado este año, con Petrobras, que ya tiene dos descubrimientos en la región y, al contrario de la primera fase exploratoria, tendrá participación de compañías privadas.

Petrobras mantiene cuatro sondas de perforación de pozos actuando en la región y, en el inicio del año que viene, el consorcio formado por **HRT** y **Petra Energia** recibirá su primera sonda, que debe comenzar a perforar en el primer trimestre. Las perspectivas de descubrimientos son animadoras, HRT estima las reservas en 1,5 mil millones de barriles. Petrobras, por su parte, puede haber encontrado en la región el mayor campo terrestre del

¹⁸ Estado de San Pablo, “*Petrobras deve perfurar mais 6 poços no pré-sal este ano*”, (18/8)

país. Ninguna de las empresas habla sobre el tema, alegando impedimentos provocados por el periodo de silencio que precede la emisión de acciones en la Bolsa. Fuentes del sector, sin embargo, indican que el descubrimiento en el bloque SOL-T-171, de Petrobras, tiene reservas de 180 millones de barriles. El volumen es pequeño, si es comparado a los mil millones de barriles del pre-sal, pero es un petróleo de excelente calidad, con gran valor en el mercado.

Petrobras ya consiguió aprobar en la ANP un plan de desarrollo para SOL-T-171, que debe incluir la perforación de nuevos pozos. La concesión queda próxima a Urucu y ya estaría produciendo a título de prueba de larga duración. Datos de la agencia apuntan que la estatal consiguió revertir un declive natural de la producción en la región, alcanzando, en junio, una media de 55,2 mil barriles por día, la mayor para ese mes desde el año 2005. Además de ese descubrimiento, la estatal anunció haber encontrado recientemente gas en la concesión SOL-T-150, que queda en el trazado del gasoducto que conecta Urucu-Manaus, inaugurado en noviembre del año pasado. Petrobras tiene aún dos reservas antiguas en la región, no desarrolladas, que forman el polo **Juruá-Ararakanga**, listas para entrar en producción. La última información de la empresa indicaba que las áreas serían inauguradas en 2012.

Para el gobierno de Amazonas, la disponibilidad de gas podrá representar gran avance económico, con la construcción de un polo gasoquímico y el uso del combustible en industrias de la Zona Franca de Manaus. La actividad petrolera debe garantizar también el desarrollo económico de Carauari, de 23 mil habitantes y a 780 kilómetros de la capital. La ciudad servirá de base para la exploración en la porción oeste de la cuenca, donde están Juruá-Ararakanga y tres de los siete polos petroleros identificados por el consorcio HRT/Petra en la cuenca: Juruá, Juruá Sul y Tefé.

HRT, operadora de las concesiones, definió los polos Tefé y Aruã, cerca del descubrimiento de SOL-T-150, como prioridades para los próximos años, ante el mayor potencial para los descubrimientos de petróleo –que tiene más mercado y no demanda la construcción de gasoductos. La empresa opera 78.5 mil kilómetros cuadrados en concesiones en la región, que fueron adquiridas en 2005 por la argentina Oil M&S y después vendidas a Petra. HRT entró en el negocio a finales de 2009.

Los trabajos iniciales apuntaron hacia la existencia de más de 30 prospectos (áreas con potencial para el descubrimiento de petróleo y gas) en las concesiones de la Cuenca de Solimões. La primera sonda de perforación llega en Manaus en el inicio de 2011. La primera producción es esperada para finales del mismo año. Según los datos del prospecto preliminar de apertura de capital entregado a la Comissão de Valores Mobiliários (CVM), las inversiones en la primera fase de exploración sumarán 1,2 mil millones de dólares hasta 2014.

Petrobras no detalló, en su plan de inversiones 2010-2014, cual es el volumen a invertir en las reservas amazónicas, pero el plan anterior hablaba de gastos por 1,7 mil millones de dólares en la búsqueda de nuevas reservas. En junio de 2010 la producción de petróleo en el área subió un 4,7% con relación el mismo periodo del año anterior. La producción de gas también subió, a 10.9 millones de metros cúbicos por día, pero gran parte de ese volumen (8,6 millones) continua siendo reinyectado en las reservas por falta de mercado. El gasoducto tiene como mercado principal las térmicas de la región de Manaus, hoy movidas a diesel, que todavía no fueron convertidas al nuevo combustible.

Análisis III: ¿gas shale norteamericano dominado por las empresas asiáticas?

En los últimos 12 meses, la industria de energía global trajo un desfile de titulares, buenos, malos y francamente feos. *Big-ticket takeovers*, descubrimientos de gas shale, derrames de petróleo y batallas ambientales: ninguna de esas historias podría dar señales de si la demanda de petróleo subirá o bajará. Aún así algo está claro a nivel corporativo y estratégico: las oil majors migraron al gas natural como mejor territorio a nivel mundial. Esta tendencia genera preguntas sobre su futura rentabilidad y el modelo de negocio. La rentabilidad del gas ha sido minada por las enormes reservas de gas shale y una superabundancia de suministro después que la recesión golpeó la demanda industrial.

En tándem con el aumento de su producción de gas, las majors dejaron atrás su exposición en el negocio de la refinación de petróleo, a menudo poco rentable. Los márgenes en el negocio del gas son mucho más inferiores que en el negocio del petróleo. y el *going forward*, la verdadera cuestión es si la productividad del gas shale queda donde está ahora...un gran desconocimiento.

Desde 2009, los reguladores estadounidenses permitieron a la industria incluir el petróleo y gas no convencional como parte de sus reservas probadas. Esto creó una impresión de que las reservas crecieron, pero las principales empresas afrontan un enorme desafío en la obtención de acceso a las restantes reservas de petróleo convencional. Las grandes empresas todavía tienen ventajas decisivas, la experiencia técnica y dinero en efectivo. La producción de gas no convencional, del cual el shale es mayoritario, tiene una previsión de aumento del 42% de producción de gas estadounidense total en 2007 a 64% en 2020, según la consultora **ICF International**.

17.2 mil millones de dólares en inversión extranjera se sumaron al negocio de gas shale, modificando el modelo de suministro de gas natural en Estados Unidos y Canadá. El negocio del petróleo y del gas se remonta a hace 150 años cuando los primeros pozos de petróleo se encontraban en el Sur de Ontario y Pensilvania. La inversión en capital para exploración fue localizada sobre todo hasta los inicios del siglo XX cuando las multinacionales americanas como Gulf y Texaco comenzaron a aumentar realmente su gastos de capital en el extranjero para asegurarse el acceso estratégico del activo de petróleo del exterior, notablemente en Medio Oriente.

Canadá, desde luego, siempre tuvo una fuerte confianza en el capital de inversión entrante de Estados Unidos, aunque nunca fue considerada realmente extranjera, porque el petróleo y gas del norte del paralelo 49 estaban (y todavía están) firmemente enraizados en el complejo sistema de energía norteamericano. Sin embargo, los miles de millones de dólares extranjeros que fluyen en las oil sands durante los pasados cinco años comienzan a desafiar las percepciones sobre el flujo de capital. El creciente interés de las compañías petroleras en el mercado de gas shale estadounidense se deriva del hecho que Estados Unidos es el único país en haber realizado un *breakthrough* en gran escala comercial del gas shale¹⁹.

