

Informe Sobre El Mercado Energético Global

Fusión Exxon-XTO

The dark side de Petróleos Mexicanos

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I:</u> Fusión Exxon Mobil-XTO Energy, creación de un paradigma del gas shale	4
✓ <i>Fusiones: Chesapeake y Southwestern Energy entre las más codiciadas</i>	9
✓ <i>Chevron estructura los próximos movimientos en el shale</i>	10
✓ <i>Exxon-XTO, éxito pendiente de la ley de técnica de perforación para el shale</i>	12
✓ <i>Shale: Impulso a las empresas de servicios petroleros y expansión de la industria petroquímica estadounidense</i>	13
<u>Análisis II:</u> Cambio de ecuación en el desarrollo de campos de gas natural	15
✓ <i>Maersk Oil compra activos de Devon Energy en el Golfo de México</i>	17
<u>Análisis III:</u> El lado más oscuro del petróleo mexicano	18
✓ <i>Caída de la producción de gas licuado de petróleo</i>	20
✓ <i>La frustración de Chicontepec</i>	22
✓ <i>¿Cuál es el estado actual de los pozos y yacimientos?</i>	26
✓ <i>La importación de GNL, alternativa ante el declive de la producción local</i>	27
✓ <i>Perspectiva 2009-2024, crecimiento menos dinámico en la demanda mexicana de gas natural respecto del periodo histórico</i>	29



Análisis I: Fusión Exxon Mobil-XTO Energy, creación de un paradigma del gas shale



En años recientes, con el precio del petróleo llegando a niveles récord, los analistas se preocuparon de que el conservadurismo de **Exxon Mobil** minara su futuro crecimiento. Mientras sus rivales gastaban dinero en nuevos proyectos o adquisiciones, Exxon gastó más en *share buybacks* y dividendos que en inversión. Quien haya leído la revisión histórica de **Daniel Yergin** sobre la industria petrolera, **The Prize**, sabrá el rol importante que jugó

Standard Oil -de la que es derivada Exxon Mobil- en la organización del mercado petrolero a partir de 1870 en adelante. Aunque algunos pudieran argumentar que el término "*monopolización*" es más apropiado¹. Hoy Exxon se vuelca al gas no convencional. *Surprise*. Las analistas y observadores de la industria usaron esa palabra repetidamente para describir su reacción en la adquisición de XTO Energy² por la mayor Exxon Mobil. El hecho que nadie esperaba es que Exxon hiciera un enorme play por activos de gas natural. "*Esta no es una decisión sobre los precios del commodity*", dijo Bob Simpson, presidente y fundador de XTO.

En 2005, **ConocoPhillips** compró **Burlington Resources** por 36.000 millones de dólares. Una advertencia en el tablero de las petroleras. **Exxon** acordó comprar **XTO** por 31.000 millones de dólares, lo que la convierte en la mayor fusión energética de la década y una de las más grandes entre las anunciadas este año. Este *deal* supone una clara apuesta de Exxon por el negocio del gas natural, ante el previsible impulso que obtendrá las energías menos contaminantes en la lucha mundial contra el cambio climático. XTO tiene una de las posiciones más fuerte en el shale. Prácticamente en cada uno de los shale play más importantes -**Barnett Shale**, **Woodford**, **Fayetteville** y **Bakken**. La empresa declaró que las reservas potenciales podrían exceder los 30 mil millones de pies cúbicos de gas natural o más de dos veces sus actuales *reserve base*.³

¹ FT Alphaville , "Is Exxon hoping to Standardise the shale gas market", (17/12)

² XTO is one of the leaders in the business of extracting gas from shale and other dense geological formations—a technique that has caused a jump in America's output of gas and seems likely to boost production elsewhere.

³http://www.xtoenergy.com/images/03Q09%20Operations%20Review%20XTO%20FINAL_218_2226.pdf

"Con el precio que pagó, comparado con otros acuerdos anteriores similares sobre gas natural no convencional, lo creemos es relativamente barato. ConocoPhillips pagó aproximadamente el mismo precio hace cuatro años, para adquirir a Burlington, mientras que Shell pagó tres veces lo que ExxonMobil hace un año para adquirir Duvernay en Canadá", dijo **Aymeric de-Villaret**, de **Societe Generale**.

Rex Tillerson, presidente ejecutivo de Exxon, parece haber eludido el error de calendario que cometió Conoco. Este grupo mostró una capacidad casi sobrenatural para identificar la parte alta del mercado. Un día después del acuerdo con Burlington, los precios del gas marcaron un récord de 15,78 dólares por mil pies cúbicos. Resultado, las acciones de Burlington ganaron un 90% ese año.

La escasez de reservas es uno de los problemas con los que tuvo que lidiar Exxon. "Si se quiere contar con reservas, hay que comprarlas aquí o en países que sean confiables, y XTO cuenta con una buena cantidad de reservas domésticas, especialmente en el área del gas", señaló el presidente de **Leeb Capital Management**, **Stephen Leeb**.

Blake Fernandez, analista de energía de **Howard Weil Inc**, con sede en Houston, dijo que la mayor parte del resto del suceso de la adquisición será si Exxon puede retener la mano de obra de XTO, que se ha transformado en experta en el dificultoso desarrollo de los campos de gas shale. "Es difícil conservar la mano de obra más emprendedora de un independiente".



El acuerdo podría estar demasiado alejado de la curva. Los precios del gas natural están deprimidos desde hace más de un año y no muestran signos de recuperación en el corto plazo⁴. Esto significaría que Exxon puede haber hecho una apuesta demasiado grande, demasiado temprano. Aunque las perspectivas son esclarecedoras de este movimiento. Los

precios del gas natural se elevaron 3,3% con las noticias de la mega fusión Exxon-XTO. "La decisión de la venta de XTO a Exxon sugiere que los productores independientes no prevean un fuerte rebote en los precios del gas", dijo **Jon Wolff**, un analista con **Credit Suisse Securities** en New York. "XTO dice: somos un vendedor inteligente porque no vemos mucha volatilidad en el gas", dijo Wolff. "La producción de gas se convierte en un kind of business de bajo costo, bajo riesgo, como la manufactura". **Credit Suisse** espera un precio medio de 7 dólares por millón de BTU de gas más allá del año 2011⁵.

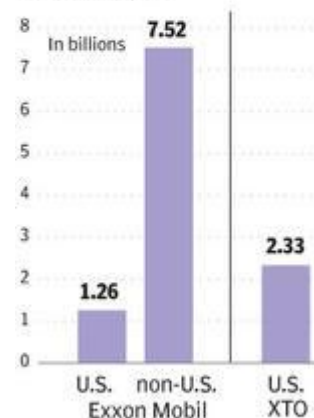
Mirando al futuro, en unos pocos años el comercio del gas estará aproximadamente en un tercio de su máximo de 2005. "Esta no es una decisión para el plazo cercano; esto es para los siguientes 10, 20, 30 años", dijo Tillerson⁶. En un reciente informe de perspectiva sobre la evolución de la demanda de energía, Exxon Mobil consideró que en 2030 será alrededor

Joining gas giants

Exxon Mobil would increase its daily production of natural gas in the U.S. with its planned \$41 billion acquisition of XTO Energy, the largest U.S. producer of the fuel.

Natural gas production*

Cubic feet per day



*first nine months of 2009

Source: Exxon Mobil Corp.

BLOOMBERG NEWS

⁴ Deal Journal, *The Wall Street Journal Blog*, "Judging Exxon's \$31 Billion XTO Deal: Brilliant or Foolhardy?", (15/12)

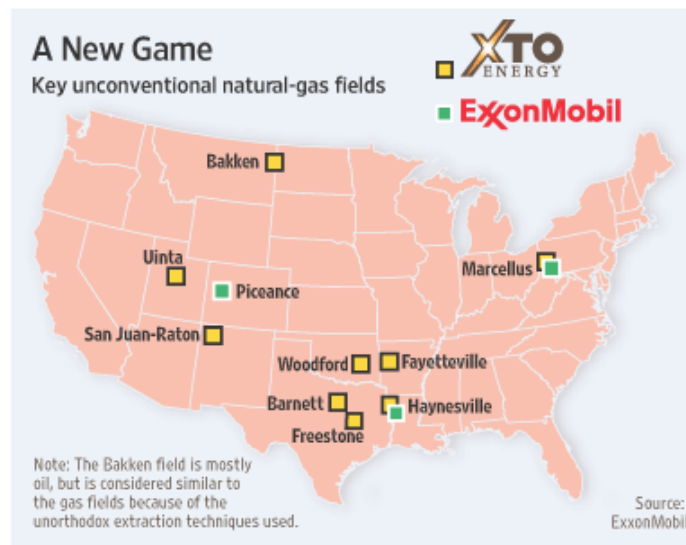
⁵ The Wall Street Journal, "Exxon Places a Big Bet on Gas", (15/12)

⁶ The Wall Street Journal, "Exxon Bets Big on Gas With Deal For XTO", (15/12)

del 35% mayor que en 2005, a medida que crece la actividad económica y mejora el nivel de vida a nivel mundial, lo que requerirá billones de dólares de inversión. La compañía prevé además un incremento de la oferta de gas natural, en particular en EE.UU., donde considera que el procedente de fuentes no convencionales cubrirá más del 50 por ciento de la demanda de gas en 2030.

