

**-Perspectivas de los precios del petróleo
2010**

-De Groenlandia a Malvinas

-La providencia de OGX

Por Hernán F. Pacheco

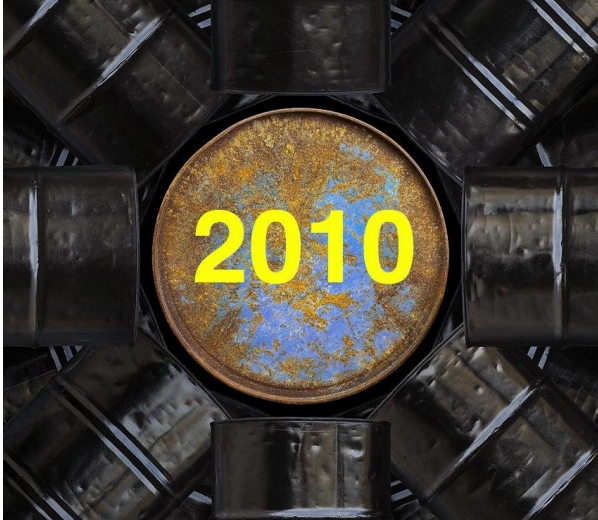


Índice:

<u>Análisis I:</u> <i>Forecast</i> de la industria petrolera 2010	4
✓ <i>Lo incierto de los precios del petróleo según Vitol y el oil-less recovery</i>	9
<u>Análisis II:</u> Alentadoras perspectivas para las empresas de servicios petroleros	11
✓ <i>Irak y nuevas fronteras como nichos redituables para las oil services</i>	14
<u>Análisis III:</u> Búsqueda de petróleo en los dos polos: De Groenlandia a las Islas Malvinas	16
✓ <i>Las prospecciones en Malvinas</i>	19
<u>Análisis IV:</u> OGX estigmatiza a Petrobras	21
✓ <i>OGX redescubrió parte del petróleo encontrado por Petrobras hace 30 años</i>	24
✓ <i>Cuenca de Parnaíba, 680.000 km² para exploración</i>	27
✓ <i>OSX se une a Hyundai para construir unidades offshore en Brasil</i>	28
<u>Enfoque:</u> Potencialidades y probabilidades del <i>gas-to-wire</i>	29

Análisis I: Forecast de la industria petrolera 2010

“Los problemas significativos que enfrentamos no puede ser resueltos en el mismo nivel de pensamiento en que estábamos cuando los creamos”. Albert Einstein.



A lo largo de 2009, los precios del crudo mantuvieron una tendencia alcista, ciertamente paralela a los mercados de renta variables. Alcanzaron un mínimo cercano a los 33 dólares en febrero y desde entonces, no cesó de subir, casi 250% (la renta variable se apreció en torno al 70% desde su tendencia bajista de marzo). El último mes del año resultó especialmente inflacionario para los precios del petróleo.

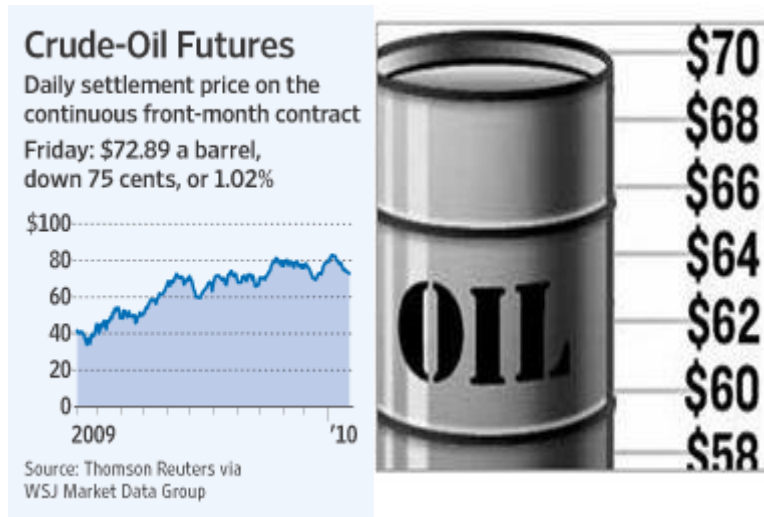
Excluyendo alguna caída sustancial en los precios del crudo, los perfiles de crédito corporativo deberían permanecer al igual que los niveles del 2009 en la

industria del petróleo y del gas este año, excepto para los negocios de refinación, suministro y servicio, reportó **Fitch Ratings** en su outlook de petróleo y gas 2010.

Las expectativas inflacionarias y "las cantidades significativa de liquidez" inyectado en los mercados financieros globales probablemente mantendrán los precios del petróleo encima de los niveles justificados por los fundamentos de la oferta y la demanda, la mejora del *cash flow* y los perfiles de crédito para el upstream, empresas enfocadas en el petróleo, dijeron los analistas de Fitch, que asumen que la economía global tendrá un crecimiento débil, pero positivo este año sin el "double-dip" (gane doble) ante la recesión.

Las previsiones de precios de Fitch para 2010 están en 70 dólares por barril de crudo, encima de los 57.50 anteriores, y 4 dólares/Mcf para el gas natural, por debajo de los 5 dólares/Mcf. Para los analistas de **Raymond James** la previsión de petróleo para 2010 queda en 80 dólares el barril, asume una demanda modestamente alta y un decreciente suministro no-OPEP. "Ya que esperamos que estas tendencias optimistas sigan durante varios años, proponemos un forecast inicial para 2011 de 95 dólares por barril", sentenció¹. Aunque otras estimaciones avizoran un escenario distinto. Posiblemente, a lo largo de 2010, el crudo aumente lentamente hasta situarse en el entorno de los 90 dólares, pudiendo acercarse puntualmente al nivel psicológico de los 100 dólares por barril, entorno que suscita cierto consenso de sensibilidades, en el que tanto productores como demandantes podrían sentirse cómodos.

¹ Oil and Gas Journal, "MARKET WATCH: Crude price up 78% in 2009 and still climbing", (4/2)



Del lado de los pesimistas, los analistas de la revista **Forbes** pronosticaron una fuerte caída en los precios del crudo este año. “*El año en curso vence el plazo de cancelación de créditos que asumieron muchos países exportadores de petróleo de Oriente Próximo. Para solventar las deudas, estos estados abrirán el grifo del petróleo, lo que aumentará considerablemente la oferta*”. Otra de las razones del desplome de los precios del crudo, conforme con los analistas de Forbes, es el fortalecimiento del dólar frente al resto de la canasta de monedas. “*Ni siquiera un grave conflicto geopolítico derivado de las ambiciones nucleares de Irán podría alterar demasiado unos mercados energéticos bien provistos. Creemos firmemente que el máximo petrolero puede estar ya muy cerca, pero la situación actual muestra que existe un margen de capacidad de producción en el sistema energético global como para abastecer ampliamente al mercado al precio de 70 dólares de finales de 2009*” sostiene **Saxo Bank**. A medida que el año avanza, el mercado puede percatarse de ello y podría producirse una venta masiva hasta llegar a los 40 dólares por barril, si bien un precio tan bajo no es sostenible a largo plazo puesto que causaría un desastre generalizado debido a las enormes necesidades de capital e inversión que requieren los campos petroleros para seguir en activo. Adicionalmente el crudo que estaba a bordo de los barcos y en el agua “*va a estar disponible en el mercado, pensamos que esto presionará el precio para abajo en el curso de las próximas semanas y meses*”, dijo **Dennis Gartman**, editor y redactor de **Gartman Letter**².

La perspectiva de crédito no es uniforme a través de la industria, pese a todo. Los refinadores controlan la mayor parte del riesgo así como la demanda global de combustibles y las tasas de utilización de refinería siguen cayendo. Los perforadores offshore con las plataformas de aguas profundas y *sizable backlogs* se beneficiarán de contratos de largo plazo firmados cuando el negocio estaba mejor.

² The Wall Street Journal, “*Crude Retreats on Higher Dollar*”, (12/2)

En general, los negocios de servicios y suministro sufren una disminución importante en los perfiles de crédito así como caen las tasas de utilización. Esto continuará este año, con las compañías más pequeñas, menos diversificadas bajo mucho stress. En la parte superior, el aumento de la demanda de petróleo así como el retorno de la economía mundial a índices positivos de crecimiento después de una reducción de las inversiones en el upstream en 2009 conducirá probablemente a fundamentos de mercado más apretados. Por otra parte, el impulso de **Irak** para aumentar su producción petróleo y la producción adicional de **Brasil** y de las arenas bituminosas canadienses proporcionarán más suministro.

Irak tiene aproximadamente 115 mil millones de barriles de reservas probadas de petróleo, representando aproximadamente 9.1% de las reservas demostradas en todo el mundo. Sin embargo, estas estimaciones están en gran parte basadas en viejos datos sísmicos 2-D de los años 70. Algunas estimaciones de reservas por funcionarios iraquíes se extienden tanto como 350 mil millones de barriles -que de ser confirmado, excedería las 264 mil millones de barriles de reservas de **Arabia Saudita**. Y sin olvidar su potencial para producir el gas: Irak también tiene aproximadamente 112 Tcf de reservas de gas natural. El ministerio de petróleo iraquí adoptó un plan estratégico de diez años que implica el aumento de la producción petrolera del país a 6 millones de barriles por día para 2017 (considerablemente mayor que la producción media de 2008, de 2.4 millones de barriles por día). Esto probablemente creará un *gold rush* por la industria de servicios petroleros.



Los productores con gran exposición en el mercado de gas estadounidense afrontan otro año de precios débiles en el commodity. Excluyendo las condiciones meteorológicas extremas, el mercado de gas estadounidense no se espera que mejore considerablemente durante los próximos dos años.

A pesar del aumento de la venta de activos para cubrir los *shortfalls* de gastos de capital, la liquidez parece adecuada para la mayor parte de las empresas del upstream. Las fusiones y adquisiciones aumentan, por lo general, en mercados débiles, pero la capacidad de los productores para cerrarse en el *cash flow* de los futuros altos precios puede limitar el *fire-sales*³ que los vendedores esperan.