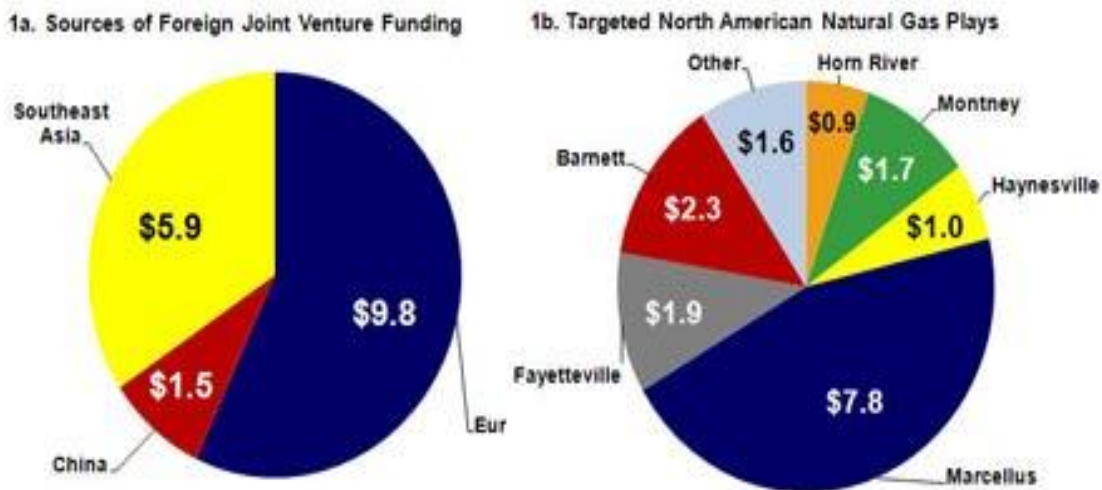
Las grandes compañías extranjeras como la india **Reliance Industries**, **China National Petroleum Corporation** y **Mitsui** se combinaron con los independientes locales que tienen extensas posiciones de plays de gas shale, sobre todo en Estados Unidos. Con 12 acuerdos de joint venture (JV) estas entidades extranjeras acometieron 17.2 mil millones

¹⁹ Financial Express, "Why not go for shale gas", (9/8)

de dólares para financiar la obtención de participaciones en nuevos pozos que están siendo perforados por productores independientes como **Chesapeake, EnCana, Pioneer, Atlas y Carrizo**.

Por ejemplo, un socio entrante en el JV pagará por 75% del costo de perforación de un nuevo pozo por un 50% de interés en su producción. Este es un gran camino para los productores locales de gas reduciendo el riesgo de perforación y obteniendo lo que de otra manera no serían capaces de acceder. Para los socios extranjeros, la relación del JV proporciona acceso directo al "bot", oportunidades de alto crecimiento con la ventaja indirecta de acumular conocimiento tácito sobre la tecnología y el negocio (que por lo visto pueden repatriar a su país u otras jurisdicciones).

Figure 1: Foreign Joint Venture Funding
Sources and Investment Targets (\$US Billions)



La figura 1 muestra de donde procede el dinero y donde va. Empresas europeas entre las que se incluyen la francesa **Total**, la italiana **Eni** y la noruega **StatoilHydro** son las más activas en la persecución de los shale plays norteamericanos con cerca del 57% o 9.8 mil millones de dólares. Aunque el contingente europeo era el primero en la mesa en 2008 y 2009, ahora los recientes 7,4 mil millones de dólares en capital fueron desembolsados casi exclusivamente de fuentes asiáticas, todo en 2010.

Una de las varias transacciones que se desarrollarán en el sector shale es el de Reliance Industries en un acuerdo de 392 millones de dólares con **Carrizo Oil and Gas**. Aunque algunas personas de la industria de energía piensan que son precios desorbitados para obtener el gas shale no convencional. Reliance pagó a Carrizo más de 6.000 dólares un acre por una participación en campos de gas shale que costaban menos de 1.000 dólares por acre hace unos años²⁰. Los analistas dijeron a **Bloomberg News** que este no era un acuerdo malo si se considera que Reliance pagó más de 14.000 dólares por acre a inicios del año por otras propiedades shale. Pero esta no podría ser una comparación justa.

La mayor parte de los acuerdos de petróleo y gas fracasan cuando se sabe cuanto una empresa paga por unidad de energía. Pero la mayor parte de los acuerdos que implican el shale fracasan por el precio por acre, sin mencionar el precio por unidad de energía. Esto

²⁰ The New York Times, Deal Book, "Reliance's Big Bet on a Pricey Shale Deal", (5/8)

es porque las empresas casi nunca revelan cuanto gas hay bajo esos acres, haciendo que cualquier análisis del trato sea bastante difícil. Este es el caso de Reliance. La empresa adquirió una participación en un campo en Pensilvania que es considerado "*altamente prospectivo para el gas natural del Marcellus Shale*". Es confuso si Reliance paga mucho por gas o mucho por suciedad. Lo que está claro es que Reliance paga por un área que considerada "*core Marcellus*", en lo que a perforación se refiere.

Penn West Energy Trust firmó un joint-venture por 850 millones de dólares con la japonesa **Mitsubishi Corp.** Los inversores surcoreanos y chinos hacen apuestas sustanciales en los prolíficos plays de gas shale en **Horn River** y **Montney** en el noreste de la Columbia Británica. En su acuerdo con Mitsubishi, Penn West está vendiendo una participación de sus plays **Wildboy** y **Cordova Embayment**, que contienen un mix de gas convencional y shale²¹.

Mitsubishi, un conglomerado japonés con interés en energía, metales, maquinaria y productos químicos, acordó pagar 250 millones de dólares por adelantado, y 600 millones para desarrollar dos propiedades y tomar el 50% en las propiedades, que están localizadas en la esquina noreste de B.C. cerca del borde de los Northwest Territories. El acuerdo de Mitsubishi viene después que Penn West firmara una sociedad similar con **China Investment Corp.**, que pagará 1,25 mil millones de dólares por una participación del 45% de su propiedad de petróleo pesado en el Norte de Alberta.

Otros postulantes para vender en las formaciones shale

Varios operadores privados de gas natural estadounidenses se presentaron a vender en los últimos meses, esperando beneficiarse del interés en activos basado en formaciones de roca shale. Una de las empresas es **Chief Oil & Gas**, con sede en Dallas, que está entre los operadores más activos en Marcellus Shale. Fundada en 1994 por **Trevor Rees-Jones**, Chief Oil tiene contrato de arrendamiento para 560.000 acres en Marcellus²².