La imposición de mayores costos sobre las emisiones de carbono impactaría sobre los precios de la energía y sería un incentivo para cambiar a combustibles con menor contenido de carbono como el gas natural, lo que podría ayudar a cubrir la demanda creciente de electricidad y reducir hasta en un 60% las emisiones provenientes de la generación de energía en comparación con el carbón.

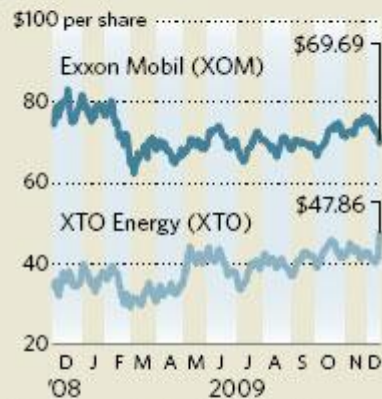
Para **The Wall Street Journal**, con la adquisición de una fuente grande de producción de gas natural en Estados Unidos, esperan que Exxon asuma un papel más activo en el debate sobre la política energética. "*Exxon probablemente se transformará en uno de los defensores principales del gas como fuente preferida de energía en Estados Unidos*", dijo **Neil McMahon**, analista de energía **Sanford C. Bernstein**. **T.Boone Pickens**, que impulsa en Washington el uso de gas natural, sobre todo en el transporte, dijo que espera que Exxon esté implicado en esfuerzos similares.



Exxon Mobil to buy natural gas

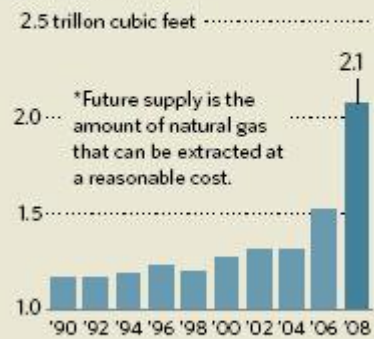
Exxon Mobil Corp. will buy XTO Energy in a \$29 billion all-stock deal to capitalize on growing supply of natural gas.

Stock prices, daily



Future supply of natural gas*

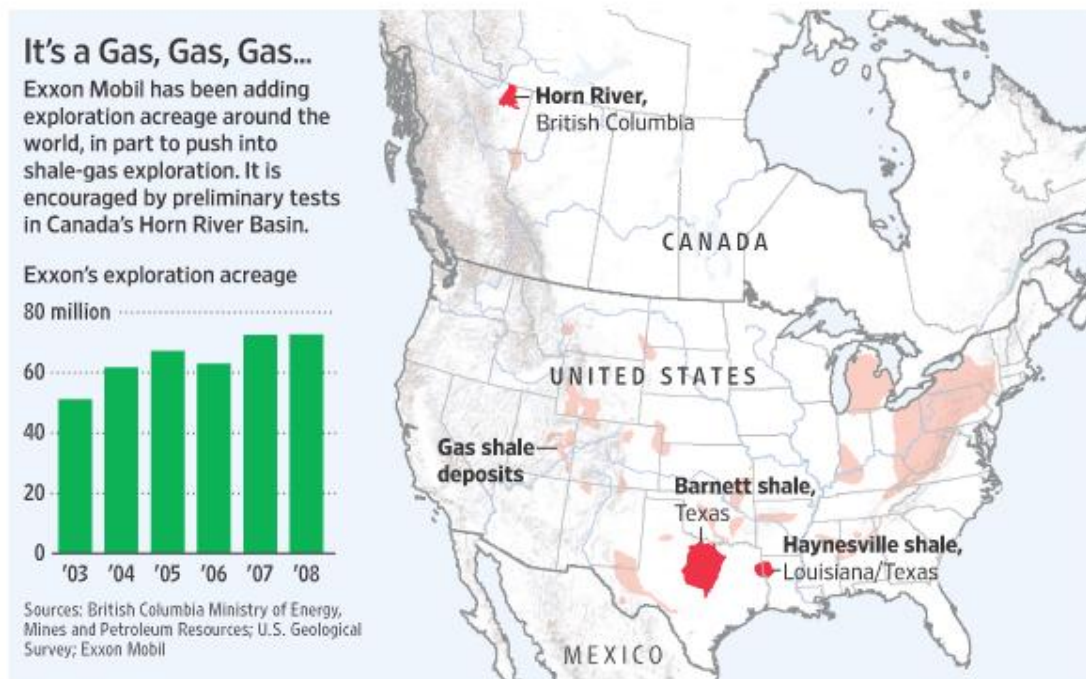
In the U.S.



SOURCE: Potential Gas Committee; Thomson Reuters

AP





J. Larry Nichols, presidente de **Devon Energy** y del **American Petroleum Institute**, dijo: "a pesar de todo lo que ocurra o no en el Congreso con alguna legislación que regule el carbono, el hecho subyacente es que nuestra nación va a necesitar una cantidad creciente de electricidad, y el gas natural está en una posición excelente para capturar una cantidad significativa de ese mercado".

Abrumado por la deuda asumida en la operación, Conoco está tratando de disponer de 10.000 millones de activos en lo que parece ser un mercado de compradores. El acuerdo de Burlington en última instancia condujo a más de 30.000 millones de dólares en amortizaciones por Conoco, por cuenta de **Deutsche Bank**⁷.

Contrasta con el golpe de Exxon en XTO. Exxon puede ofrecer una prima, pero incluso con esto, las acciones de XTO (fundada en 1986) están todavía un 30% por debajo del máximo de junio de 2008. Mientras, la acertada cobertura de XTO protegerá a Exxon de las nefastas perspectivas para el precio del gas, al menos hasta 2011, cuando la demanda remonte. No es lo único que sabotó el acuerdo con Burlington. Conoco prescindió de algunos de los directivos clave de Burlington.

Con la creación de una unidad de gas poco convencional en XTO con sede en **Fort Worth**, Exxon parece decidida a no exprimir el talento en XTO. Incluso les está dando una oportunidad de supervisar los activos de gas en Alemania y Polonia. Dados los antecedentes de Exxon en el sector, parece extraño que los inversores no concedan a la gestión de Exxon el beneficio de la duda.⁸ Por lo menos tienen que agradecer a Conoco que les entregue algunas lecciones valiosas de lo que no deben hacer.

Las compañías combinadas tendrán 8 millones de acres de gas de esquisto y otros tipos de recursos no convencionales, con el liderazgo en ese nicho de la industria⁹. "Si el acuerdo de Exxon provoca a otras empresas grandes de petróleo y de gas integradas a entrar a la industria del gas shale, la volatilidad de los precios en el gas natural podría disminuir en los próximos cinco a diez años", dijo **Eric Chenoweth**, analista de **Morningstar Inc.** en Chicago. El sector de

⁷ The Wall Street Journal, "Unlike Conoco's, Exxon's Natural Gas Bet Could Prove Fruitful", (15/12)

⁸ The Wall Street Journal, "Secret to Me&A: Humble Is OK", (16/12)

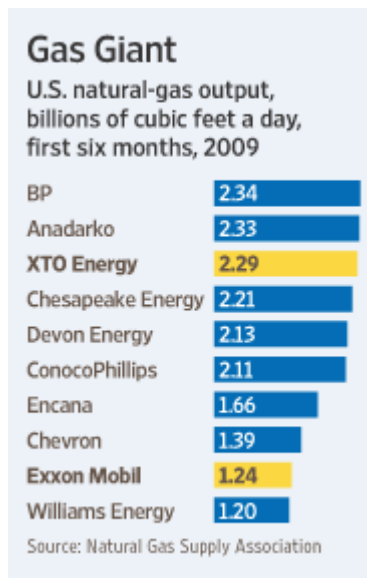
⁹ The New York Times, "In Exxon Deal, Signs of the New Gusher", (14/12)

exploración y producción de gas serían mejor financiados con menos *players*, dijo Chenoweth sin un argumento que sustente sus afirmaciones¹⁰.