La calidad del crédito permanece robusta para las grandes compañías petroleras integradas con portfolios de petróleo pesado en el upstream, balances de dinero considerables, baja deuda neta. "El petróleo integrado era generalmente menos impactado por la volatilidad de los precios de los commodity, debido a su alta calidad de crédito, un headroom significativo

³ El *fire-sale* es una venta de bienes en precios extremadamente rebajados, normalmente cuando el vendedor afronta una banca rota u otro inminente *distress*.

para absorber el apalancamiento incremental, y buena voluntad para reinvertir", dijeron los analistas de Fitch.

TOTAL

- Total es cualitativamente, junto a BP, una de las mejores petroleras del mundo.
- Ofrece un crecimiento estable y recurrente gracias a su explotación en terrenos poco convencionales.
- Su base de reservas le garantiza una producción estable para 8 ó 9 años.
- La compañía tiene una posición ventajosa y, en algunos momentos, dominante en las actividades de refino, distribución y comercialización en Europa.
- Las divisiones de Química y Gas Natural Licuado están bien posicionadas y presentan unos ratios de crecimiento muy atractivos. Además, los programas de recompra de acciones estabilizan el valor y mejoran la rentabilidad.

BP

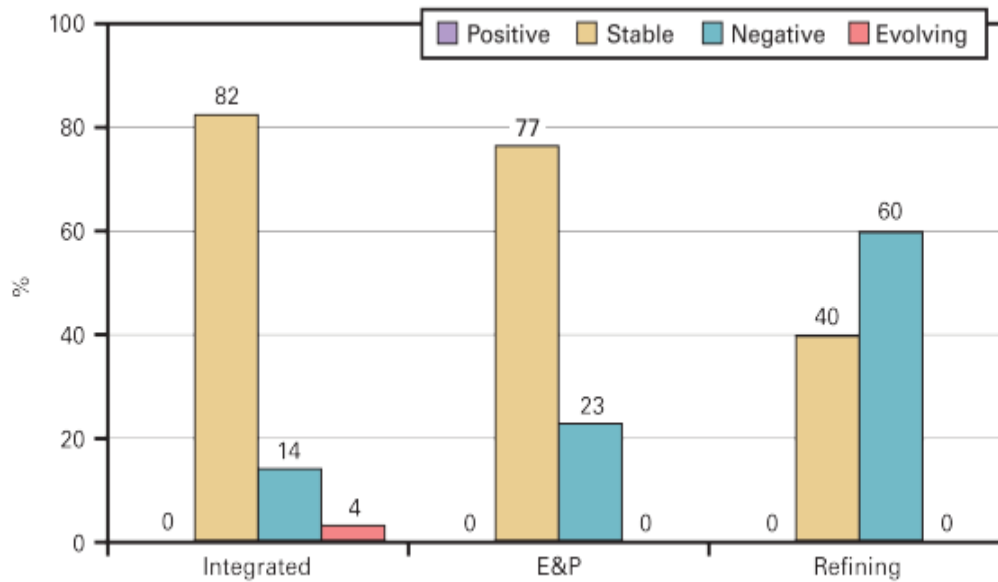
- La robustez de su balance y el aumento de su capacidad de generación de caja no se reflejan en el precio de la petrolera inglesa. En su valoración actual tampoco se contempla la mejora de los márgenes en las actividades de refino.
- Su capacidad para generar caja hace sostenible su alta rentabilidad y sus posibilidades de crecimiento mediante adquisiciones.
- Los programas de eficiencia y recorte de costos le han supuesto un ahorro de 3.000 millones de dólares.

Global oil demand and GDP growth

Year	Global Oil Demand Growth	Global GDP Growth	Advanced Economies	Emerging and Developing Economies
2006	1.2%	5.1%	3.0%	7.9%
2007	1.3%	5.2%	2.7%	8.3%
2008	-0.3%	3.0%	0.6%	6.0%
2009	-1.6%	-1.1%	-3.4%	1.7%
2010	1.0%	3.1%	1.3%	5.1%

Source: OPEC and the IMF

GLOBAL CREDIT OUTLOOKS*



*As of third quarter 2009.
Source: Fitch Ratings

*Las compañías petroleras **rusas** integradas permanecen relativamente diversificadas con siete productores claves, ninguno de los cuales excede más del 25% de la producción total diaria. A pesar de la tendencia reciente del crecimiento de la propiedad estatal durante los últimos 5 años, el sector de petrolero ruso permanecerá principalmente privado con compañías propiedad del estado representando el 30% de la producción total de crudo. Al tiempo que la industria petrolera rusa afronta un rápido slowdown en el crecimiento de su producción. En 2008, la producción petrolera media diaria de Rusia disminuyó 0,7% comparado con el crecimiento del 10% en los 5 años anteriores. Fitch espera que esto se modifique, con un aumento medio de la producción de cerca del 1% a 10 millones de b/d en 2010.



***América Latina** está dominada por compañías petroleras nacionales, es por eso que los precios del petróleo más altos no sólo aumentan la generación de efectivo y mejoran la

métrica crediticia, pero también disminuyen el riesgo de intervención política en la región. Con la recuperación de los precios del petróleo, esperan que las empresas reasuman programas agresivos de capex, que podrían tener un impacto positivo sobre futuras reservas y perspectivas de producción. Sin embargo, Fitch espera que la producción siga disminuyendo en **México** y **Argentina** mientras aumenta en **Brasil** y **Colombia**, según Fitch. Barclays Capital coincide con Fitch en este punto. Las dos áreas en América Latina (Brasil y Colombia). Espera que **Petrobras** en Brasil aumente los gastos de E&P en aproximadamente 25% y este es el principio de lo que será un aumento por muchos años de inversión mientras **Ecopetrol** en **Colombia** aumente su gasto en 20% este año. En México, los gastos E&P probablemente caigan 6%. La producción venezolana dependerá en gran parte de la estrategia y de las restricciones de cuotas de la **Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP)**.

Lo incierto de los precios del petróleo según Vitol y el *oil-less recovery*.



Vitol, el mayor trader de petróleo del mundo, afirmó que los precios del petróleo se negociarán dentro del rango actual este año debido a las perspectivas "*inciertas*" de la demanda de energía global. La opinión moderada del trader físico contrasta con las previsiones más optimistas de varias empresas de **Wall Street**, incluyendo **Goldman Sachs** y **BofA Merrill Lynch**. Goldman, por ejemplo, tiene una previsión de fuerte recuperación en el consumo, con los

precios del petróleo subiendo a 95 dólares por barril para finales de este año y encima de los 100 dólares a principios de 2011⁴.

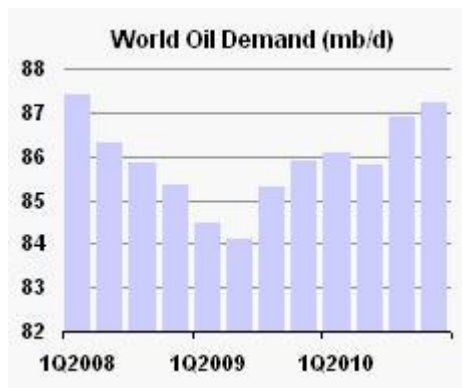
Después del fuerte rally hasta mediados del año pasado, los precios del petróleo se comercializaron entre 70 y 80 dólares por barril durante los últimos cuatro meses y Vitol sostiene que ese rango quedará así este año. **Ian Taylor**, jefe ejecutivo de Vitol, advirtió: "*La perspectiva económica global y la futura dinámica de demanda de petróleo permanecen inciertas*".

Hay mucha conversación sobre lo que los ingleses denominan "*jobless recovery*" (recuperación con desempleo). Pero ahora algunos analistas comienzan a considerar "*oil-less recovery*" (una recuperación que necesita menos de crudo)⁵. La IEA tiene aún más convicción que la demanda petrolera en la OCDE puede haber alcanzado su punto máximo, tanto que en el primer reporte especial del año sobre el petróleo habla de *oil-less recovery*. La demanda

⁴ Financial Times, "Leading oil trader damps price hopes", (10/2)

⁵ The Times, "Green lining to cloud over oil", (12/2)

de petróleo de la OCDE cayó 4,4% en 2009 según las últimas estimaciones, y permanecerá plana este año a pesar del esperado crecimiento económico.



Los directivos de la industria sostienen que los cinco mayores traders de petróleo - **Vitol, Glencore, Trafigura, Gunvor y Mercuria**-, en grupo, obtuvieron ingresos record de aproximadamente 3.5 mil millones y 4 mil millones de dólares el año pasado de sus operaciones en commodities energéticos. Ellos hicieron grandes sumas de dinero con la volatilidad de los precios del petróleo. Además, se beneficiaron con la compra de petróleo y su almacenaje. La crisis financiera, que golpeó a los escritorios de commodities de los bancos, también benefició a los traders.

Las previsiones de estas compañías son importantes porque ellos centralizan la mayoría de las operaciones, lo que les permite poder anticipar el ciclo de los precios. Sin embargo, los nombres de estas empresas no suenan familiares porque en su conjunto mueven casi el 15% de la producción de todo el mundo, el equivalente a la producción combinada de **Irán, Irak, Kuwait, Emiratos Árabes y Venezuela**.

















Análisis II: Alentadoras perspectivas para las empresas de servicios petroleros

*Mientras nadie en los servicios petroleros quiere decir que ya pasó la amenaza a la industria por el colapso en la perforación el año pasado, las empresas están ahora

más cómodas con sus *cash positions*, y listas para gastar. Las adquisiciones de compañías especialistas pequeñas están en los radares de todo el mundo, pero muchos inversores, después de un año de austeridad, parecen hambrientos por cosechar recompensas por su paciencia⁶.