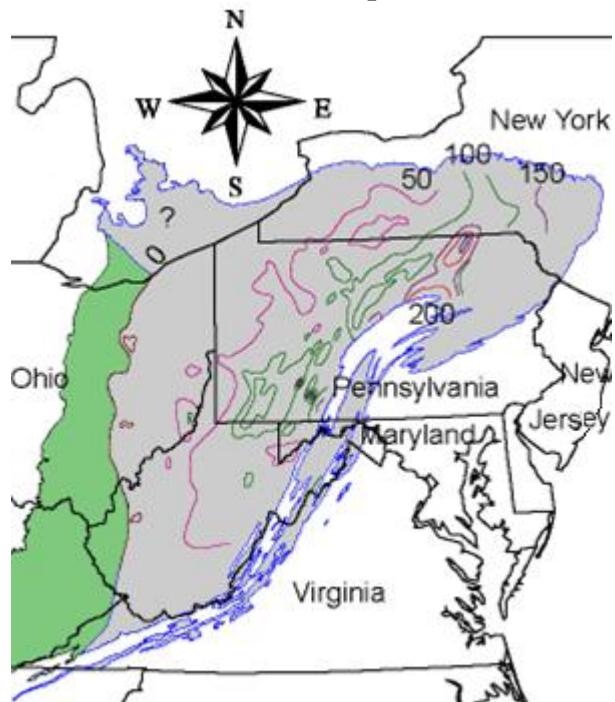
Dos pequeños players, **Talon Oil & Gas** con sede en Dallas, con operaciones en tres regiones de Texas, y **Anschutz Exploration Corp.**, con activos en Bakken shale, también buscan compradores. Anschutz Exploration podría obtener alrededor de 1 mil millones de dólares. Talon, que es apoyada por la firma de *private-equity* **EnCap Investment**, podría lograr entre 1 mil millones y 1.5 mil millones de dólares. En 2006, Chief Oil vendió el activo de su empresa en Barnett Shale en el norte de Texas a **Devon Energy** por cerca de 2.2 mil millones de dólares, y usó un poco aquel dinero para comprar los arriendos en Marcellus.

²¹ The Globe and Mail, "Penn West, Mitsubishi sign gas venture", (24/8)

²² The Wall Street Journal, "Three Shale-Gas Firms for Sale", (20/8)

Anschutz Exploration, una unidad del multimillonario **Philip Anschutz**, tiene proyectos de exploración o producción en **New York, Pennsylvania, Ohio, North Dakota, Montana** y **Wyoming**. Dos plataformas perforadoras están bajo contrato a largo plazo en el Norte de Dakota, parte de **Bakken Shale** y proyectos de perforación están planificadas para seis estados.

Talon es una empresa mucho más joven, formada en 2007 por un grupo de antiguos ejecutivos con inversiones iniciales de EnCap Investments, que está enfocada en compañías independientes de petróleo y de gas. Esta construyó sus activos shale en la frontera tejana, en Barnett shale y el Este de Texas con una serie de adquisiciones, sumando 551 millones de dólares. El año pasado, compró una participación en activos shale en Barnett de **Denbury Resources Inc.**



Estos operadores privados como empresas emprendedoras tienen operaciones que son limitadas por su tamaño y terminan vendiendo a un jugador más grande. Estos y otros operadores de shale podrían seguir este ejemplo -también esperan asegurarse fuertes valores a pesar de la reciente depresión de los precios del gas que hizo la perforación onshore menos provechosa.

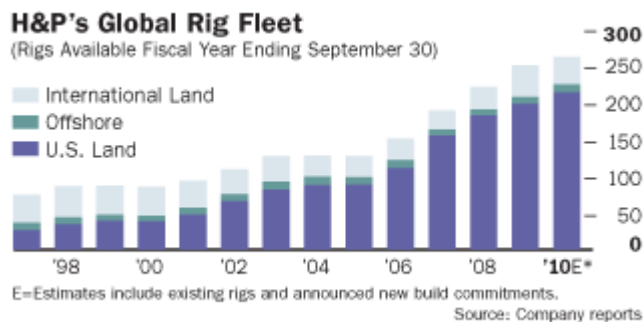
Los banqueros y analistas esperan que la tendencia siga, aunque los activos en las regiones más viejas de shale se hayan hecho menos atractivos debido a los bajos precios del gas. Las extensiones en Marcellus son tan caras, una compra podría ser una buena inversión para una empresa a la caza de activos de gas natural.

Para tener en cuenta: Helmerich & Payne y Nabors Industries

Helmerich & Payne es un dominante proveedor de plataformas de perforación de alto rendimiento capaces de extraer gas de los shale pockets. Y es por eso que espera explorar la bonanza en las ricas formaciones de gas. El mes pasado, HP anunció proyectos para construir 16 plataformas de alta performance, muchos conforme a los contratos *multiyear* con tarifas en promedio de 20.000 dólares para servir a las más prometedoras cuencas de gas y petróleo shale en EE.UU. Las últimas órdenes de la compañía llegan a un total de 19 plataformas para este año fiscal, terminando el 30 de septiembre.

Notablemente, el fuerte flujo de órdenes revela un cambio en la dinámica dentro del ciclo normal de energía, en momentos que la incertidumbre aumenta y el precio del gas natural permanece bajo. Helmerich & Payne sigue ganando cuotas de mercado con la

demanda para su **FlexRigs** de alta tecnología, introducido en 1998 y actualmente en su cuarta generación de desarrollo.



Varios FlexRigs será puestos en función este año, considerando los nuevos desafíos de los pozos en los que HP ya tiene una presencia importante. Por ejemplo, seis plataformas terminarán en **Eagle Ford Shale** en el Sur de Texas, tres en **Haynesville Shale** en el Noroeste de Louisiana y el Este de Texas, tres en **Woodford Shale** en Oklahoma y dos en el **Bakken Shale**, localizadas en Montana, Dakota del Norte y las provincias canadienses de Saskatchewan y Manitoba. Ya en la primera parte del año, HP triplicó su exposición en Marcellus Shale a 12 plataformas y duplicado su presencia en las cuencas Eagle Ford, Bakken y Permian. La futura demanda puede favorecer desproporcionadamente nuevas construcciones, incluso con los precios del gas natural en estos rangos.

Nabors Industries se unió a la lista de perforadores de gas que buscan cada vez más una exposición al bombeo de presión, también conocida como la fractura hidráulica. El sector se ha literalmente recalentado con industrias convencidas de la inevitabilidad del crecimiento del gas natural, los precios del gas natural y el shale. Hemos visto miles de millones de dólares en los principales perforadores **Schlumberger** y **Baker Hughes** el año pasado, seguido por más pequeños como **Patterson-UTI** y ahora Nabors. Esta es una recomendación debido a su exposición singular a la perforación en tierra.

Adicionalmente, los analistas recomiendan la acción de Halliburton después de la empresa de servicios petroleros revelara sus resultados *best-in-class* en el segundo cuarto. La empresa tiene una posición de cartera internacional diversa con un ingreso de crecimiento sólido y retornos fuertes en capital durante los próximos años, dijo recientemente *brokerage firm Raymond James*.²³ El boom de gas shale de Estados Unidos condujo al fuerte funcionamiento de Halliburton este año estimulando la actividad de perforación onshore.