El acuerdo Exxon-XTO tiene un silencioso plus en los campos no convencionales de gas en Europa y Sudamérica. Con el *partnerships* con compañías regionales Exxon adquiere el acceso de las formaciones de gas en Alemania, Polonia, Hungría y Argentina. En Europa Central y Occidental, Exxon espera ayudar a desarrollar el suministro doméstico *onshore* en áreas de Europa donde hay acceso listo a las tuberías¹¹. Exxon también amplía el desarrollo en **British Columbia** y el norte de **Alaska**, y obtuvo acceso a recursos hidrocarbúricos por 4 mil millones de dólares en la costa de **Ghana**.

Exxon tiene ya una sustancial producción de gas en **Qatar**, **Rusia** y **Nigeria**. Este mes, aprobó la construcción de un proyecto de 15 mil millones de dólares en un proyecto en **Papua Nueva Guinea** para suministrar gas a **Japón** y a **China**. La empresa también participa de un acuerdo de 37 mil millones de dólares para entregar gas australiano en toda Asia durante las próximas décadas.

Fusiones: Chesapeake y Southwestern Energy entre las más codiciadas



“Habrá más acuerdos de este tipo, que harán que la industria sea más flexible y fuerte ante la volatilidad de los precios del gas natural”, indicó el analista **Fadel Gheit**, de **Oppenheimer**. XTO compite en el negocio con **Chesapeake** y **Southwestern Energy**, que podrían ser objeto de fusiones. Existen posibilidades que productores independientes de gas se fusionen. Otros analistas suman a la lista a la canadiense **EnCana Corp** y a la británica **BG Group**, que recientemente compró el activo shale de **Exco Resources**¹².

En teoría, esto racionalizaría la inversión, ofreciendo un apoyo a los precios del gas. En la práctica, conseguir un acuerdo en los términos de fusión no será fácil sobre todo si el movimiento de Exxon reanima el optimismo perenne del sector sobre un mayor precio¹³.

Lo que puede surgir de esto es un matrimonio entre empresas con bolsillos profundos que tienen que ampliar sus reservas de combustibles fósiles y empresas que poseen enormes campos, pero tienen pocos recursos financieros para desarrollarlos.

Exxon tiene reservas de dinero por las ganancias corporativas de los últimos años, entonces no tendrá ningún problema en absorber las deudas de XTO o el pago para desarrollar sus reservas. *Exxon Mobil may pounce again*, dice **The Economist**¹⁴. **David**

¹⁰ The Times, “Exxon’s \$31bn for XTO could prompt deal flurry”, (14/12)

¹¹ The New York Times, “Exxon Invests Big in Unconventional Natural Gas -- a Climate Bet?”, (15/12)

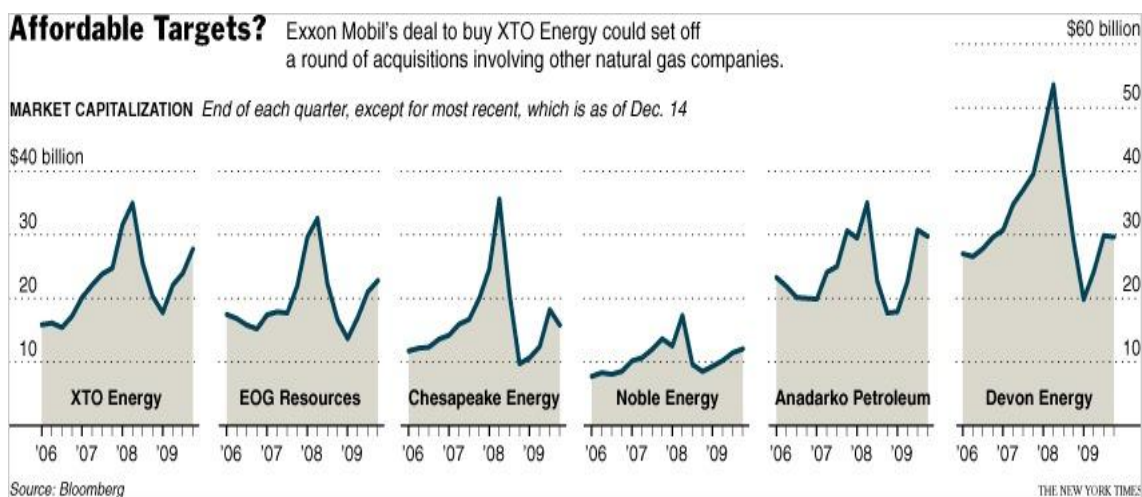
¹² The Daily Telegraph, “Shale gas – a fossil fuel with a future”, (20/12)

¹³ The Wall Street Journal, “Exxon/XTO is a mixed message”, (16/12)

¹⁴ The Economist, “Unconventional”, (17/12)

Rockecharlie, co-jefe del grupo bancario de inversión en energía **Jefferies Group**, que aconseja a XTO en sus negociaciones con Exxon, estimó que costaría cerca de 1 trillón de dólares desarrollar los campos de shale domésticos. Es una cantidad que los productores independientes no pueden financiar solos. Este es un acontecimiento realmente significativo, un cambio de paradigma para nuestro sector", dijo **John H. Pinkerton**, presidente de **Range Resources**, uno de los mayores desarrolladores de gas shale en Fort Worth, y también un posible *takeover target*. "Hay obviamente otras majors que contemplan estos shale plays".

Ahora que Exxon con su "gran reputación por la paciencia y el timing de largo plazo" entró en el juego, dijo **Malcolm Graham-Wood**, director del *broking* de petróleo y gas **Westhouse Securities**. "Es cuestión de tiempo antes que los rivales los sigan", dijo. Es difícil ver cuales major podrían cerrar un acuerdo de tamaño similar. **Chevron** disfruta de un crecimiento decente, y **ConocoPhillips** está ocupado en la reestructuración. A través del Atlántico, sólo la francesa **Total** parece posible. Las compañías petroleras controladas por los estados probablemente no apliquen.



Chevron estructura los próximos movimientos en el shale

Chevron Corp., la segunda compañía más grande de Estados Unidos, quería "move the needle" (mover el mercado) si hiciera un impulso mayor en el gas shale estadounidense. Aunque Chevron no explicó claramente su acercamiento, los ejecutivos de la firma dejaron trascender algunas insinuaciones¹⁵. El recientemente retirado presidente de Chevron **Dave O'Reilly**, dijo que un poco de la experiencia ganada con su programa de perforación de pozos múltiples en Tailandia podría ser aplicado en el shale. "Es por eso que me siento confiado", dijo.

Unas semanas más tarde el director financiero de Chevron, **Pat Yarrington**, utilizó la expresión "move the needle" cuando fue consultado sobre la estrategia de adquisición en general, "Chevron no tiene interés en pequeños acuerdos". Yarrington dijo también que los estables

¹⁵ Forbes, "Any Chevron shale gas foray must 'move the needle'", (15/12)

precios del petróleo y del gas en la última mitad de 2009 pusieron sobre la mesa acuerdo de energía en general.

Brian Youngberg, analista de *brokerage* **Edward Jones**, dijo que un movimiento shale de Chevron probablemente implicaría un *takeover* corporativo. Los analistas notaron que el sell-off de las participaciones de Exxon puede dar a los rivales una pausa considerando el tamaño de XTO, que lidera por valor a algunas como **EOG Resources Inc**, **Devon Energy Corp.**, y **Anadarko Petroleum**. Los analistas de **Tudor, Pickering and Holt** dijeron que añadieron el "*consolidation twist*" que significan recomendaciones superiores entre los stocks de compañías de gas incluyendo a **Southwestern Energy**, con un mercado de capitalización de 14 mil millones de dólares, **Petrohawk Energy Corp.** y **Range Resources Corp.**, ambos valorados en la mitad.

Chevron ya perforó pozos en el shale de **Haynesville** en Louisiana. Además tiene activos de gas en Colorado, donde construye una capacidad de producción de 60 millón de pies cúbicos por día, aunque haya reducido la velocidad del desarrollo allí. Pero la necesidad de habilidades puede conducir también a una adquisición.