El sector de servicios petroleros estadounidense tiene un período de fuerza estacional de febrero a mediados de mayo. ¿Se moverá más alto el sector otra vez este año? Influencias estacionales según un estudio reciente de **Brooke Thackray**, el sector de servicios petroleros estadounidenses tiene un período de fuerza estacional del 31 de enero al 9 de mayo. El trade fue provechoso en los últimos 17 de los 20 periodos; el retorno medio por periodo fue de 14.2%⁷. La estacionalidad está bajo la influencia del alza de los precios del petróleo crudo y de los productos refinados de febrero a mayo así como del aumento de la demanda de plataformas durante la temporada invernal de perforación.

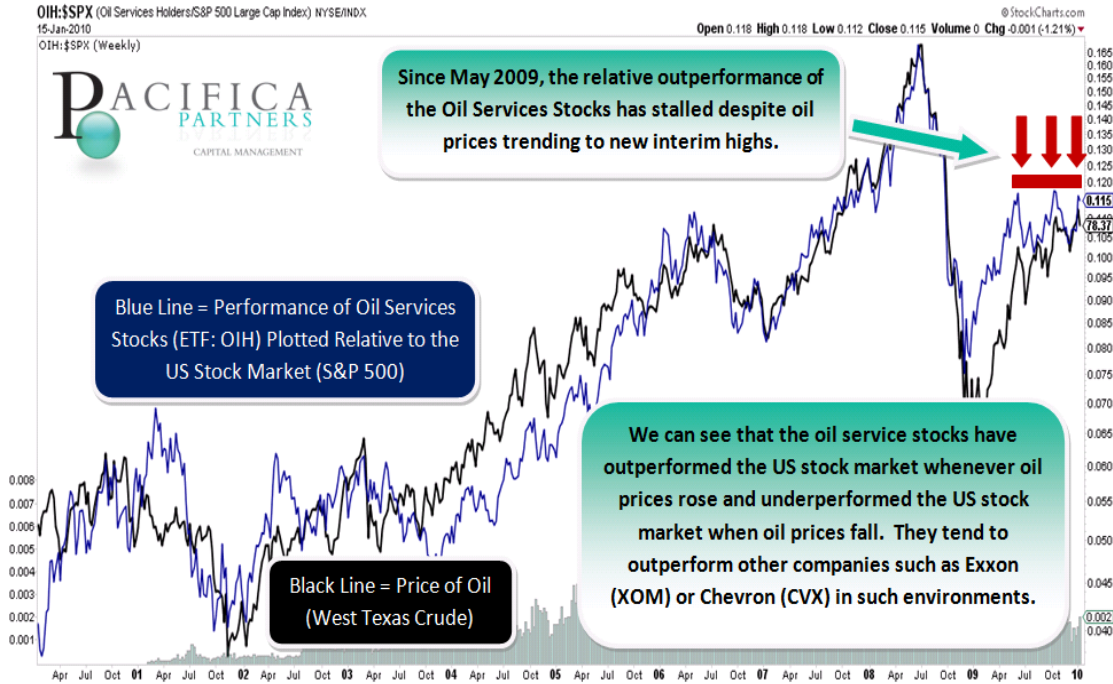
El **exchange traded fund (ETF), The Oil Service HOLDERS⁸**, que nuclea a empresas proveedoras de servicios petroleros, tiene actualmente un mix de perfil técnico intermedio ligeramente positivo. La tendencia intermedia aumenta. Estos fondos se asimilan a un fondo mutual y se negocian en la Bolsa de Valores en la búsqueda de diversificar toda la industria del petróleo bajo una sola acción.

Stocks in Oil Services HOLDERS (OIH)						
Stock	Ticker	Share Amount	Current Weighting	Last	Net Change	Go To
Baker Hughes Inc	BHI	21.00	8.09%	45.44	0.89	Q 
BJ Services Co	BJS	28.00	4.92%	20.72	0.39	Q 
Cameron International Corp	CAM	16.00	5.28%	38.87	1.96	Q 
Diamond Offshore Drilling Inc	DO	11.00	8.35%	89.54	1.30	Q 
Enesco Intl Plc	ESV	11.00	3.69%	39.50	1.13	Q 
Exterran Holdings Inc	EXH	1.63	0.28%	20.14	0.65	Q 
Halliburton Co	HAL	44.00	10.76%	28.83	0.73	Q 
Nabors Industries Ltd	NBR	24.00	4.47%	21.98	0.45	Q 
Noble Corporation Baar	NE	22.00	7.54%	40.41	1.47	Q 
National Oilwell Varco Inc	NOV	18.05	6.52%	42.57	1.04	Q 
Rowan Companies Inc	RDC	8.00	1.51%	22.27	0.71	Q 
Transocean Ltd	RIG	22.09	16.00%	85.35	1.95	Q 
Smith International Inc	SII	16.00	4.20%	30.96	0.75	Q 
Schlumberger Limited	SLB	22.00	11.84%	63.44	1.32	Q 
Tidewater Inc	TDW	5.00	1.90%	44.76	0.73	Q 
Weatherford International Lt	WFT	36.00	4.66%	15.25	0.28	Q 

⁶ Reuters, "Oil service firms talk cash plans as market calms", (3/2)

⁷ The Financial Post, "Oilfield services sector to bubble up this spring", (8/2)

⁸<http://www.holders.com/holders/main/index.asp?Action=HOLDROutstanding&SubAction=OIH&HoldrName=Oil+Services+HOLDERS>



Este año, con el crudo permaneciendo a precios altos, las compañías de servicios que proporcionan la mayor parte de la mano de obra y *know-how* técnico para las **Big Oil** esperan más actividad. Las perspectivas para 2010 son alentadoras. Esperan que las comparaciones año a año sean positivas en el tercer trimestre.⁹ Los beneficios llegarán por la perforación horizontal en áreas de gas shale, perforación y desarrollo offshore en Brasil y expansión de la capacidad de Medio Oriente. Notable será un aumento en el desarrollo en Irak. Según **The Wall Street Journal**¹⁰, los precios estimulan a las compañías petroleras a contratar a más trabajadores de servicios, beneficiando a la economía. Los gastos globales para exploración y producción cayeron 13% en 2009 en relación al 2008, incluyendo una caída del 29% en gastos en Norteamérica, según el brokerage **Credit Suisse**. La firma de análisis proyecta un aumento de gastos del 11% en 2010, un beneficio sano pero no un retorno pleno a los niveles de 2008.

"En algunas áreas de Estados Unidos comenzamos otra vez a contratar y como resultado del refuerzo de la demanda por nuestros productos y servicios y con la ampliación de la demanda, conduciendo la mejorar de la capacidad de utilización, seremos capaces de poner en práctica aumentos de precios", dijo **Chad Deaton**, jefe ejecutivo de **Baker Hughes**.¹¹ La empresa espera una mejora de la actividad fuera de Norteamérica este año, aunque las ganancias sean obstaculizadas por los contratos fueron negociados más bajos, a precios del 2009. Tanto **Schlumberger** como Baker Hughes dijeron con los precios de contratos se aplanaron después de la caída el año pasado. "No vemos un deterioro de los precios", dijo Deaton.

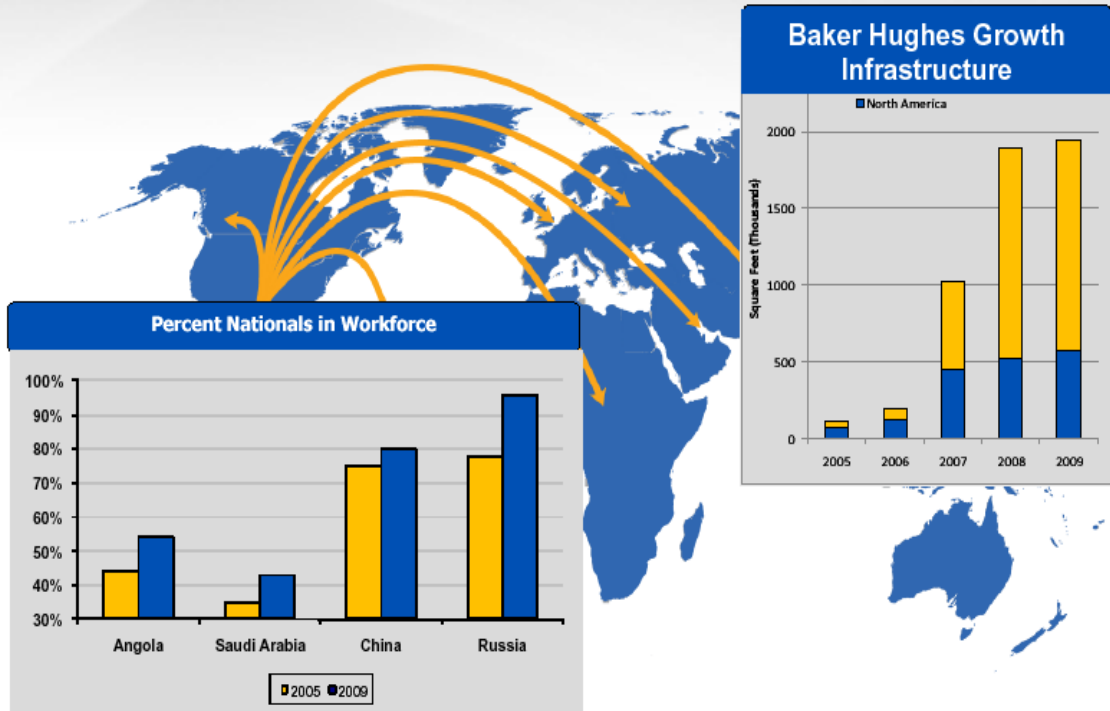


⁹ The National Post, "Using Oil Service Stocks to Get Insight Into Oil's Future", (15/1)

¹⁰ The Wall Street Journal, "Energy Spending to Aid Services", (28/1)

¹¹ <http://investor.shareholder.com/bhi/releasedetail.cfm?ReleaseID=440062>

Improving Customer Intimacy



Examples of International Opportunities



La perspectiva para el proyecto de gas natural ha sido y probablemente seguirá siendo obstaculizada por el exceso de suministro en Estados Unidos. La EIA espera un promedio de precio del gas de 5.36 dólares por mil pies cúbicos en 2010, encima de los 4.06 dólares de 2009. "Para la actividad del gas natural permanecemos más cautelosos", dijo el

presidente de **Schlumberger, Andrew Gould**. "*Consideramos que los mercados mundiales permanecen generalmente sobresuministrados*". "*Toda la industria trabajó con mucha fuerza en 2009 para rebajar los gastos y han sido razonablemente acertados. El peligro consiste en que si los precios del petróleo se aceleran en la industria de suministro, aparecerán escasez lo bastante rápido*", dijo Gould¹².