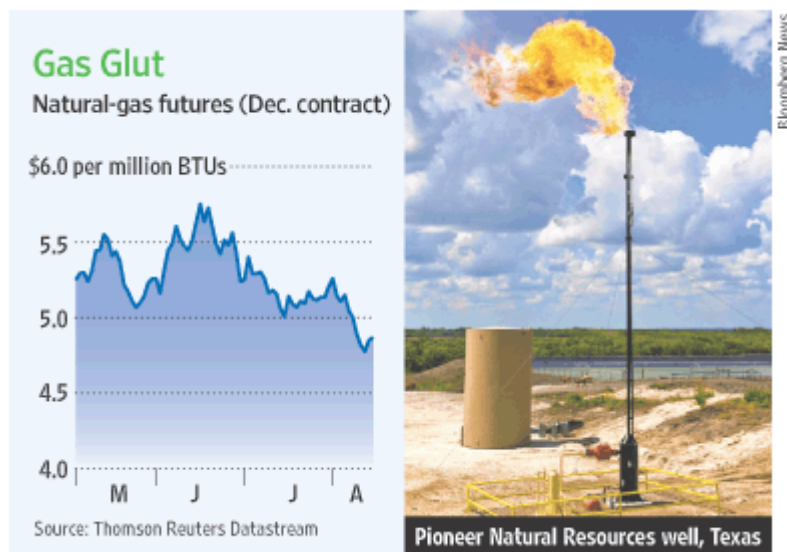
Company	Cash King Margin (TTM)	1 Year Ago	3 Years Ago	5 Years Ago
Schlumberger (NYSE: SLB)	14.4%	11.3%	12.8%	7.7%
Baker Hughes (NYSE: BHI)	-1.5%	2%	-3.6%	7.5%
Halliburton (NYSE: HAL)	2.8%	4.5%	17.3%	-2.5%

²³ The National, "Shale gas boom raises Halliburton prospects", (23/8)

Perspectivas de los precios del gas natural ante el ascenso del gas shale

El tiempo caliente en la mayor parte de Canadá y Estados Unidos no ha sido suficiente para aumentar los precios de gas natural de la depresión que dura ya dos años. Además un lento rebote económico promete moderar los aumentos de precios en el futuro previsible²⁴. Los precios del gas natural se ciernen alrededor de 4 a 5 dólares por millón de BTU, cuando el precio para sacar provecho al gas shale es de 6 dólares. Aunque ese precio puede ser inferior por estos días debido a las mejoras de perforación y a la eficiencia de terminación. El precio actual de gas no puede ser demasiado una preocupación para estas empresas, aunque a ese gas le tomará años alcanzar el mercado. Apuestan a que el precio se elevará y que los costos de perforación caerán para obtener ganancias en el camino. Pero los precios del gas natural han fluctuado desordenadamente en los últimos años, entonces resulta confuso donde estarán ellos cuando finalmente el gas entre al mercado.

UBS Securities espera que la producción aumente 3% este año en Estados Unidos y después encima de las estimaciones previas de 1 y 1,5%, respectivamente. El *investment brokerage* dijo que la cantidad de aparejos estadounidenses tiene que caer casi un cuarto para rebajar la producción a un nivel plano y permitir que los precios se eleven. El nivel necesario para aplanar la producción es de cerca de 848 aparejos de gas natural (en la actualidad se cuentan 983). Los cambios de royalty en Alberta y el crecimiento la producción de los plays de gas natural no convencional disminuyen en Canadá, aunque todavía se espera una caída para los próximos años, según analistas de **Barclays Capital**²⁵.



²⁴ The Calgary Herald, "High supply, pace of drilling in U.S. contribute to forecasted slip in natural gas price", (18/8)

²⁵ Platts, "Royalty changes, shale gas slow decline in Canadian output: analysts", (18/8)

El desarrollo de estos campos shale subraya un más amplio cambio para los precios del gas natural. En el pasado, el precio se movió según la cantidad de gas en el almacenaje subterráneo. La subida y la caída en las reservas están correlacionadas con los cambios de los *patterns* meteorológicos (muchas centrales eléctricas a gas para refrescar las casas). Ahora, los *traders* en cambio, contemplan el potencial de los campos para dar rienda suelta a los nuevos suministros y a la capacidad de los productores y a la buena voluntad de llevar el producto rápido al mercado. Esta clase de información es más difícil de conseguir y evaluar que las publicaciones semanales de la EIA en la cantidad de gas almacenado. Las cifras de la EIA encapsulan la tendencia de la oferta y la demanda en un número disponible vía Internet. El año pasado, el "*one-two punch*" (los golpes uno tras otro) en la producción de gas de esos campos y la recesión que debilitó la demanda empujó los precios hacia abajo e incrementó los inventarios a records²⁶.

A pesar de los bajos precios del gas, los productores tienen que seguir perforando estas formaciones para establecer la producción porque si fallan pierden sus arriendos. Pero si un productor perfora satisfactoriamente un pozo de gas, puede sostener el arriendo a perpetuidad, manteniendo el derecho de perforar futuros pozos, posiblemente con mayores precios. El impulso para asegurar los derechos de perforación ayudó a abastecer un surge en la cantidad de plataformas de gas natural, un indicador clave de donde las provisiones proceden. El número de plataformas que perforan por gas natural subió en 42% con respecto al año pasado.

Por cierto, el aumento de plataformas no necesariamente condujo a enormes aumentos de inventarios. En mayo, el almacenaje estadounidense de gas natural alcanzó los 2.089 trillones de pies cúbicos, aproximadamente un 18% más del promedio de cinco años. Ese exceso relativo de almacenaje ha sido erosionado por el calor de verano. Ahora el exceso está en aproximadamente 7% más del promedio de cinco años.

Consecuencias en el sector eléctrico, de exploración y químico

La demanda de electricidad generada con gas por parte de la saturada tecnología del aire acondicionado disparó los precios del gas en el verano en el Hemisferio Norte cuando los futuros para el próximo invierno superaron los seis dólares por millón de BTU. Esto no duró mucho: ahora están por debajo de los 5 dólares. Las consecuencias no se limitan a las compañías de exploración y producción (E&P), sino que también afectan a los generadores eléctricos. Los inversores en valores químicos también deberían tomar nota²⁷.

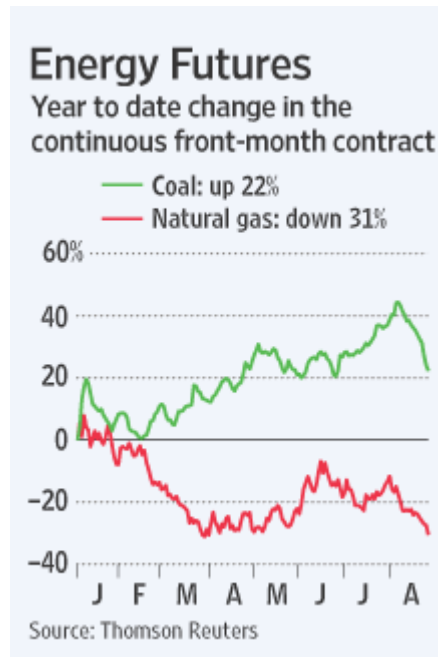
En generación eléctrica, la depresión de los precios de gas (el precio para septiembre terminó en 3.871 dólares por millón de BTU) tiene un efecto *knock-on* en el mercado del carbón estadounidense. El carbón fue momentáneamente destronado por las formaciones shale. Al mismo tiempo, en el Este las provisiones de carbón se apretaron debido a las regulaciones ambientales más fuertes, costos de producción más altos y la disminución de las reservas²⁸. Ahora, las compañías energéticas que controlan centrales a

²⁶ Barron's, "Natural-Gas Price Defies Heat", (21/8)

²⁷ The Wall Street Journal, Heard on the Street, "The Pressure on Natural Gas", (16/8)

²⁸ The Wall Street Journal, "Coal Gets Burned By Low Gas Price", (26/8)

carbón y los productores del combustible ven sus retornos contenidos en una era de gas barato. Como para los consumidores, los precios de la electricidad, en gran parte, son determinados por el precio del gas natural, entonces la caída de los futuros de gas tarde o temprano puede conducir a bajar cuentas de energía.