Adicionalmente, Chevron tendrá cinco años para explorar gas shale alrededor de la ciudad polca de **Zamosc**¹⁶. La licencia permite al grupo norteamericano realizar el estudio sísmico y la perforación exploratoria hasta 3.500 metros subterráneos. La licencia cubre 800 kilómetros cuadrados.

THE BIG PRODUCERS

Independents lead in shale gas development

COMPANY	PROVEN RESERVES (billions of barrels*)
Anadarko Petroleum	2.3
Chesapeake Energy	2.1
Devon Energy	2.4
Range Resources	0.45
*Oil equivalent	Data: Company reports

¹⁶ Reuters, "Poland grants Chevron gas exploration licence", (11/12)

Exxon-XTO, éxito pendiente de la ley de técnica de perforación para el shale

Exxon podría abandonar el acuerdo para comprar XTO Energy si el Congreso de Estados Unidos aprueba una ley sobre la técnica de perforación usada para trabajar en campos de gas y petróleo, según el texto del pacto de adquisición. Exxon teme que los legisladores transformen en “ilegal” o “comercialmente impracticable”¹⁷ la fractura hidráulica. Ese método inyecta una mezcla de agua, arena y químico a alta presión en formaciones rocosas para forzar la salida de petróleo y gas natural¹⁸.



Aunque, **William F. Hederman**, vicepresidente de política energética del **Concept Capital**, un grupo de research en Washington que aconseja a los inversores institucionales, dijo que, hasta el acuerdo de fusión Exxon-XTO, nunca había visto disposiciones en un acuerdo sobre los riesgos políticos que implican la fractura. Aún así, dijo, la mala publicidad es probablemente más un problema potencial en el corto plazo que la legislación del Congreso. “*Nosotros no vemos ningún riesgo serio en la legislación que dispare una cláusula*”, dijo.

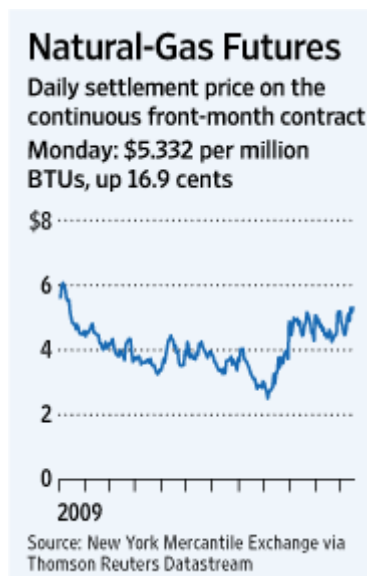
Los ejecutivos de la industria dicen que el lenguaje es un signo que el sector está cada vez más preocupado sobre el *political backlash* contra la fractura. Si las empresas no pueden usar la técnica para extraer gas shale, el valor de XTO y compañías similares descenderán bruscamente y la cantidad de gas recuperable caería.

Clay Hoes, *sub-adviser* por 50 millones de dólares para **AmEx Global Equities Energy Fund**, no apoya echarse atrás a empresas que se enfocan primariamente en plays de gas no convencionales, que representan la mitad de su 30% de peso en el portfolio en compañías de exploración y producción (E&P). También tiene una exposición del 22% en *stocks* de empresas de servicios petroleros. Hoes cree que los productores que se mueven en estos recursos tratarán de hacer lo que sea necesario para evitar contaminar el suministro de agua local¹⁹.

¹⁷ Reuters, “Exxon can exit XTO deal if drilling technique restricted”, (17/12)

¹⁸ The Wall Street Journal, “Exxon Can Stop Deal if Drilling Method Is Restricted”, (16/12)

¹⁹ Business Week, “Natural Gas: New Environmental Rules Could Cloud Prospects”, (15/12)



Shale: Impulso a las empresas de servicios petroleros y expansión de la industria petroquímica estadounidense

La megafusión Exxon-XTO podría proporcionar un impulso a las grandes empresas de servicios petroleros que fueron golpeadas muy de cerca por la caída del mercado de perforación norteamericano²⁰. Mientras muchas de las empresas de servicios pueden ayudar a desarrollar campos, Exxon probablemente vaya a los proveedores de servicios petroleros más grandes y experimentados que pueden proporcionar *packages* de desarrollo atados, dijo **Bill Herbert**, analista con **Simmons & Co.** Herbert dijo que XTO tiene un contrato estable con 15 perforadores que probablemente sea cortado a la mitad por Exxon. "*No van a acordar con tantos contratistas y tendrán normas más exigentes*", dijo Herbert.

Como las grandes compañías petroleras comienzan a dominar la perforación del shale, los pequeños proveedores de servicios podrían verse desplazados por sus hermanos mayores. La compra de XTO "*va a empujar a la industria a una forma más sofisticada de hacer negocios y aumentando su foco en los equipos que provean una mayor eficiencia*", dijo **Doug Sheridan**, director administrativo de **EnergyPoint Research**, que rastrea la satisfacción de los clientes en el sector de servicios petroleros.

Herbert dijo que los "*proveedores de servicios premium*" como **Schlumberger** y **Halliburton** se beneficiarían probablemente con la transacción. **Baker Hughes Inc.**, con su adquisición pendiente de **BJ Services Co.**, también puede beneficiarse, como el negocio *pressure-pumping* **BJ Services** está considerado clave para el desarrollo de gas no convencional. El perforador **Helmerich & Payne Inc.**, que posee plataformas de perforación de alta eficacia que funcionan principalmente con contratos de largo plazo, también pueden beneficiarse, dijo Herbert de Simmons & Co. Esos aparos fueron usados para explotar fuentes no convencionales de gas natural y aproximadamente 80% de su flota

²⁰ Rigzone, "Big Oilfield Service Cos May Benefit from Exxon's XTO Buyout", (18/12)

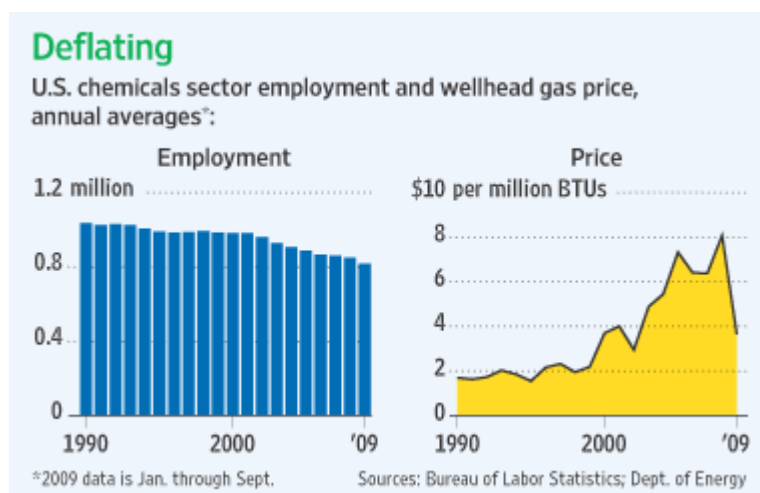
es contratada por compañías petroleras majors o grandes productores de energía independientes.

El acuerdo Exxon-XTO puede ser un cambio bienvenido para los grandes proveedores de servicios, que reportaron caídas drásticas de los earnings este año así como la retirada de la perforación ante una demanda baja de gas natural. El número de plataformas de perforación de gas natural en Norteamérica está por debajo del 40% desde el año pasado, según datos de **Baker Hughes**.

Para los admiradores del combustible, el *takeover* de Exxon Mobil sobre XTO, señala *the dawn of the age* del gas natural. Estas son buenas noticias para la industria química estadounidense. Aproximadamente el 70% de la capacidad de producción americana de etileno, el componente básico más común de la fabricación de químicos, usa el gas como *feedstock*. Después de años rondando los dos dólares por millón de BTU, el promedio anual de los precios del gas en Estados Unidos se elevó bruscamente, llegando a casi 9 dólares en 2005 y 2008.²¹

Con su principal materia prima cara, la industria química norteamericana perdió una ventaja de competición crítica. El empleo en la industria entró en un marcado declive a partir de 2000 en adelante. La utilización de capacidad del sector químico nunca consiguió estar cerca del 80% en los pasados 10 años, la primera década que esto ocurre desde la segunda Guerra Mundial.