Irak y nuevas fronteras como nichos redituables para las *oil services*

Irak y otros lugares exóticos están en el enfoque, también, como los altos precios conducen a la búsqueda para nuevas fuentes y suministro. Halliburton notó que sus clientes están gastando una "*porción significativa*" de sus gastos en proyectos de "*nueva frontera*", incluyendo la perforación en aguas profundas y en Irak. "*Hacemos buenos progresos allí*", dijo sobre Irak, **Peter Ragauss**, director financiero de Baker Hughes. Las empresas de servicios puede ser capaces de beneficiarse más pronto de lo que pensaron de los lucrativos proyectos de desarrollo y reanimar los campos petroleros de Irak¹³. Entre las empresas que comenzaron a enviar trabajadores y equipos al país o planean se encuentran **Halliburton, Baker Hughes, Weatherford International** y **Schlumberger**, todas empresas con sede en Houston, y varias de construcción y gigantes de ingeniería como **KBR, Bechtel, Parsons, Fluor** y **Foster Wheeler**¹⁴.

Barclays Capital hizo un informe optimista sobre la industria de servicios petroleros globales, que al parecer crecerá después del punto más bajo para la actividad en el cuarto trimestre de 2009.¹⁵ Los reportes anuncian un rebote del 11% en los gastos mundiales en exploración y producción este año. **James West** de Barclays espera que los gastos de E&P para acelerarse en 2011 así como un *cycle gains momentum*. El mercado petrolero global permanece desafíos de suministro, las tasas de declinación aumentarán y el *resource base* se agota. Estas tendencias abogan por precios del petróleo más altos para aumentar la actividad de perforación y esto es un *clear positive* para las compañías de servicios petroleros. Este ciclo será probablemente caracterizado por la fuerte inversión continuada en el Hemisferio Oriental, una expansión significativa en Brasil, la emergencia de las aguas profundas como tema central y el renacimiento de la actividad exploratoria. Barclays dijo que las perspectivas para Norteamérica eran menos constructivas durante el próximo uno a dos años. El mercado de gas natural en Norteamérica está en medio de un "*shift estructural ascendente en el suministro*", según Barclays así como innovación tecnológica abrió un suministro inmenso de recursos no convencionales, en particular el gas shale.

El gasto en el Sudeste asiático aumentará 18% en 2010 con un fuerte gasto anticipado por las compañías chinas (**CNOOC, Sinopec**, y **Petrochina**), **Petronas** en **Malasia** y **Pertamina** en **Indonesia**. En Medio Oriente y la región del norte y occidente africano son los mayores mercados para los servicios de yacimientos petroleros con aproximadamente 75 mil millones de dólares en gastos anuales de E&P. En 2010, esperan gastar para crecer un 15% comparado a los niveles de 2009 así como cada compañía petrolera grande pronostica un aumento de la actividad. Sólo la Saudi **Aramco** y **Qatar**

¹² Business Week, "Cost Pressures From Producers Has Passed, Schlumberger CEO Says", (4/2)

¹³ Houston Chronicle, "Oil work in Iraq could ramp up", (26/1)

¹⁴ The New York Times, "U.S. Companies Join Race on Iraqi Oil Bonanza", (13/1)

¹⁵ Financial Times Blog, "Oil services poised to grow in 2010", (3/2)

Petroleum Corporation esperan reducir los niveles de gastos (en 7% y 6%, respectivamente).

TOP 15 OILFIELD SERVICES

2009 Rank	2008 Rank	Company Name	Market Cap (\$US billion)	% Share Price Change (YoY)	Est P/E	Debt/Capital	HQ Country	Ticker/Exch
1	1	SCHLUMBERGER	78.2	54%	21	22%	FRANCE	SLB US
2	2	HALLIBURTON	27.1	66%	16	35%	US	HAL US
3	4	WEATHERFORD	13.2	66%	17	41%	US	WFT US
4	3	BAKER HUGHES	12.5	26%	14	20%	US	BHI US
5	5	CHINA OILFIELD SERVICES	8.9	37%	28	61%	CHINA	601808 CH
6	6	SMITH INTERNATIONAL	6.7	19%	17	28%	US	SII US
7	7	BJ SERVICES	5.5	59%	27	13%	US	BJS US
8	9	SBM OFFSHORE	3.2	56%	13	58%	NETHERLANDS	SBMONA
9	10	OCEANEERING INTERNATIONAL	3.2	101%	16	9%	US	OII US
10	12	CORE LABORATORIES	2.7	99%	22	45%	US	CLB US
11	8	TIDEWATER	2.5	19%	7	11%	US	TDW US
12	11	BOURBON	2.3	65%	9	55%	FRANCE	GBB FP
13	14	SUPERIOR ENERGY	1.9	52%	10	36%	US	SPN US
14	-	TRICAN WELL SERVICES	1.7	106%	94	25%	CANADA	TCW CN
15	-	CARBO CERAMICS	1.6	92%	26	0%	US	CRR US

Análisis III: Búsqueda de petróleo en los dos polos: De Groenlandia a las Islas Malvinas



The waiting is not always the hardest part. **Bernstein**

Research observa dos *oil plays* de "riesgo elevado" y "altas recompensas" para este año: **Groenlandia e Islas Malvinas.**

Los dos tienen algunas semejanzas asombrosas, a pesar de estar opuestas en las partes finales del planeta. La región es una de un puñado que volvieron a estar de moda después de vivir años en la ignorancia. **Cairn Energy** perforará prospectos en la **Cuenca Baffin Bay** en el

Oeste de Groenlandia, mientras que **Rockhopper** y **Desire Petroleum** perforará en Malvinas. Ambas áreas produjeron seis descubrimientos no-comerciales en el pasado y tienen condiciones de perforación "*sorprendentemente benignas*". Cairn Energy gastó 300 millones en una plataforma en Groenlandia mientras Rockhopper/Desire gastó 80 millones¹.

Como en las estimaciones de los holdings; **U.S. Geological Survey (USGS)**² sostiene que hay 17 mil millones de barriles de petróleo equivalente en el Oeste de Groenlandia, mientras una estimación no arriesgada estima que las Islas Malvinas en más de 10 mil millones boe. Bernstein estima la economía de producción de las dos áreas son similares, aunque Islas Malvinas tienen una mejor tasa de retorno. A pesar de esto, confían más en Groenlandia, principalmente debido a los informes de escape de petróleo -que como se sabe es un buen indicador de reservas- y la naturaleza menos explorada del área³. "*La exploración y el riesgo vuelven en boga*", dijo **Howard Obee**, jefe ejecutivo de Borders & Southern.

Cairn estuvo realizando revisiones sísmicas en Groenlandia y otras sobre sus bloques, y otras empresas hicieron un trabajo similar. Cairn comenzará su programa en 2011. Las profundidades de las aguas son típicamente de 300-400 metros, no particularmente profundas como los *standards* actuales, pero esperan que los pozos cuesten 100 millones de dólares en ese momento, y la perforación probablemente puede ser limitada a los meses de verano.

Doce años pasaron desde que las compañías petroleras realizaron la última prospección alrededor de las Islas Malvinas. Todos excepto una de media docena de

¹ Financial Times Blog, "*Oil plays in 2010: Greenland and the Falkland Islands, compared*", (8/2)

² Financial Times Blog, "*Greenland: the new new oil frontier*", (15/10/2009)

³ The Guardian, "*Falklands oil prospects stir Anglo-Argentinian tensions*", (7/2)

pozos perforados por **Shell** y otros en la campaña de 1998 mostraron signos de petróleo. En ese momento, aunque los precios estaban a alrededor de 10 dólares por barril, haciendo poco rentables para desarrollar campos en una ubicación tan remota⁴. Había petróleo más barato en otros lugares. La tecnología de perforación se ha desarrollado a pasos agigantados. Y se hace más difícil encontrar reservas frescas, impulsando a los exploradores en nuevas regiones con la esperanza de otros hallazgos.

"Esta es una de las campañas de perforación más esperadas del año", dijo **Paul Wheeler**, director de gestión del banco de Inversión **Jefferies International**. "Las cuencas alrededor de las Malvinas ameritan la exploración y será fantástico en poco meses".

Algunos nombres grandes están ligados en el nuevo proceso. **BHP Billiton** es el principal desarrollador de un bloque de petróleo y gas en las Malvinas. El gigante brasileño **Petrobras** y el grupo español **Repsol** son socios en otro en el sur. Estas empresas podrían perforar hasta 10 pozos durante los próximos 18 meses.

Desire⁵ usará el **Ocean Guardian**, de **Diamond Offshore Drilling**⁶, para perforar el primer yacimiento en el norte en febrero, seguido por Rockhopper. La contratista noruega de petróleo y gas **AGR Petroleum Services** ganó un contrato para lanzar un programa de perforación por **Desire** y **Rockhopper** para dar apoyo logístico y armar un plan de perforación de seis pozos⁷. **BHP** y **Falkland Oil and Gas** esperan obtener una plataforma para la cuenca del sur. La cuenca del sur tiene una estructura geológica diferente. Como está en las aguas más profundas, será necesaria una plataforma más grande, más cara. **Borders & Southern**, que tiene su área allí, está en conversaciones para alquilar una.