La explotación de recursos no convencionales como el gas shale impulsó las reservas y la producción de Estados Unidos hasta niveles no vistos desde comienzos de los años 70. La "revolución shale" en Estados Unidos trastornó el orden establecido en el mercado de hidrocarburos, en la política y en el *stock market*. A causa de la geología y de los extraordinarios shale plays, la industria transitó en un periodo corto de equilibrio de la demanda de suministro a un abundante exceso de provisión²⁹.

A menos que no se produzcan huracanes o un invierno muy frío, los precios permanecerán en principio bastante bajos. Normalmente, el remedio a un bajo precio del gas es un bajo precio del gas, lo que estimula la demanda y ahuyenta la intangibilidad. No obstante, al anunciar los resultados del segundo cuatrimestre del año, la mayoría de las compañías aseguraron que la producción continuaría creciendo. Una de las razones es la condición de "use it or lose it" que las E&P firmaron sobre los préstamos de terrenos. Alrededor de 76.000 millones de dólares fueron empleados en adquisiciones de gas shale entre 2005 y 2009, según **IHS Herold**. Demasiado capital invertido como para desperdiciarlo.

La política de interés cero de la Reserva Federal facilita este método de empujar a los inversores a adquirir activos más arriesgados. A mediados de agosto, por ejemplo, **Chesapeake Energy** acumuló deuda por valor de 2.000 millones de dólares, 400 millones más de lo previsto. En total, el sector contrajo este año títulos de deuda de alta rentabilidad por valor de 23.500 millones de dólares, casi todo lo acumulado en 2009.

Desde **Credit Suisse** aseguran que los productores de gas reinvertirán este año el 165% de su flujo de caja. Los gastos, la inflación de los precios del combustible y el exceso

²⁹ Oil and Gas Journal, "Long-term natural gas focus seen to persist", (18/8)

de suministros reducirán los beneficios. Los inversores deberían centrarse en esas E&P que produzcan petróleo y líquidos de gas natural (NGL), que alcanzan precios más altos. **Newfield Exploration**, por ejemplo, está redirigiendo sus inversiones hacia la explotación de estos líquidos y, gracias a la compensación de precios, no está incurriendo en déficit. Más allá del sector de E&P, los bajos precios pronostican problemas para los generadores eléctricos: la decisión de **Witness Dynergy** de vender a **Blackstone Group**, en lugar de seguir adelante. Ya que la energía gaseosa es la que fija los precios eléctricos en la mayor parte de Estados Unidos, los ingresos por electricidad caen al mismo tiempo que los precios del gas, mientras que los costos de combustibles como el carbón permanecen estables. Del grupo, **Calpine** es la que ofrece una mayor protección, pues la mayoría de sus estaciones funcionan con gas, lo que indica que los costes y beneficios van parejos y por tanto los márgenes de beneficios se mantienen a salvo. Los productores químicos de EEUU consiguen sacar beneficios de los bajos precios del gas. El etanol es uno de los principales NGL y se emplea en la elaboración del etileno, un compuesto químico básico.

Los productores de gas se centran cada vez más en la producción de líquidos, por lo que los precios de las NGL han caído y deberían de mantenerse bajos. Esto da una ventaja de costes a **Dow Chemical** y **Westlake Chemical** respecto a los enclaves en Asia y Europa, que utilizan un elemento más caro, la nafta, como materia prima. Aunque sirva de poco consuelo para las EP, su conducta tiene consecuencias positivas para un colectivo muy importante: sus clientes.

Los precios del gas natural también afectan la viabilidad de los proyectos de energía alternativos. Por ejemplo, los precios muy bajos complican crear proyectos eólicos porque la energía del viento se aprecia al margen, y el margen es el precio de la energía del gas natural. Si el gas natural cuesta 5 dólares por millón de BTU, resulta muy barato. No hay una razón económica para crear energía eólica; se necesitaría que el precio del gas natural fuera de más de seis dólares para que el precio de la energía eólica sea lo suficientemente alto para cubrir los costos del proyecto. Los precios del gas natural nos indican la viabilidad de algo como un proyecto de energía eólica.

La industrialización y la electrificación en el mundo en desarrollo requerirían de muchas centrales de energía. Si los gobiernos comienzan a castigar a los combustibles que emiten más dióxido de carbono, una buena porción de esa electricidad provendrá del gas. Un impuesto de 30 dólares a la tonelada de carbón haría que el gas fuese el combustible preferido para las nuevas centrales.

Análisis IV: Guerra por los recursos. Alimentos

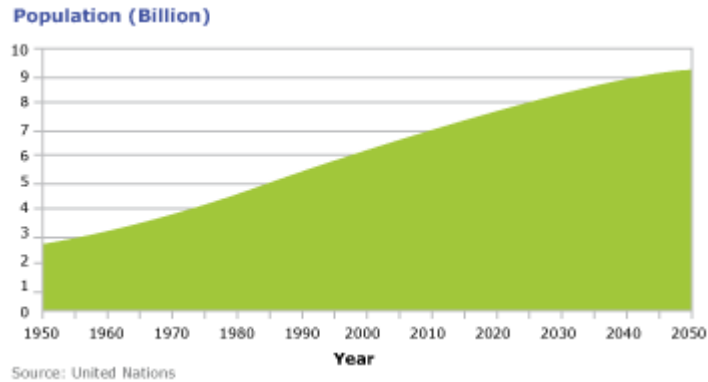
*Las sequías, las inundaciones y mal tiempo generan otro pico temporal de la demanda. Pero el uso de fertilizantes aumentará con el paso del tiempo por el crecimiento de la población y por la tendencia de la gente de comer alimentos diferentes a medida que se hacen más ricos. En concreto la carne, que aboga por lotes de alimentos de ganado fertilizado.



Por primera vez desde 2007, la historia de los grandes negocios en esta época del año no tiene que ver con los bancos. Tampoco destaca el *state-of-the-art* de la magia financiera. No, el verdadero recorrer de las páginas de negocios este mes, son las noticias concerniente a los fertilizantes. Aquella sustancia poco glamorosa es el centro de una masiva batalla de negocios que sugiere mucho hacia qué dirección va la economía mundial.