Más aún que el petróleo permanece más caro en relación al gas. Las plantas de etileno que usan el feedstock derivado del petróleo como la nafta son predominantes fuera de Estados Unidos, que representan dos terceras partes de la capacidad de etileno mundial, dijo **Hassan Ahmed**, socio en la firma de investigación independiente **Alembic Global Advisors**. Mientras en términos puramente equivalentes de energía, el petróleo debería ser seis veces el precio del gas, la mayor versatilidad del petróleo significa que el promedio *long-run* es más cercano a ocho veces. Hoy, la proporción es casi 14 veces.



²¹ The Wall Street Journal, "Chemical Reaction to Exxon's Bet on Gas", (29/12)

Análisis II: Cambio de ecuación en el desarrollo de campos de gas natural



En un signo de que los bajos precios del gas natural probablemente queden así, las grandes empresas de energía norteamericanas impulsan contratos a largo plazo con utilities eléctricas y otros consumidores. Los principales productores como **Chesapeake Energy Corp.** y **Devon Energy Corp.** tratan de alcanzar acuerdos de cinco o diez años de duración, lo que garantizaría la compra de gas, pero negarían las ventajas de cualquier aumento repentino de precios²². Durante una década, las empresas de energía evitaron esos acuerdos porque quisieron obtener ganancias

cuando los precios del gas se elevaron, como a menudo hacían, sobre todo ante la creciente demanda de gas en los periodos de invierno. Pero los enormes campos nuevos de gas en **Texas, Louisiana, Pennsylvania** y en otros lugares condujeron a una oleada en la producción de gas natural estadounidense.

"Los días de los precios de gas estadounidense en dos cifras se terminaron", dijo **Aubrey McClendon**, presidente de **Chesapeake**. Los ejecutivos de gas, sin embargo, encuentran a los acuerdos de largo plazo como un imprevisto de difícil venta. La misma estabilidad de precios que impacientó a los productores a firmar contratos, hizo a sus clientes poco dispuestos, porque están menos preocupados de que los precios se elevarán repentinamente.

"A los productores les gustaría contratos, pero como un comprador, no pienso que los necesitamos", dijo **Steve Warnick**, vicepresidente senior de servicios de suministro de energía para **NiSource Gas Distribution**, una unidad de distribución de electricidad y de gas de **NiSource Inc.** en **Merrillville**. Los bajos precios son buenas noticias para los propietarios, que pueden esperar pagar 11% menos que antes en promedio por el gas este invierno y prevén también caída de los precios de la electricidad. Pero los productores se vieron forzados a reducir sus presupuestos y vender activos ante la caída de sus ingresos.



²² The Wall Street Journal, "Energy Firms Think Long Term", (30/12)

Los contratos de largo plazo son comunes fuera de Estados Unidos, donde los envíos internacionales de gas natural licuado son vendidos conforme a contratos de duración de 20 años o más. Los acuerdos de largo plazo son a menudo usados en Estados Unidos para vender carbón; los *boosters* de contratos de largo plazo dicen que harán al gas natural más competitivo con el carbón, que por lo general es más barato, pero emite más agentes contaminantes cuando es quemado.

Hasta hace poco, las empresas de energía tuvieron que buscar en campos de gas pequeños, de vida corta, haciéndolo con fuerza para garantizar el suministro en el futuro, y los precios generalmente subían. Los nuevos campos de gas cambian la ecuación porque contienen enormes cantidades de gas, que es relativamente barato de bombear y se espera que duren décadas, haciendo más fácil para los productores hacer compromisos de largo plazo. *"Hay seguramente un potencial para los productores de gas natural y las utilities para desarrollar una nueva relación que no ha sido posible históricamente"*, dijo **Larry Nichols**, presidente de **Devon Energy**.

Los contratos de largo plazo afrontan también obstáculos en los mercados donde los contratos de energía están sujetos a la revisión del gobierno. Si los precios del mercado superan a los precios de los contratos, los beneficiados son los consumidores. Pero si los precios caen, los clientes locales de gas y de electricidad podrían pagar precios por encima del mercado, riesgo que los reguladores preferirían evitar.



Al cierre de este informe Chesapeake negociaba un joint venture con la francesa Total para explotación de gas shale en Norteamérica.

Maersk Oil compra activos de Devon Energy en el Golfo de México



Maersk Oil, el mayor transportador de contenedores del mundo, anunció que había acordado comprar los activos de **Devon Energy Corp.** en los campos de petróleo **Cascade, Jack y St. Malo** en el **Golfo de México** por mil 300 millones de dólares en efectivo²³. Los tres proyectos de desarrollo del *lower tertiary* están localizados en las aguas profundas de **Walker Ridge**, arriendo federal en el área offshore de **Louisiana**. El consorcio danés ya tiene un "alto nivel de actividad" en el Golfo de México y apuntó que participar en las gestiones de Devon les proporciona una nueva oportunidad en aguas profundas.

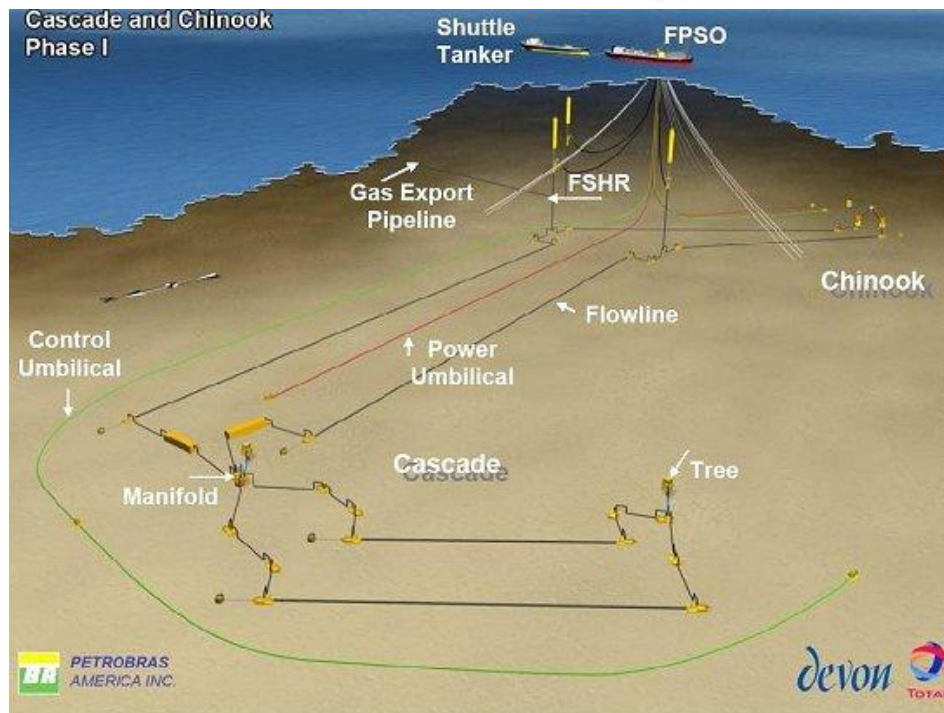
"Antes de la producción, la inversión adicional estimada de Maersk Oil sería en el rango de mil 300 a mil 800 millones de dólares, subiendo a alrededor de cuatro mil millones de dólares con el tiempo", dijo Maersk.

"La porción estimada de recursos recuperables de Maersk Oil de los tres yacimientos combinados es de más de 200 millones de barriles de equivalente de

petróleo", evaluó la compañía. El acuerdo involucra un interés de participación de un 50% en el Campo Cascade y un 25% tanto en Jack como en St. Malo. El grupo danés dijo que Cascade, operado por la brasileña Petrobras, habría de iniciar la producción en el 2010 y que Jack y St. Malo, operados por la estadounidense Chevron, empezaría a producir en el 2014.

Maersk puede usar esto para aprender en los proyectos del golfo así como en sus otros activos offshore, en **Angola**, el **Mar del Norte** y **Brasil**, dijo **Doug De Filippi**, director de managing internacional para **Scotia Waterous**, banco de inversión que aconsejó a Devon en el acuerdo. La mayor parte de los proyectos puestos en venta por Devon son campos offshore de alto riesgo, que podrían tener enormes cantidades de petróleo y de gas, pero requerirían miles de millones de dólares y tardarían años para desarrollarse.