De todas formas las barreras a la exploración son enormes. La Cuenca del Sur alcanza profundidades próximas a los 10.000 pies. Las temperaturas en la cuenca, una de las prospectivas más meridionales en el mundo, tiene un promedio de 36 grados Fahrenheit en invierno, y las precipitaciones medias pueden ser tan altas como 2.4 pulgadas por día. Mientras este ambiente es similar a los yacimientos petroleros establecidos en el **Mar del Norte**.

Lo que es cierto es que cualquier hallazgo significativo cambiaría drásticamente el maquillaje económico y social de las islas, donde Gran Bretaña conserva una pesada presencia militar. "Si encontramos petróleo entonces los gobiernos tendrán que encontrar una solución factible", dijo **Tim Bushell**, presidente de **Falkland Oil and Gas**⁸. Las complicaciones políticas hacen difícil saber quien estaría dispuesto a comprar o manejar cualquier hallazgo en las Islas Malvinas, dijo **Malcolm Graham-Wood**, analista con **Westhouse Securities**. Si las Islas Malvinas se sientan sobre potenciales miles de millones o algunos *pockets* de petróleo y de gas inexplorados estarán más claro en los próximos meses.

⁴ The Times, "Oil hunters invade the Falklands", (7/2)

⁵ http://www.desireplc.co.uk/images/uploaded/1043668_8222162.pdf

⁶ **Diamond Offshore Drilling (DO)** owns one of the largest drilling fleets in the world, a total of 44 ships, including 30 semisubmersibles, 14 jack-ups and one drillship. DO contracts these rigs to "operators", or oil companies to find new oil or gas deposits, or to prepare existing deposits for production

⁷ **YourOilAndGasNews**, "AGR to undertake major Falklands drilling programme", (8/2)

⁸

http://www.oilbarrel.com/fileadmin/content/pdfs/Brokers_Notes_Jan_10/North%20Falkland%20Basin%202012-01-10.pdf

Las prospecciones en Malvinas. Debajo se destaca brevemente las prospectivas que esperan perforar en la campaña 2010:

Potential drilling schedule

Prospect	DES interest	RKH interest	Mean recoverable bbls (m)	Timing
Ann	57.5%	7.5%	149	Q1 2010
Sea Lion	0.0%	100%	220	Q1 2010
TBC*	N/A	N/A	N/A	Q2 2010
Liz	92.5%	7.5%	398	Q2 2010
Ernest	0.0%	100%	195	Q3 2010
Ninky	92.5%	7.5%	122	Q3 2010
Jacinta/Dawn	100%	0.0%	1,120	Q3 2010
Rachel	92.5%	7.5%	318	Q4 2010
Johnston	0.0%	100%	**566	Q4 2010
TBC				Q4 2010

Source: Desire, Rockhopper and Westhouse Securities

* Falklands and BHP well - under negotiation

** Barrels of oil equivalent

Ann: La totalidad de los recursos recuperables están estimados en casi 150 millones de barriles. La estructura ha sido trazada en un mapa tanto de sísmica 2D y 3D. El principal riesgo para Ann es la migración de los hidrocarburos de la fuente de roca al reservorio. La posibilidad geológica de éxito (CoS en inglés) es sólo del 11% según RPS, sin embargo Senergy determinó un AVO ajustado de CoS del 18%. Ann también tiene un objetivo secundario profundo que tiene una totalidad de 59 millones de barriles y CoS del 11%.

Liz: es un pozo definido (sísmica 3D) con un sistema *fan/channel* significan que los recursos recuperables estimados en casi 400 millones de barriles y una CoS geológico del 17% según Senergy. Una segunda prospección; Beth, parcialmente basada en Liz y podría hacerse un objetivo secundario. Sin embargo, si Liz es exitosa entonces no se creen que la perforación siga más profunda como declaró Senergy.



Ninky: este yacimiento testeará varios objetivos de reservorios con un agregado estimado de recursos recuperables por 122 millones de barriles. La prospectiva fue mapeada usando sísmica 3D y tiene un alto Cos geológico de 27%.

Ernest: Rockhopper tiene un interés del 100% en bloques PL023 y PL024, donde el prospecto Ernest está localizado. Los bloques fueron sujeto de sísmica 2D y actividad CSEM. El riesgo principal asociado con Ernest es una fuente que cobra la prospectiva. Sin embargo, la CoS está en un relativamente confortable del 23%.

Sea Lion: Este prospecto, que ha sido trazado con sísmica 3D, también tiene CoS del 23%. Los riesgos asociados con Sea Lion están relacionados con la estructura y el sello de las prospecto. Rockhopper tiene 100% de interés en Sea Lion.

Jacinta/Dawn: Jacinta es un prospecto grande, de alto riesgo que en parte recubre el prospecto Dawn. Las dos estructuras fueron mapeadas con añeja sísmica 2D. Senergy declara que la efectividad de *charge* y la calidad del reservorio son los principales riesgos de Jacinta.

Rachel: Este prospecto fue trazado principalmente con sísmica 3D aunque haya adquirido 2D en el norte. Los recursos recuperables estimados son de 318 millones de barriles, el principal riesgo para este prospecto es la carga.

Johnston: su estructura de gas es la única prospectiva en el **North Falkland Basin (NFB)** para contener recursos contingentes en este punto. La totalidad de los recursos recuperables es de 3.4 TCF según RPS. La posibilidad de que el descubrimiento sea desarrollado comercialmente es del 10%, reflejando una baja estimación de recurso recuperable. El desarrollo de gas requeriría recursos recuperables más cercanos a la alta estimación por Johnson de 7.9 TCF. Mientras este requeriría un resultado excepcional de Johnson, otros prospectos en el área podrían contribuir a volúmenes adicionales que justificarían el desarrollo, más probablemente en forma de planta de GNL.

Análisis IV: OGX estigmatiza a Petrobras

***OGX es notable por su composición completamente brasileña. Como la compañía petrolera nacional Petrobras, donde OGX encontró y reclutó su talento en ingeniería, la mayor petrolera independiente de Brasil es el boom de la industria del petróleo y el gas local.**

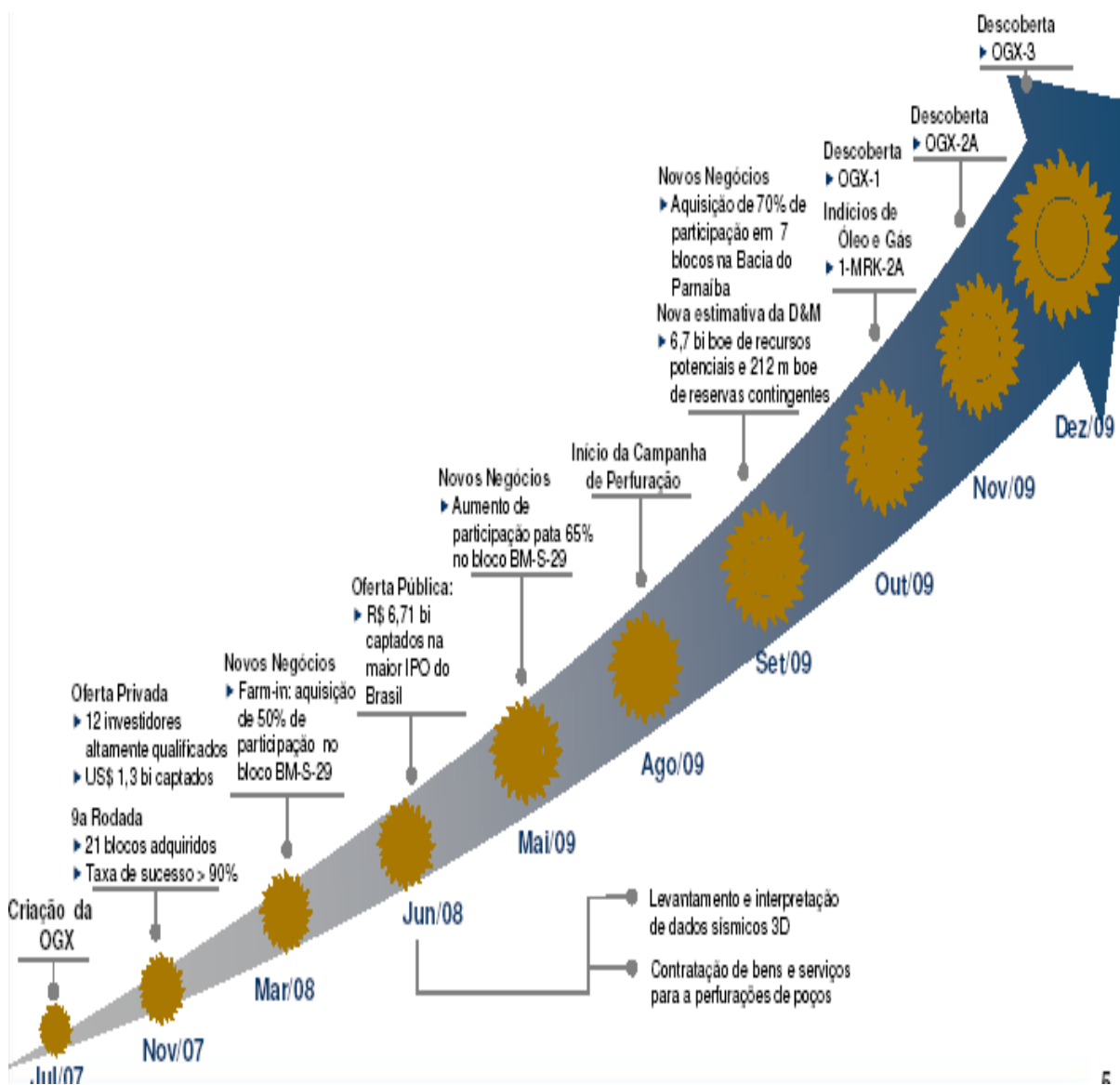


la 9ª mayor petrolera en valor de mercado de las Américas. Valorada en 30,6 billones de dólares, está al frente de **Devon Energy** y mucho más próxima de **Anadarko Petroleum**, empresas tradicionales, con actuación internacional. El buen desempeño de OGX en el **Bovespa** está acreditado en una fórmula que mezcla la contratación de un equipo reconocido en el mercado de petróleo con una buena estrategia de marketing, que incluye el anuncio sucesivo de sus hechos a través de circunstancias relevantes.