La puja hostil de **BHP Billiton** por la canadiense **Potash Corporation** pone en escena una de las puestas en escena de una de las mayores batallas de *takeovers* en minería. Pero esto es más que un choque entre multinacionales intentando auto-vanagloriarse. Seguramente, los argumentos habituales serán la diversificación, las sinergias y la perspectivas de grandes ganancias, aunque la empresa objeto de compra se queda del precio de la oferta por ser demasiado bajo. Pero detrás de la retórica hay un *bidding war* que desvela la lucha global por los recursos en un planeta con escasez de agua y de alimentos, sobrepoblación y contaminación. Y de esto se desprende una pregunta que ensombrece el siglo XXI: cómo proporcionar suficiente alimento para una población global que se elevará de 6.8 mil millones a más de 9 mil millones en 2050, según Naciones Unidas. En poco, el globo emprendió un *scramble* por los recursos, una carrera que bien puede modificar las perspectivas económicas y las relaciones internacionales, y que fácilmente podría conducir a un descarte de tierras. Debe considerar que la pérdida de superficie del suelo, la sequía y el cambio climático generan graves riesgos a la disposición de frutas, verduras y granos básicos en las mesas del mundo. El trato, si resulta, puede plantear un grave riesgo al mantenimiento de un sistema resistente de suministro global de alimentos³⁰.

³⁰ Huffington Post, “Potash Is Food Resilience: Should Canada’s PotashCorp Be Sold to China?”, (26/8)



Potash Corporation, con sede en Saskatchewan, es el mayor productor de potasa, componente clave de fertilizantes usados para maximizar el suministro de cosechas sanas³¹. La empresa también hace el nitrógeno y el fosfato, otros dos componentes primarios de productos fertilizantes. Con un aumento de la demanda de granos y menos tierras de cultivo disponibles por persona, *"la necesidad de fertilizante -sobre todo la potasa- nunca ha sido mayor"*, dice el sitio web de Potash Corp. Sin embargo, el coloso minero no despertó al sector. Rusia anunció hace unas semanas la fusión de sus dos principales productores de potasa para competir a nivel internacional, lo que despertó el interés por las adquisiciones del gigante angloaustraliano (ver abajo).

Las apuestas pueden elevarse sobre el futuro de la agricultura, y en particular, de los fertilizantes y la potasa. Para los interesados, es relativamente fácil, barato y rápido para incrementar la capacidad de producción de fertilizantes nitrogenados. Los abonos basados en fosfato son más difíciles de producir y más costosos. Pero la explotación de potasa rica en potasio viene con los mayores obstáculos para entrar en las tres clases de nutrientes. Esto puede costar varios millones de dólares y siete años para construir un hueco en el mercado³².

La demanda de potasa sucumbió en el 2009. Pero es probable que se recupere con fuerza. Y los altos costos de entrada en el negocio favorecen las adquisiciones en lugar de realizar nuevas excavaciones mineras. Las ventas de potasa durante el 2009 fueron cercanas a los 30 millones de toneladas, lo que representa la mitad del total comercializado en el 2007, según **Scotia Capital**.

Gil Parkinson del sitio web australiano **Business Spectator**, dijo que la oferta de BHP no responde sólo a la tentativa de diversificarse: esto es una de las principales apuestas por lo que causará la creciente demanda de productos fertilizantes para producir alimentos. Según Potash Corp., más personas comen carne, y con el aumento de los ingresos de los países en desarrollo, millones de personas cambian del almidón a dietas basadas en proteínas. *"Cada libra de ternera requiere siete libras de granos para producir, y esto tiene un impacto sustancial en la demanda"*, dijo un funcionario de Potash.

Los analistas convienen que el uso de fertilizantes está destinado a la atender el aumento de la alimentación de la creciente población mundial. Un informe del HSBC señala el crecimiento en importancia de acontecimientos meteorológicos extremos, que interrumpen cada vez más la producción. El fracaso de la cosecha de trigo rusa por la sequía este año, así como las inundaciones en Pakistán, son algunos de los casos de referencia.

La sequía rusa intensificó el debate sobre la seguridad alimentaria. Ante estos problemas, la potasa es uno de los mejores fertilizantes, ya que también ayuda al suelo a regular mejor la absorción del agua. La creciente demanda de este mineral hizo que muchos

³¹ Seeking Alpha, "Three Fertilizer Stocks Poised for Growth", (16/8)

³² The Wall Street Journal, "Fertilizer Market Comes Into Focus", (17/8)

grupos internacionales se hayan preocupado en los últimos meses de tomar posiciones en este mercado. La brasileña Vale Do Rio Doce invirtió 3.800 millones de dólares en el último año para hacerse con los activos en el mercado de fertilizantes de potasa, mientras que la gigante BHP compró a la canadiense Atrasaba por 323 millones de euros, en una carrera por mantener el liderazgo mundial en la industria minera.

Rusia anunció recientemente que prohibió las exportaciones de trigo, dados los problemas de sequía e incendios que tuvo y que puso en jaque las reservas de cereales del país. Para no incrementar los precios en el mercado interno, se cancelaron las ventas al extranjero hasta diciembre, con la promesa de revisar esta decisión en octubre, ya que disparó el precio del trigo en todo el mundo a su máximo de los últimos dos años. Los analistas meteorológicos advirtió que la sequía que devastó al menos un cuarto de las cosechas de granos de Rusia este verano amenaza previniendo sembrar las cosechas del próximo año³³.



Note que el enorme aumento en los precios del trigo de este mes no fue anticipado por el mercado. Después de la extraordinaria producción del año pasado, los comerciantes estaban esperando otro buen año y así se mantuvieron ocupados en otros asuntos antes que en comprar trigo: y así, en el mes de julio, los fondos de protección quedaron cortos (ellos ganarían dinero sólo si los precios caen)³⁴.

Los expertos dicen que la producción de cosechas está bajas en muchas regiones, en parte debido a la histórica bajo uso de fertilizantes en muchos países en desarrollo. China tiene un 20% de la población mundial, pero solamente 7% de su tierra arable -con una disminución porque la industria china arruinó las extensiones de tierra antes fértiles por la contaminación e industrialización pesada³⁵. China importó aproximadamente la mitad de su potasa el año pasado, la mayor parte de Canadá y Rusia.

La producción doméstica es de 3m-4m de toneladas cada año, con una demanda promedio de 7.9m de toneladas. Los agricultores cortaron su empleo de potasa debido a la crisis económica, según **Wang Ling** del **China Fertilizer Market Week**, pero la demanda de pre-crisis estaba en torno a los 11m de toneladas cada año. **Jon Galligan**, analista de CLSA con sede en Hong Kong, que estudia la agricultura china, dijo que la escasez de potasa contrasta "*con el suficiente suministro doméstico de fertilizantes de nitrógeno y fosfato*". Los funcionarios están preocupados por la cosecha de granos de otoño que se aproxima, con la producción de arroz permaneciendo entre una de sus variables más cruciales. El arroz representa el 40% de la producción de granos chinos³⁶.