²³ The Wall Street Journal, "Maersk Pays \$1.3 Billion for Devon Stakes", (22/12)



Análisis III: El lado más oscuro del petróleo mexicano

***En 2010, México dispondrá de menos petróleo y gas a consecuencia de los escasos resultados en la búsqueda de nuevos yacimientos petroleros el año pasado.**



Los escasos resultados en la búsqueda de nuevos yacimientos petroleros a lo largo de 2009 y la persistente declinación de los campos en explotación provocarán que **México** disponga de menos petróleo y gas para el año 2010. **Pemex** tendrá que hacer varios ajustes para satisfacer el mercado interno y cumplir los compromisos con sus clientes en el exterior. Petróleos Mexicanos detalla que está en condiciones de ofertar al mercado mexicano y para el comercio exterior sólo 2 millones 482 mil barriles diarios

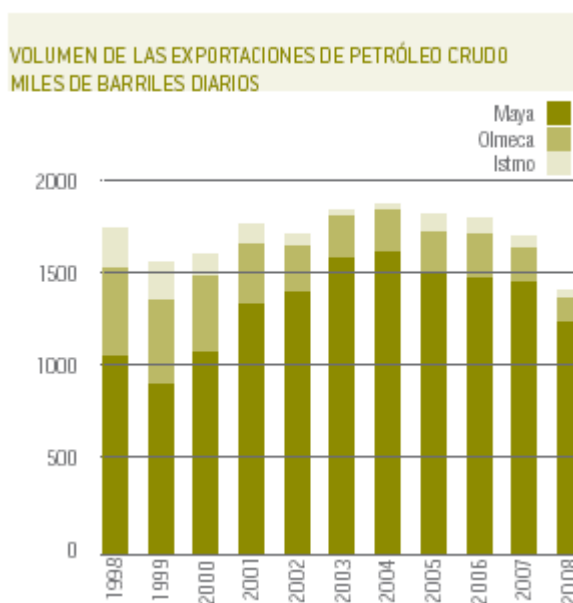
de petróleo crudo, 22 mil barriles diarios menos que la plataforma comprometida presupuestariamente. El problema radica, según el **Programa Operativo Anual de Pemex 2010**, en que cerca de 12 mil 807 millones de barriles diarios se pierden pro el

proceso de evaporación que sufre el hidrocarburo al momento de la extracción, equivalente a la mitad de lo que se exporta actualmente a **Canadá**. Del total de ese volumen, 8 mil barriles corresponden al crudo ligero del tipo **Istmo**, uno de los crudos mexicanos que se cotizan más caros en el mercado petrolero internacional, sólo después del crudo tipo **Olmea**.

PMI Comercio Internacional, filial encargada del comercio exterior de hidrocarburos, pronostica que seguirá habiendo recortes en la plataforma de exportación ante la caída de la producción por el declive de los principales yacimientos petroleros. Prevé que iniciará 2010 con una plataforma de ventas externas de petróleo crudo del orden un millón 93 mil barriles diarios en promedio y cerrará el ejercicio colocando embarques de un millón 57 mil barriles diarios, lo que representa una ligera caída de 3,7%.

Pemex informó en su reporte de resultados que la producción de petróleo crudo cayó 1.8% en noviembre, luego de una ligera recuperación un mes antes, al pasar de 2 millones 602 mil barriles diarios promedio a 2 millones 553 mil barriles. Tanto **Cantarell** como el activo **Ku-Maloob-Zaap**, al día de hoy los principales yacimientos de México, registraron caídas en su producción de 17 mil y 22 mil barriles diarios²⁴.

Mientras la agencia **Standard & Poor's (S&P)** dijo que estima que la producción de crudo de México caerá a 2.3 millones de barriles por día (bpd) en el 2010, unos 200,000 bpd menos que lo proyectado por el Gobierno. "*Estamos asumiendo una ligera baja en la producción del próximo año probablemente a alrededor de 2.3 millones de barriles por día*", dijo Eduardo Uribe, analista de la firma con sede en Nueva York²⁵. S&P dijo que no estaba haciendo cálculos específicos de la vida de las reservas de la petrolera estatal mexicana Pemex, pero que consideraba "*adecuada*" la estimación oficial de la compañía de 9.9 años al ritmo de producción actual. Cerca de una tercera parte del presupuesto del Gobierno mexicano está financiado con ingresos por la venta de petróleo, cuya producción está en descenso.

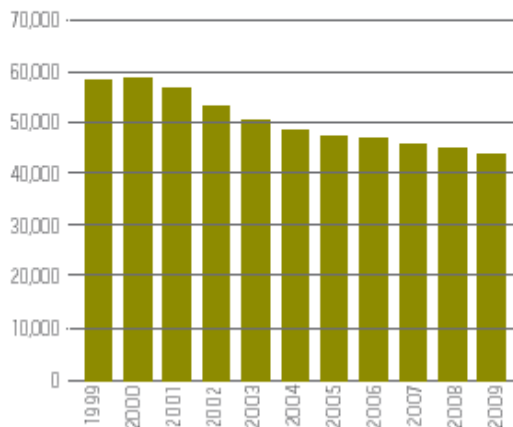


²⁴ El Universal, "Pemex despide el año con caída en producción y más pérdidas", (25/12)

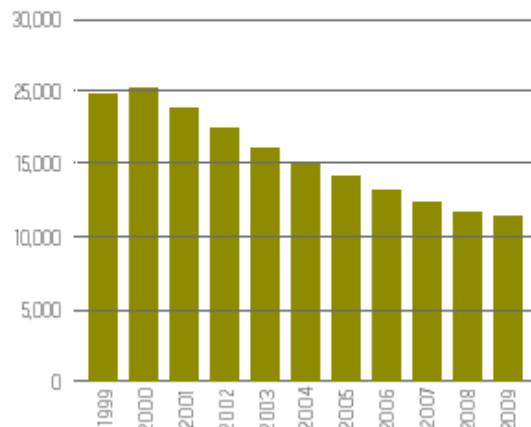
²⁵ CNN Expansión, "México producirá menos petróleo: S&P", (15/12)



RESERVAS DE HIDROCARBUROS
MILLONES DE BARRILES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE



RESERVAS PROBADAS
MILLONES DE BARRILES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE



Caída de la producción de gas licuado de petróleo

Uno de los principales problemas que enfrentará la compañía petrolera estatal, de acuerdo con sus propias proyecciones, es una caída de la producción de gas licuado derivado del petróleo. Luego de casi seis años consecutivos de mantener ritmos de producción ascendente, Pemex pronostica una reducción de 9.5% en el periodo enero-diciembre de 2010, debido fundamentalmente a la falta de nuevos descubrimientos que logran compensar la declinación de los actuales campos en explotación. Espera iniciar el año con un nivel de producción de 6 mil 577 millones de pies cúbicos diarios y cerrar el año con un volumen de 5 mil 950 millones de pies cúbicos. Del volumen de producción promedio de todo el año, aproximadamente 253 millones de pies cúbicos diarios serán enviados a la atmósfera.

Producción de crudo estimada
para 2010
(miles de barriles
diarios)

48
Noviembre
2009

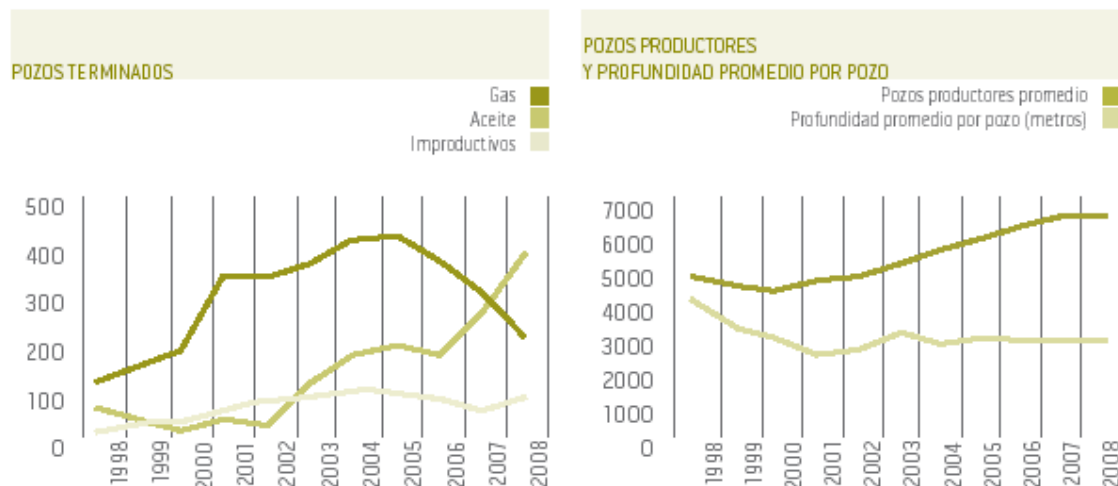
226
Julio
2008

Este escenario es en parte consecuencia de los magros resultados obtenidos en materia de localización de nuevos yacimientos. **Antonio Escalera Alcocer**, subdirector corporativo de la **Coordinación Técnica de Exploración de Pemex**, planteó que los trabajos que viene realizando la paraestatal en aguas profundas del golfo de México, por ejemplo, son fundamentales para reactivar la industria. Sin embargo, los 12 pozos –con una inversión total de 760 millones de dólares– terminados en los últimos cinco años en la parte profunda de la zona del golfo de México, siete resultaron improductivos: **Chuktah 201, Chelem 1, Tamha 1, Etbakel 1, Catamat 1, Holok 1 y Cox 1**.