Según los datos de la empresa de investigaciones Económica, **Petrobras** es la segunda mayor del continente, después de **Exxon**. Anadarko (octava) produjo 206 millones de barriles de petróleo equivalente (boe) el año pasado, registra 2,3 billones boe en reservas probadas y emplea 4.000 personas. Devon, por su parte, produjo un total de 232 millones de boe en 2009, tiene 2,4 billones de boe en reservas probadas y 5.5000 operarios.

Con sólo 2 años y medio de vida y 130 personas (la mayoría geólogos e ingenieros), OGX equivale hoy a un 17% del valor de mercado de Petrobras. Las reservas probadas, por ahora, no existen, pero la certificadora **DeGolyer and MacNaughton** computa un 34,5% de oportunidades de reservas de 6,7 billones boe. Actualmente tiene bloques en cinco cuencas: **Campos, Santos, Espirito Santo, Pará-Maranhão y Parnaíba.**

La historia de la empresa comenzó con una nota de diario. En 2007, después de leer que **Paulo Mendonça**, entonces gerente de explotación y producción de Petrobras, estaba por jubilarse, **Eike Batista** entró en contacto con el ejecutivo para discutir la posibilidad de crear una compañía de petróleo. Lo más importante, desde aquel momento, era formar el equipo. Montar una empresa de petróleo tiene dos dificultades: la mayor es tener un emprendedor como Eike, que coloca 1 billón de dólares en el riesgo. Y la segunda es armar un equipo, pues todos (los buenos cuadros) están en Petrobras.



Quando participou de su primer y única subasta, en 2007, OGX tenía menos de 20 operarios. Lo que garantizó la elección de buenos campos fue justamente la experiencia de sus directores, “con más de 9 billones de boe y 50 campos descubiertos en los últimos 6 años en

Petrobras”. Sin embargo, el propio Mendonça reconoció al diario Estado de San Pablo que la suerte también los ayudó.

En algunos casos, llegaron a ofrecer más por los bloques que la propia Petrobras. Ganaron 21 de los 23 bloques mediante pagó de 1,3 billones de reales; 375 millones de reales de Eike. El valor sólo fue conseguido en la víspera, con un grupo de 12 inversores. “*Los inversores que entraron en esa época están ganando ocho veces el dinero que invirtieron*”, comenta el director financiero, Marcelo Torres. La evolución del valor de las acciones, que subieron un 218% en los últimos 12 meses, puede ser acreditada también a la estrategia de divulgación de la compañía, que publicó 20 hechos relevantes desde el inicio del año pasado, más que Petrobras. En 11 de ellos, informaba haber verificado la presencia de petróleo y gas en sus concesiones. La frecuencia de divulgaciones es considerada atípica por especialistas, que no ven necesidad legal o técnica para tanto. “*No tenemos nada para esconder. Por el contrario*”, argumenta Marcelo Torres.

En este momento, OGX está en la etapa exploratoria en Campos. En un mes, debe salir la licencia de Santos. Después vendrán Espírito Santo y Pará-Maranhão. A la medida en que avanzan, el riesgo aumenta. La intención es comenzar, aún este año, a transformar las reservas en dinero. El campo OGX3 debe ser el primero a producir en el inicio del 2011.

La caja de la compañía aún tiene un 60% de los 6,7 mil millones de dólares captados en la oferta inicial de acciones (IPO), el suficiente, según la empresa, para financiar la campaña exploratoria. Hasta 2013, planean perforar 79 pozos, lo que consumirá 3 mil millones de dólares. Hasta el momento, planean quedarse solamente en Brasil. Ya fueron analizados activos en Gabón y en Costa de Marfil, pero prefirieron no arriesgar. “*Una cosa es un buen activo, otra cosa es un buen negocio*”, dijo Mendonça. Los directores no refutan la posibilidad de venta de algún activo, pero creen que OGX no seguirá el patrón de otras empresas de Eike Batista: que desarrollan sus proyectos y acaban vendiéndolos para terceros, como ocurrió con minas de **MMX** y participaciones en proyectos de **LLX**.

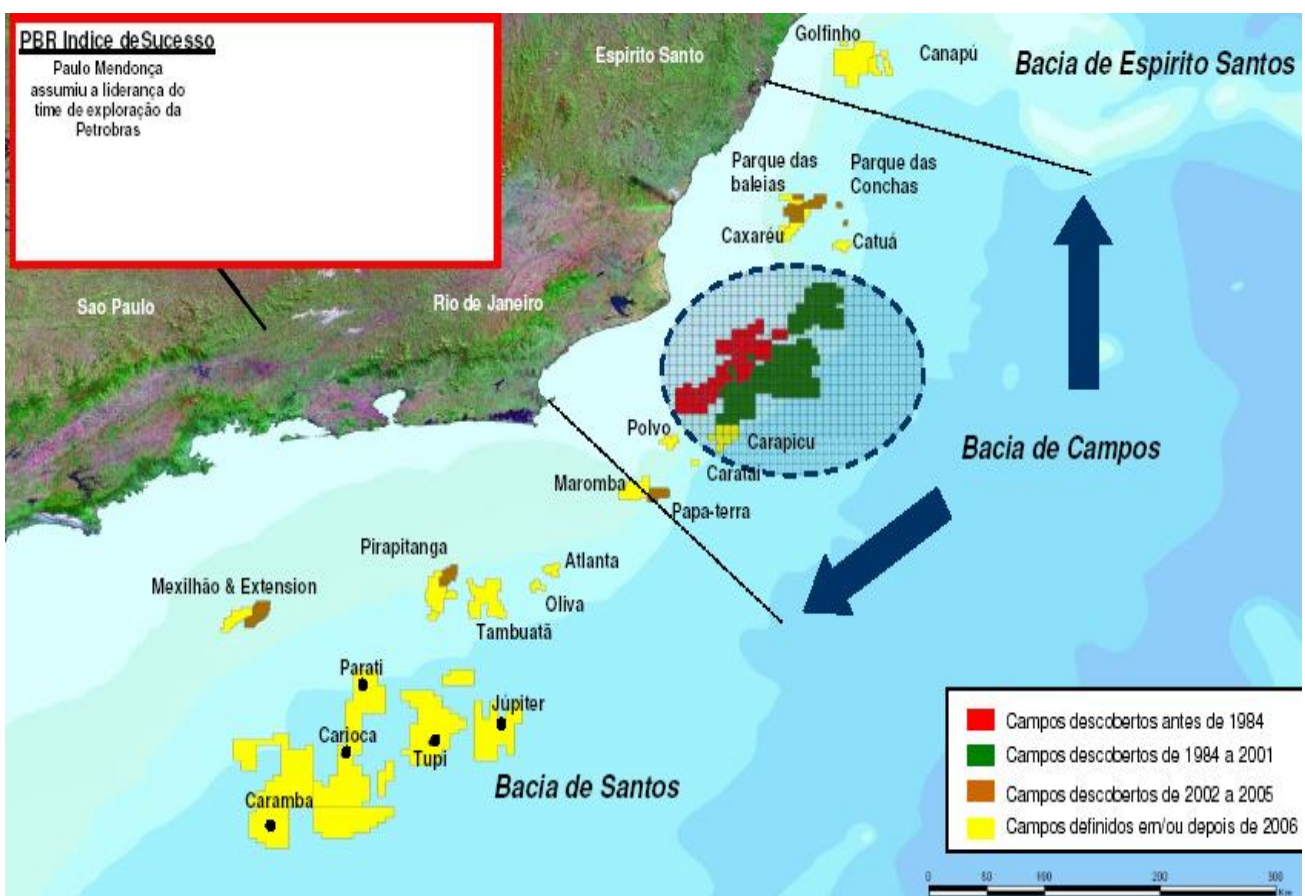
Además, OGX anunció la osada meta de instalar 48 sistemas de producción en los próximos nueve años para alcanzar una producción de 1,4 millones de barriles/día en los 29 bloques exploratorios que posee hoy en cartera.⁹ La petrolera pretende iniciar su escalada de producción el próximo año, con un nivel de 20 mil barriles/día en la Cuenca de Campos. La empresa proyecta la utilización de 19 FPSOs, cinco TLWPs y 24 plataformas fijas hasta 2019.