The Fertiliser Institute en Washington dice que China e India usa sólo la mitad potasa sobre sus campos como los agricultores americanos. Para China, donde la seguridad de alimentos es una preocupación clave del gobernante Partido Comunista, el suministro de potasa es una preocupación a nivel nacional, en particular si se considera que el país no

³³ Financial Times, "Drought to hit next Russian grain crop", (12/8)

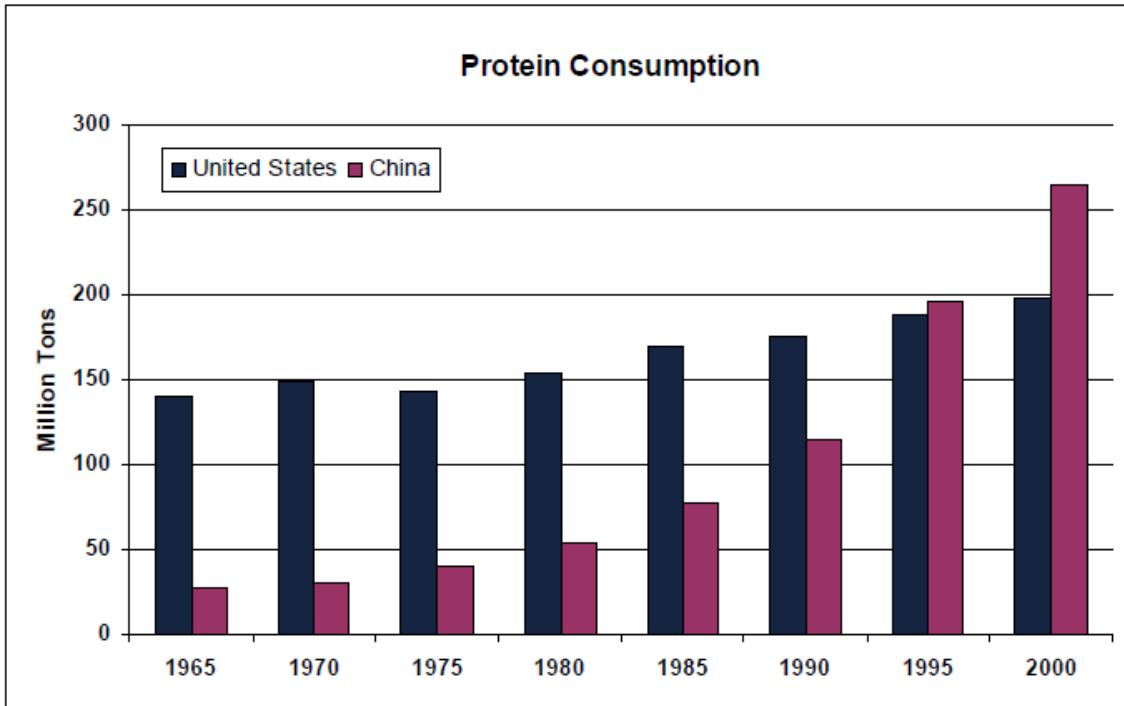
³⁴ The Wall Street Journal, "Decision Time Looms for Wheat Farmers", (9/8)

³⁵ Financial Times, "China's fertiliser needs in view", (24/8)

³⁶ The Wall Street Journal, China Real Time Report, "As Potash Drama Unfolds, China Flogs Fertilizers", (27/8)

produce suficiente potasa en el interior del país para satisfacer el crecimiento de la demanda³⁷.

Un paper reciente publicado por la **Royal Society** dice que existen límites sobre la cantidad de tierra que estará disponible para las cosechas aún cuando se estime que se necesita un aumento del 70% del suministro de alimentos, a nivel global, en los próximos 40 años. Pero mejor fertilizantes y productos químicos podrían aumentar enormemente la producción y cortar el uso de agua.



Source: F.A.O.

³⁷ The Wall Street Journal, China Real Time Report, “China’s Big Potash Appetite”, (25/8)

China entra en la puja por asegurarse la provisión del producto a precios ventajosos



China surge como un jugador fundamental en las discusiones por una oferta sobre Potash Corp. Un puñado de empresas públicas chinas, incluyendo al conglomerado químico **Sinochem Group** y la firma de energía **China National Offshore Oil Corp.** (CNOOC), está considerando una oferta potencial por el mayor productor mundial de potasa. El objetivo de China es asegurar una parte significativa de la sustancia nutritiva de la cosecha que se ha hecho crucial para el sector agrícola de un país de 1.300 millones de habitantes, donde cada vez es más clave la tierra para satisfacer la rápida demanda de alimentos³⁸.

“La propiedad china significaría que los suministros de potasa podrían ser asignados a la extensión agrícola china, incitando a un déficit global de esta lifeblood agrícola”, dijo **Sanjay Khanna** a **Huffington Post**. Los países que carecen del adecuado acceso a la potasa a importar granos y productos de China. Lamentablemente, aquellos productos agrícolas estarían en peligro de contaminación por los peligrosos niveles de agentes y toxinas, ítems en los que el gobierno chino es desastrosamente flojo.

El papel de China en la determinación de la futura propiedad de Potash Corp. subraya el plan económico del país y la maduración del sector el pleno auge corporativo. Si la oferta china se hace efectiva, esto crearía un precedente, marcando por primera vez que una firma china salte a una batalla de *takeover* de alto-perfil en el sector de recursos de Canadá. Sinochem, el mayor *trader* de fertilizantes chino, está visto con el candidato más lógico para conducir una oferta por Potash, que tiene 22% de interés la unidad de fertilizantes de Sinchem, **Sinofert**.

China Investment Corp. (CIC), el fondo soberano de riqueza del país, es también un posible comprador, pero las fuentes dicen este jugaría más probablemente un papel secundario. CIC está enfocado en las inversiones que ofrecen altos retornos, más que los que tengan importancia estratégica para China. El interés que conduce a China no es sólo por una necesidad de alimentar a su población sino también por la incomodidad que le genera la idea que BHP controle una gran parte del mercado de potasa.

³⁸ The Globe and Mail, “In Potash battle, Chinese players weigh bid”, (27/8)

BHP ya mostró sus músculos a China con el mercado de mineral de hierro y de carbón forzando recientemente a un movimiento hacia contratos de término más corto. Los funcionarios chinos están cautelosos de que gigante minero australiano gane un papel principal en otro commodity clave.

Mientras tanto en Rusia, el oligarca, **Suleiman Kerimov**, magnate de la industria del metal, trata de fusionar **Uralkali**, que cotiza en la bolsa de Londres, con **Silvinit**, el mayor productor de potasa del país. Silvinit comparte con Uralkali el yacimiento Verjnekámskoye, en la provincia de Perm. El grupo resultante de esta operación, valorada en cerca de 20.000 millones de dólares (15.000 millones de euros) sería el segundo mayor productor de potasa del mundo, poniendo en peligro la hegemonía de la canadiense **Potash Corporation of Saskatchewan**.³⁹ Éste no es el primer intento de Rusia por desbancar a Canadá como líder en la producción de minerales, liderazgo que ha ido cediendo en los últimos años. En 2007, **Norilsk** adquirió a su rival **LionOre**, convirtiéndose en el primer productor de níquel y paladio del mundo, además de incrementar su presencia en oro, platino, cobre y cobalto. Prácticamente al mismo tiempo, Rusia impulsó la megafusión de **Rusal** y **Sual**, dando vida a un gigante del aluminio, que adquirió también los activos de la suiza **Glencore**.