Apenas 17 por ciento de estas perforaciones, que han costado casi mil millones de dólares según Pemex, han dado con reservas explotables y comercialmente viables²⁶. La industria petrolera mundial establece un promedio de éxito de 30% en este tipo de exploración, y el costo de perforación para cada uno ronda 100 millones de dólares. La viabilidad comercial de un pozo ubicado en aguas profundas depende del tamaño de sus reservas, el tipo de hidrocarburos que contiene, o bien su calidad, y la infraestructura disponible.

Sólo dos pozos resultaron comercialmente viables, se trata de los identificados con el nombre **Nab y Et Bake** y contienen crudo pesado, similar al tipo **Maya**. Además, otro de los pozos que la empresa desarrolló hasta ahora en el **Golfo de México, Tamha 1**, requirió infraestructura para un tirante de agua de mil 100 metros y una perforación de 4 mil 780 metros; sin embargo, el hallazgo fue únicamente de agua salada.

Carlos Morales Gil, director de Estrategia y Planeación de Pemex Exploración y Producción (PEP), argumentó al respecto que la tasa de éxito en aguas profundas es menor respecto a yacimientos en tierra, ya que la relación es de 40% a 50% contra 10% o 15%, lo que significa que en aguas profundas “*hay que perforar más o menos unos diez pozos petroleros para poder obtener un pozo que sea productivo, lo que eleva los costos*”.



²⁶ Diario.com.mx, “Tiene Pemex poco tino en aguas profundas”, (17/12)

Cost-cap

Project	Crude oil (US\$/b)	Non-associated gas (US\$/Mcf)
Chicontepec	11.0	2.7
Deepwater	16.5	4.0
Other fields ⁽¹⁾	6.5	2.7

La frustración de Chicontepec



Pemex también depositó sus esperanzas para reactivar a la industria petrolera en la explotación de **Chicontepec**, para que sea una cuenca capaz de producir entre 550 mil y 700 mil barriles diarios de petróleo crudo y elevar su participación dentro de la producción mexicana del 1 al 20%. Incluso, contrataron a las empresas **De Goyler & McNaughton**, **Netherland & Sewell** y **Ryder Scott** para certificar, a principio de año, el volumen original de reservas que podía tener el Paleocanal de Chicontepec²⁷ y que finalmente estimaron en 139 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, un volumen superior a las reservas probadas que poseen Irán, Irak o Kuwait.

Pero la realidad es otra: en el reporte “**Indicadores de Exploración y Explotación**” de Pemex se muestra que la producción del activo promedio hasta el último 6 de noviembre apenas 29.6 mil barriles diarios y las nuevas expectativas refieren que el próximo año sólo se podrán extraer de este yacimiento 48 mil barriles diarios. La petrolera había programado también la perforación de 868 pozos en 2009 y mil 30 para el 2010.

²⁷ El paleocanal de Chicontepec se localiza en la cuenca geológica Tampico-Misantla, al poniente de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro). El proyecto cubre un área de cerca de 3 mil 800 kilómetros cuadrados.

Luego en la petrolera mexicana reconocieron que la perforación de nuevos pozos en el proyecto Chicontepec bajará a 700, lejos de lo que se propusieron con la millonaria inversión.

Además, la empresa ajustó drásticamente sus expectativas para la próxima década, debido a *“las limitaciones técnicas y de ejecución”* y el deficiente método de explotación empleado en este activo, en el cual se registra de manera tentativa la mayor acumulación de hidrocarburos en México. *“La pobre producción que se obtuvo de este yacimiento en los últimos cuatro años se debe al incorrecto método de explotación que actualmente desarrolla Pemex, por lo que el proyecto debe ser detenido y replanteado hasta que no se tenga disponible un verdadero plan de desarrollo”*.

Francisco Garaicochea, especialista petrolero y crítico de la forma en la que Pemex está desarrollando Chicontepec dijo que las únicas vías para mejorar su desempeño es encontrar una tecnología que realmente permita incrementar su producción y que sea rentable. *“Los trabajos en Chicontepec comenzaron a la inversa, porque confiaron en que durante el desarrollo de los contratos concedidos, los contratistas y Pemex encontrarían la tecnología que permitiría mejorar la capacidad de producción de los pozos y hacer rentable el proyecto. Esto no sucedió”*, dijo. Por lo pronto, la suspensión temporal del proyecto supondría el diferimento de inversiones totales por 707 mil 137 millones de pesos para la perforación de 19 mil 181 pozos en total durante los próximos 17 años, último costo estimado por Pemex en julio de este año y que empezaría a ejercerse a partir de 2010. Ahora la subsidiaria contrato a cinco empresas de servicios para instalar laboratorios de campo durante los próximos 2 años, para realizar pruebas en pozos petroleros que ayuden a incrementar la producción de 29 a 48 mil barriles durante 2010. El objetivo es realizar pruebas tecnológicas que ayuden a incrementar la producción del activo.

De este yacimiento que se extiende en una superficie de 3 mil 875 kilómetros cuadrados, en una zona que comparten los estados de **Veracruz** y **Puebla**, no se podrá extraer ni todo el petróleo ni gas que se tenía previsto originalmente ni se obtendrán las cifras millonarias de ingresos comprometidas para el país. En julio de 2008, se había

estimado extraer de este activo un nivel de producción máxima de 808 mil barriles diarios de petróleo crudo y 970 millones de pies cúbicos por día de gas, pero en 2017, pero ahora se piensa que sólo se puede extraer 134 mil barriles diarios y 161 millones de pies cúbicos por día hasta el año 2020. Esto supone una caída en las expectativas de producción de petróleo crudo y gas en Chicontepec de 83.2%, respecto a las metas comprometidas apenas hace un año cuatro meses.

Pero no sólo eso, en el *“Análisis costo-beneficio”* del proyecto que presentó el



entonces director de **Pemex**, **Jesús Reyes Heróles**, a las autoridades de Hacienda para finales de 2008 se planteó que entre 2009 y 2023 Chicontepec le dejaría a México ingresos

por 2 billones 153 mil millones de pesos mexicanos por la venta del petróleo y gas que se extraería de sus 29 campos a un precio promedio de 45.25 dólares por barril. También se planteó que aportaría al fisco 564 mil 600 millones de pesos en impuestos durante esos 14 años. Sin embargo, hoy con las nuevas expectativas de producción (considerando el mismo precio de referencia calculado por Pemex), los ingresos e impuestos, que México puede esperar de lo que es un ambicioso proyecto, son de apenas 359 mil 754 millones y 95 mil 992 millones de pesos, en forma respectiva.