⁹ The Wall Street Journal, “*Brazil's OGX Takes Most-Traveled Path To Offshore Oil Riches*”, (3/2)

Destaques

- ✿ **Maior empresa privada brasileira de E&P em termos de área exploratória**
- ✿ **6,7 bilhões boe de recursos potenciais riscado e 212 milhões de boe de recursos contingentes**
- ✿ **29 blocos em 5 bacias sedimentares**
- ✿ **9 poços exploratórios perfurados nos blocos(*) da OGX com indicação de hidrocarbonetos**

(*) Ou áreas adjacentes

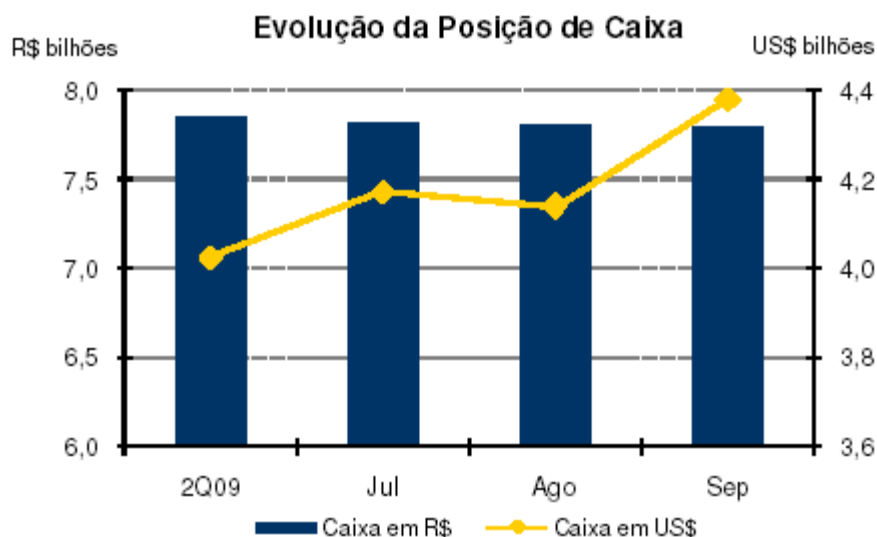


OGX redescubrió parte del petróleo encontrado por Petrobras hace 30 años

La estatal exploró el área que actualmente pertenece a OGX, el bloque BM-C-43, donde la empresa de Batista encontró reservas de entre 500 millones y 1,5 mil millones de barriles, conforme estimó por primera vez en octubre del año pasado. El área exploratoria fue abandonada por Petrobras porque fue considerada subcomercial –sin retorno financiero suficiente para hacer frente a los aportes en explotación. En esa época, el precio del barril del petróleo no justificaba tamaña inversión. Los geólogos relatan que el petróleo de la región sur de la Cuenca de Campos, donde está localizado el bloque de OGX y que ya fue de Petrobras, es muy pesado, y, por lo tanto, con menor valor agregado. En sus comunicados, sin embargo, OGX no relata la viscosidad del petróleo.

En ese mar de indefiniciones en que se encuentra **Petrobras**, quien si se ha beneficiado es OGX. Una parte de los inversores está dejando de comprar papeles de la estatal para adquirir acciones de la petrolera del grupo **EBX**. “*Son dos empresas en momentos muy diferentes, pero muchos inversores están prefiriendo correr riesgo de negocio de OGX, que aún está en fase de descubrimiento y no de producción*”, dijo **Andrés Kikuchi**, de **Link Inversiones**.

El reciente aumento de liquidez comprueba la mayor búsqueda de papeles de OGX. Este año, las acciones ordinarias (ON, con voto) de la petrolera registran un volumen medio diario de negocios de 328 millones de reales ante 113,3 millones de reales en 2009. La media diaria en el número de negocios también saltó, pasando de 797 el año pasado a 12.438 en 2010. Desde finales de agosto a la actualidad, las acciones subieron más del 69%. La empresa vale hoy en bolsa más de 56 mil millones de dólares.



Además de las incertidumbres con Petrobras, dos hechos específicos de OGX contribuyeron para el aumento de liquidez de los papeles. El primero fue el desdoblamiento de acciones a finales del año pasado, lo que las hizo más accesible al pequeño inversor. Las acciones fueron divididas en la proporción de cien por una acción, reduciendo significativamente el valor de cada lote. El segundo factor fue el ingreso de las acciones en la cartera del **Ibovespa** que pasó a fortalecerse este mes. Según los analistas, tanto el desdoblamiento como la entrada en el Ibovespa atrajeron un mayor número de

inversores por el papel. La expectativa de esos profesionales es que las acciones continúen ganando peso en las próximas carteras del Ibovespa, lo que también aumentará la liquidez, una vez que existen fondos de inversiones y hasta inversores que usan el índice como referencia.

Independientemente de los problemas de Petrobras, hay quienes afirman que OGX también posee fundamentos que justifican el destaque. *“La empresa viene entregando más de lo que prometía y de lo que el propio mercado esperaba”*, dice el analista de **Itaú Corretora, Paula Kovarsky**. El mercado posee, además de las dudas, temores sobre las consecuencias de la capitalización. Una de las principales preocupaciones es si el gobierno brasileño, artificialmente, hará la operación menos atractiva para el mercado, de forma de garantizar un aumento expresivo de su participación en la estatal, aún siguiendo todos los ritos legales.

No hay dudas que el aporte de la Unión en Petrobras será grande, ya que es por medio de él que el derecho de explotación de los hasta 5 mil millones de barriles de petróleo del pre-sal será colocado dentro de la empresa. Hoy, el gobierno tiene un 32% de la empresa. El éxito de la capitalización en el plazo esperado también dependerá de la receptividad de la operación en el mercado. No hay como prever si ella sufrirá cuestionamiento de los minoritarios lo suficiente para paralizar o atrasar el negocio.

PURCHASES

Drilling (already contracted)

Item	Supplier
ROV	Oceanering and Subsea 7
Engineering services	Schlumberger and Halliburton
Drill bits	Smith
Wellheads (up to 51 wells)	VetcoGray
Coatings	V&M do Brasil
Drilling fluids.....	MI-Swaco
Coating services.....	Frank's International Brasil

Production (To be contracted - estimate)

8 to 12 FPSOs.....	By 2013
15 Jackets.....	By 2013
4 TLWPs	By 2013

Source: OGX

Campanha de Perfuração	<ul style="list-style-type: none"> ● Teste de formação no poço OGX-3 ● Potenciais anúncios referentes aos poços OGX-4 e OGX-5, localizados no bloco BM-C-42 e BM-C-43, na Bacia de Campos
Bacia do Parnaíba	<ul style="list-style-type: none"> ● Aquisição de novos dados sísmicos para a Bacia do Parnaíba, os quais deverão aumentar nossa confiança quanto aos prospectos mapeados e nos ajudarão a identificar novas estruturas ● Perfurações nesta área previstas para meados de 2010
Desdobramento de ações	<ul style="list-style-type: none"> ● Possível <i>upgrade</i> na participação da OGX na carteira teórica do Ibovespa em Maio de 2010.

Cuenca de Parnaíba, 680.000 km² para exploración



A fines de 2009, OGX compró la participación en siete bloques terrestres en la Cuenca de Parnaíba, en Maranhão, en búsqueda de gas natural para aprovisionar las térmicas de la empresa de energía del grupo, MPX¹⁰. OGX adquirió 70% junto a Petra Energía, que permanece con 30 por ciento de los bloques. Los bloques están localizados en una cuenca de nueva frontera y se extienden por 21.471 kilómetros cuadrados y presentan relevante potencial para la producción de gas. La Cuenca de Parnaíba se localiza en la porción nordeste de Brasil y comprende un área aproximada de

¹⁰ O Globo, “OGX amplia portfólio de olho em gás na bacia do Parnaíba”, (24/09/2009)

680.000 km², distribuidos por los estados de **Maranhão, Piauí, Tocantins** y en una pequeña parte en los estados de **Pará, Ceará y Bahia**. Es limitada al norte con las Cuencas de **São Luís y Barreirinhas**, al noroeste con la Cuenca de **Marajó** y al sur con la Cuenca de **San Francisco**. El espesor máximo de la columna sedimentar de la cuenca está estimado en cerca de 3.500 metros.

OGX es la mayor compañía privada brasileña en el sector de petróleo y gas natural en términos de área marítima de explotación. Después de la compra de esos bloques, tendrán aproximadamente 7.000 kilómetros cuadrados de bloques en el mar y 21.500 kilómetros en área terrestre.¹¹ Manteniendo el mismo ritmo de otras campañas del grupo, OGX, quiere contratar rápidamente el mapeo sísmico de los bloques, a fin de asegurar la conclusión del trabajo de interpretación hasta mediados de 2010. El programa exploratorio mínimo de los siete bloques prevé un desembolso de por lo menos 78 millones de reales en su primera fase, que está prevista para expirar entre el fin de 2011 y el inicio de 2012.

La decisión de OGX de ir hacia más allá de los límites de la Cuenca de Campos, Santos y Espírito Santo fue impulsada por los resultados del reciente trabajo de reinterpretación de los datos sísmicos públicos ya existentes y por el hecho de que Petrobras encontró indicios de gas en el pasado, cuando perforó un pozo en la región. Así, en la evaluación de OGX, la Cuenca de Parnaíba posee potencial para el descubrimiento de reservas expresivas y aún hay mucho por ser estudiado. De hecho, la Cuenca de Parnaíba se despertó fuerte interés del mercado y tuvo los diez bloques ofertados vendidos, con bonificaciones variando de 20 mil dólares hasta 5,1 millones de dólares.

OSX se une a Hyundai para construir unidades offshore en Brasil

¹¹http://mpx.foinvest.com.br/ptb/699/09.09.24%20Comunicado%20_g%E1s%20Maranh%E3o%20GEX_%20port_.pdf

OSX Estaleiros, una subsidiaria de **OSX Brasil** cerro um acuerdo de cooperación técnica com **Hyundai Heavy Industries**. Además del “*know-how*” en la construcción de astilleros, la coreana también aportará dinero en la compañía¹². Por los términos del acuerdo, Hyundai comprará un 10% de las acciones ordinarias de OSX Estaleiros. El capital restante de la compañía continuará siendo de OSX Brasil. La consumación de la inversión de Hyundai está sujeta a las condiciones usuales en este tipo de transacción.



Hyundai suministrará informaciones técnicas, irá a transferir tecnología y dará entrenamiento y capacitación a la fuerza de trabajo para la construcción del astillero de OSX que será instalado en Santa Catarina. Esa unidad productiva de OSX se dedicará a la construcción de unidades de explotación y producción offshore para el mercado brasileño de equipos y servicios en el sector de petróleo y gas natural.

El nuevo astillero será construido en un área de 160 hectáreas en la región de Biguacu, próxima a Florianópolis, la capital del estado. *"Es una superficie que permite producir en cierta escala, y escala es lo que permite costos bajos. Esa es la esencia de un buen negocio. Nosotros creemos que la construcción naval no debe hacerse en China o Corea. Se puede hacer aquí, y es lo que haremos"*, afirmó Batista.