Una vez controlado el sector energético y el de metales, cuyos precios se han disparado en la última década, Rusia apuesta ahora por la potasa y la agricultura, cuya cotización también está al alza. Se espera que el coste de este mineral se multiplique por siete en la próxima década, lo que podría disparar el precio de los cultivos en los que se utiliza este tipo de fertilizante, como los cereales⁴⁰.

Citibank, a pesar de lo que dice Uralkali, dijo que no hay ninguna garantía de acuerdo seguirá adelante, y podría ser parte de una batalla para reforzar posiciones de mercado de algunas empresas. "*Esta situación nos recuerda que los planes de fusión de metales y minería que aparecieron a principios de 2009, donde los holdings individuales buscaban el apoyo del gobierno*", escribió **Daniel Yakub** en una nota⁴¹.

La inicio de un nuevo ciclo en el mercado global de fertilizantes

La guerra de los fertilizantes, con la oferta de BHP por Potash y la planeada creación de campeón ruso con la fusión de Uralkali y Silvinit, llevará no sólo a reformar la propiedad de la industria, sino también a su sistema de asignación de precios. Durante décadas las empresas de fertilizantes exportaron su fosfato⁴² y potasa por tres

³⁹ Financial Times, "*Oligarch aims to unite fertiliser sector*", (9/8)

⁴⁰ Financial Times, "*Russia to establish fertiliser champion*", (8/8)

⁴¹ The Moscow News, "*Fertiliser shake-up*", (12/8)

⁴² El fosfato, un mineral que se encuentra en fósiles marinos, provee nutrientes esenciales para el desarrollo de las células vegetales, mientras que el hidróxido de potasio, producido a partir de rocas encontradas en la tierra, ayuda a que las plantas crezcan con más fuerza.

organizaciones de marketing -en efecto carteles legales- que negociaron los contratos reservas anuales con compradores en China, India y otros países⁴³.

Ahora BHP Billiton señaló que procuraría romper los cárteles acogedores si asume PotashCorp. La potencial ruptura tendría un efecto de onda en la industria, forzando a todos los grupos de fertilizantes a competir por los precios por primera vez desde la creación del primer cártel en 1972. "*Esto podría cambiar la dinámica de la industria*", dijo **Joel Jackson**, analista de fertilizantes para BMO Capital en Toronto, repitiendo una perspectiva extensamente sostenida por analistas y ejecutivos.

Los tres cárteles son **Canpotex**, que vende potasa fuera de Norteamérica por parte de Potash Corp., Mosaic con sede en Estados Unidos y la canadiense Agrium; **Belarusian Potash Company**, Uralkali brazo de marketing de Moscú y **Belaruskali** de Bielorrusia; y **PhosChem**, que maneja los mercado de fosfato fuera de Estados Unidos, con Potash Corp y Mosaic que poseen la mitad cada una.

Juntos controlan el 70% del comercio global de dos fertilizantes claves que aumentan la cosecha y protegen a las plantas de enfermedades (las ventas de nitrógeno, el tercer fertilizante principal, no están afectados por los cárteles). Los grupos son protegidos según las misteriosas reglas que los eximen de la acción *antitrust*. **The Phosphate Chemicals Export Association**, o PhosChem funciona conforme el **Webb-Pomerene** de 1918, les permite hablar con sus competidores sobre precios y otros asuntos.

Los cárteles regulan la producción para emparejar la demanda en un esfuerzo por mantener los precios altos, como lo hace la **OPEP** en el mercado petrolero. Los observadores de la industria temen que sin el paraguas de los cárteles, los productores de costos altos quedarían excluidos. Los analistas de la industria dicen que la mayor parte de la producción de altos costos están en manos de **K+S**, de Alemania y las minas de España y el Reino Unido de **Israel Chemicals**. **Intrepid Potash**, grupo con sede en Estados Unidos y la brasileña Vale son también productores *high-cost*.

Marius Kloppers, director ejecutivo de BHP Billiton, dijo que la minera honraría los compromisos de PotashCorp con Canpotex, pero dejó la puerta abierta para un cambio: "*Nuestra actitud normal sería (...) tener nuestra gente de marketing frente a nuestros propios clientes*". La advertencia refleja la larga batalla de Kloppers para reformar el mercado del mineral de hierro.

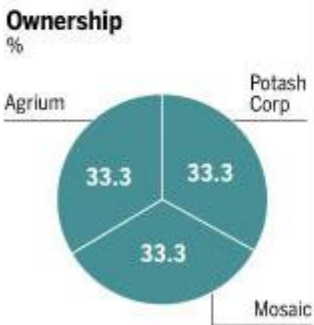
El commodity usado en la siderurgia se vendió por 40 años mediante contratos anuales sellados tras negociaciones largas y secretas. Pero a principios de este año, el sistema se derrumbó, con los mineros moviéndose a contratos trimestrales vinculados a los precios spot. PotashCorp suministró 54% de la potasa vendida por Canpotex y 22% del fosfato que PhosChem comercializó el año pasado.

Es poco probable que BHP Billiton se aleje de inmediato, dicen analistas y ejecutivos de la industria. Ellos creen que la minera mantendrá algunos vínculos, al menos para usar las instalaciones construidas por Canpotex y PhosChem, tales como terminales de exportación. Pero con el tiempo, es probable que BHP actúe sola. Aún más importante, es probable que BHP rompa el enfoque del cartel de equiparar oferta y la demanda para mantener los precios artificialmente altos. La compañía mantiene sus minas funcionando a plena capacidad, calculando que su bajo costo de producción asegurará ganancias sólidas.

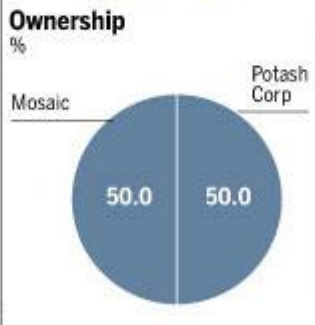
Con el futuro de Canpotex y PhosChem en peligro, las perspectivas para Belarusian Potash Co., el otro cartel, están mejorando, ya que la fusión Uralkali-Silvinit traería un nuevo miembro. Pero incluso con un nuevo miembro, es improbable que el cartel logre mantener su poder si BHP Billiton tiene éxito en traer los fertilizantes en línea con otros productos básicos de libre mercado.

⁴³ Financial Times, "*End looms for fertiliser cartels*", (19/8)

The three companies that dominate potash marketing



Products: Potash
Founded: 1972
Markets: Asia, Latin America and Oceania
Volume sales
8m-9m
 tonnes per year



Products: Phosphates
Founded: 1975
Markets: India, other Asia, Latin America
Volume sales
 Unavailable



Products: Potash
Founded: 2005
Markets : Brazil, India and China
Volume sales
10m-12m
 tonnes per year

Source: companies



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