Una vez construido, el astillero será operado a partir de 2011 por la empresa OSX (Oil Service, con la X que caracteriza a todas las empresas de Batista), constituida con ese fin como subsidiaria del grupo EBX. Solamente con la construcción de la iniciativa, OSX prevé invertir 1,5 mil millones de dólares. Creada recientemente, la compañía actuará también en la prestación de servicios de perforación, tarea que quedará a cargo de **OSX Operação e Manutenção** en servicios petroleros¹³.

"Brasil tiene muchos desarrollos de campos de petróleo y de gas, y Hyundai tendrá un fuerte foothold con el acuerdo", dijo **Kim Kwang-kug**, vocero de Hyundai, al **Joon Gang Daily**¹⁴. *"Los shipbuilders coreanos ganaron la mayor parte de los acuerdos para construir naves de perforación para la exploración de petróleo en Brasil"*, dijo **Yoon Pil-joong**, analista en **Samsung Securities**. *"Como el gobierno brasileño tiene la intención de dar prioridad a los shipbuilders brasileños, Hyundai trata de construir una relación cooperativa con astilleros brasileños adquiriente una participación"*.

¹² O Globo, “Hyundai transfere tecnologia e aporta dinheiro na OSX”, (2/2)

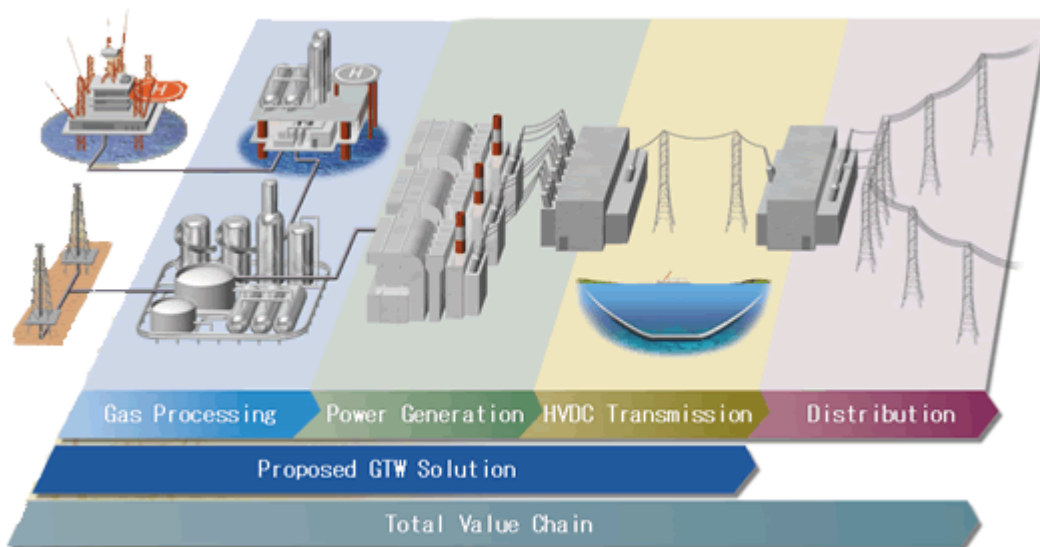
¹³ Energia Hoje, “Hyundai compra fatia na OSX”, (2/2)

¹⁴ Joon Gang Daily, “Hyundai Heavy buys stake in Brazilian shipyard”, (4/2)

Enfoque: Potencialidades y probabilidades del *gas-to-wire*

El concepto **Gas-To-Wire** es caracterizado por la generación de energía eléctrica próximo al local de producción de gas y transmisión de esa energía por cables submarinos. La cadena productiva del GTW embarcado contempla la planta de proceso para tratamiento del gas, las planta de generación eléctrica y el sistema de transmisión **High Voltaje Direct Current (HVDC)**. Aunque no se ha realizado un estudio comprobatorio sobre el mapa de aplicación del GTWe, **T. Watanabe, Japan Oil, Gas and Metals National Corp.** en el reporte **Gas to Wire (GTW) System for Developing "Small Gas Field" and Exploiting "Associated Gas"(2006)** indica que la aplicación de esta tecnología se presenta factible para el desarrollo de reservas conteniendo volúmenes entre 1 tcf y 10 tcf.

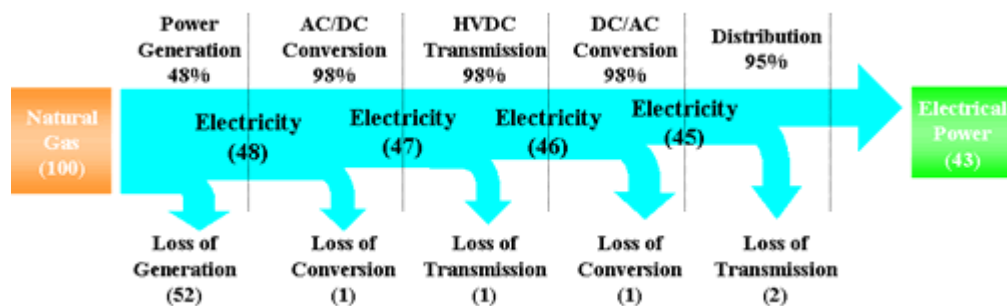
El proceso de tratamiento tiene la finalidad de especificar el gas para los niveles de impurezas recomendados por el fabricante para turbina a gas. Estos equipos no son muy restrictivos en relación a las impurezas contenidas en el gas y también propician tanto la quema de gas como la quema de condensado. De esta forma, sólo un tratamiento básico del gas es necesario, consistiendo en la separación de condensado (C5+), remoción de mercurio y remoción de compuestos sulfurados.



El alto grado de desarrollo tecnológico en que se encuentran las turbinas a gas aeroderivadas¹⁵ propicia una producción eficiente de energía eléctrica. Las turbinas a gas

¹⁵ Turbina de gas aeroderivadas. Proviene del diseño de turbinas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como micro turbinas. Sus principales características son su gran fiabilidad y su alta relación potencia/peso, además cuentan con una gran versatilidad de operación y su arranque no es un operación tan crítica como en otros tipos de turbinas de gas. Pueden alcanzar potencias de hasta 50 MW, moviendo los gases a una gran velocidad, pero bajo caudal.

aeroderivadas operando en ciclo abierto alcanzan eficiencias energéticas en torno a un 46% en relación al poder calorífico inferior. El ciclo combinado consiste en la quema del combustible en la turbina a gas para la generación de energía eléctrica, y el aprovechamiento de la energía contenida en los gases de exhausto de la turbinas a gas, a través de la calderas de recuperación de calor, para producir energía eléctrica adicional en una turbina a vapor. Este ciclo alcanza eficiencia energética de hasta un 54% en relación al poder calorífico inferior del combustible.



Según Watanabe, el sistema compuesto por una planta de producción de energía eléctrica en ciclo combinado y un sistema de transmisión HVDC alcanza una eficiencia energética global del 50% en relación al poder calorífico inferior del combustible. Otros autores afirman que la eficiencia energética de toda la cadena es del orden del 43%. El HVDC es una tecnología de rectificación e inversión de tensión. La energía eléctrica en corriente alternada (tensión senoidal) producida por el generador es rectificada, transmitida en corriente continua y convertida nuevamente a la forma senoidal (inversión).

Para los casos de líneas de transmisión aérea, existen dos motivos para la transmisión de energía eléctrica en corriente continua, a saber: (1) interconexión de grandes sistemas eléctricos para eliminar desfase angular. (2) reducción de pérdidas en transmisión de energía eléctrica en largas distancias. En el caso de las líneas de transmisión submarina, no es posible instalar estaciones intermediarias para el control de potencia reactiva, siendo, por eso, recomendado la transmisión en corriente continua para distancias superiores a 300 km.

La utilización de la tecnología HVDC-VSC (High Voltage Direct Current – Voltage Sourced Converter) presenta una ventaja en relación al HVDC convencional, en vista que es más compacta, pues dispensa el uso de equipos para control de la energía reactiva síncronos. La instalación offshore es también un desafío para la ingeniería civil, pues la mayoría de los equipos eléctricos es instalada en ambientes severos. Para grandes instalaciones eléctricas, como es el caso del GTWe, la mejor solución es acondicionar los equipos eléctricos en una estructura específica.

El cable submarino de transmisión de energía eléctrica en corriente continua es un importante componente de la cadena productiva del GTW. En el mundo, existen 3 grandes fabricantes de cabos para ese fin. Los proyectos de cabos submarinos son únicos

Su compacto diseño facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.



y específicos para determinada aplicación, pues dependen de la distancia de transmisión, de la profundidad, de las corrientes marítimas, de los riesgos de los daños, etc.

El elemento clave para el desarrollo de la tecnología GTW Offshore es el desarrollo de cables sólidos de alta tensión con alto aislamiento. La alta tensión está relacionada a la reducción de las pérdidas, pero esos niveles de tensión exigen altos niveles de aislamiento principalmente por tratarse del medio marino. La transmisión offshore en corriente continua está recomendada para distancias mayores que 50 Km. Este tipo de transmisión es limitado por la capacidad del cable, no habiendo problema de impacto de la reactancia, intrínseco de la transmisión en corriente alternada, debido a la diferencia de fase entre tensión y corriente.

Aunque los componentes de la cadena productiva del GTWe puedan ser encontrados comercialmente, aún existen desafíos de ingeniería a ser superados para aplicaciones específicas. Los principales desafíos de los proyectos de cables submarinos son: el aumento en la capacidad de aislamiento y el aumento de la resistencia mecánica para soportar esfuerzos en la región de la catenaria en las instalaciones en aguas profundas.

El costo de esta tecnología para aplicaciones en aguas profundas es bastante elevado. Otro factor desfavorable es la fragilidad operacional del sistema. Por ejemplo, si el GTWe fuera la única forma de aprovechamiento del gas de la plataforma de producción de un campo de gas asociado, cualquier problema en el cable de transmisión submarino interrumpiría la producción de petróleo de este campo.

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