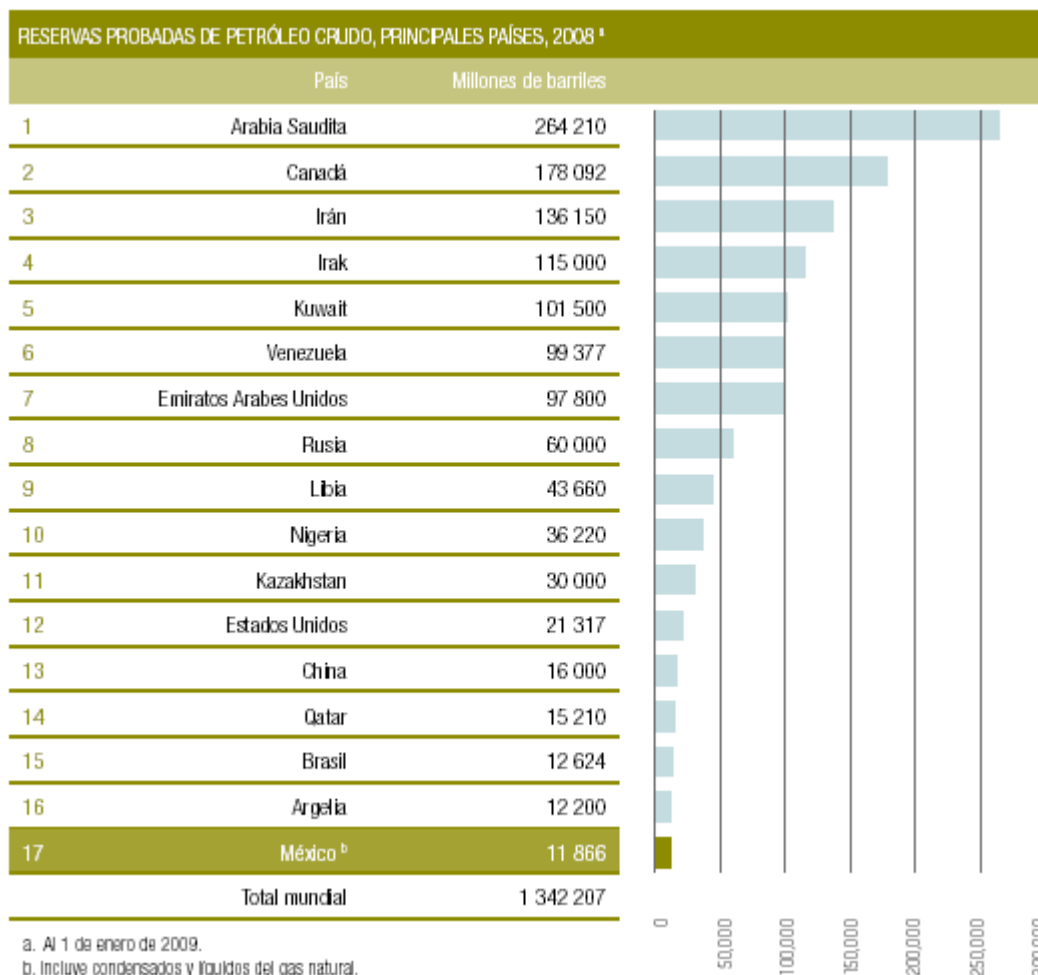
A ello se suma la declinación natural de los principales yacimientos que siguen dando sustento petrolero a México, sobre todo **Cantarell**, que en su momento fue considerado el sexto campo productor más importante del mundo. La participación de este yacimiento a la producción mexicana continúa a la baja. Cifras consolidadas al mes de octubre refieren que en tan sólo un año bajó 34,3% a 24,6%. Desde hace un par de años la paraestatal petrolera incrementó el nivel de inversiones para controlar el declive en la producción de Cantarell, pero el volumen de gas que se ventea y que genera un efecto económico y ambiental negativo también creció²⁸. En 2008 PEP envió a la atmósfera un millón 330 mil pies cúbicos al día de gas natural, lo que equivale al 18% de la producción total mexicana (siete mil millones de pies cúbicos al día), lo que implicó una pérdida económica por 40 mil millones de pesos mexicanos.

En su programa operativo para 2010, Pemex plantea que para diciembre de 2010 este activo producirá alrededor de 485 mil barriles diarios de petróleo, un volumen infinitamente menor al máximo nivel alcanzado en 2004 que fue de 2.2 millones de barriles por día, lo cual complica la situación de México porque Pemex no pudo encontrar nuevos yacimientos que puedan sustituir la producción que Cantarell dejó de aportar. Así las cosas, el petróleo crudo que México demanda para el año 2010, seguirán extrayéndose de los campos tradicionales –algunos de los cuales se han sobreexplotado–, porque Pemex no encontró nuevas fuentes de abastecimiento, ni en tierra ni en aguas someras o profundas.

George Baker, especialista del sector energético, consideró que con los resultados que se espera alcanzar el próximo año es evidente que México va a registrar una década pérdida en lo que respecta a materia petrolera. La producción en los últimos 10 años por ejemplo bajará de 3 millones de barriles diarios en 2000 a 2 millones 504 mil barriles por día. Pemex como empresa y México como país petrolero perdieron posiciones en el ranking mundial, reflejando la crisis de la industria en la década que está por concluir.

2008	
POSICIÓN MUNDIAL DE MÉXICO	
Reservas probadas de petróleo crudo	17°
Reservas probadas de gas natural	35°
Producción de petróleo crudo	6°
Producción de gas natural	13°
Capacidad de destilación primaria	14°

²⁸ El Financiero, “*Piden usar bien dinero en Cantarell*”, (7/12)



La situación es mucho más grave porque en el año 2004 el país registró el máximo nivel de producción con 3 millones 382 mil barriles de crudo por día, lo que representa una caída respecto al volumen esperado para el próximo año de 26%. Las reservas probadas, que son el volumen de petróleo crudo económicamente explotable y de donde se obtiene la producción diaria y excedentes para exportar se redujo de 25 mil 70 millones de barriles a 14 mil 307 millones en el periodo 2000-2010.

El **Anuario Estadístico de Pemex 2009**²⁹ señala que México pasó del noveno al décimo séptimo en materia de reservas; cayó del lugar 21 al 35 en reservas de gas; y se mantuvo estancado en el décimo cuarto lugar en capacidad de refinación. Por si eso fuera poco, México prácticamente desaprovechó el potencial de ser exportador de petróleo crudo en estos diez años.

Entre 2000 y 2010, Pemex habrá generado ingresos derivados de la venta externa de crudo a los mercados de Estados Unidos, Europa y Lejano Oriente del orden de 261 mil 472 millones de dólares, pero sólo una mínima parte de esos recursos, 58 mil 900 millones (22% del total) fueron empleados para reinvertir en la principal área operativa de la industria que es exploración y producción. La dirección Corporativa de Finanzas de Pemex reconoce que del total de inversiones destinadas a PEP, un amplio porcentaje provienen de endeudamiento, de ahí que la paraestatal registre el mayor nivel de endeudamiento de su historia, 103 mil millones de dólares (equivalente al 40% del valor de todas las exportaciones de petróleo crudo realizada en la década).

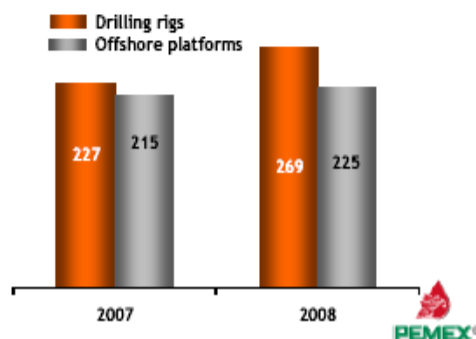
²⁹ http://www.ri.pemex.com/files/content/1_AE_COMPLETO.pdf

“Por eso esta industria padece problemas operativos, caída de producción y reservas porque no encontraron grandes hallazgos que vengán a sustituir el crudo que se extrajo de campos como Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Burgos, Delta del Grijalva, Chicontepec, Cárdenas y J.Bermúdez entre otros y los cuales están en franco declive”, señaló el consultor **Jaime Brito**.

Upstream Production Short Term Strategy



Enhanced recovery projects	Production 2008 (Mbd)
1. Cantarell (N ₂)	1,016
2. Ku-Maloob-Zaap (N ₂)	706
3. A. J. Bermúdez (N ₂)	157
4. Crudo Ligero Marino	157
5. Caan	115
6. Ixtal-Manik	97
7. Chuc	96
8. Jujo-Tecominoacán (N ₂)	76



¿Cuál es el estado actual de los pozos y yacimientos?

Después de **Cantarell, México** debe reevaluar la industria petrolera y el primer paso es verificar las reservas petroleras probadas, probables y posibles. En marzo se tendrá un avance de la información real del estado que guardan los pozos y los yacimientos. Esto va a dar un nuevo mapa de los recursos petroleros de ese país. Los estudios para incrementar las reservas se concentrarán, principalmente, en campos petroleros en tierra y en aguas someras. Una de las zonas donde se pueden identificar mayores hidrocarburos es el campo **Salina del Istmo**, donde hay más de 6.800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, de crudo y gas. Otras zonas con grandes posibilidades de encontrar mucha más reservas son los yacimientos de **Macuspana, litoral de Tabasco, Chiapas, Comalcalco** y **Aguas Profundas**.

Al mismo tiempo, para aumentar la producción de gas a 110 millones de pies cúbicos diarios para 2012, **Pemex** perforará 144 pozos en **Tamaulipas**. En la primera fase empezará con un total de cuatro equipos de perforación, además de que se le dará mantenimiento a los pozos. Para obtener esta producción, la paraestatal construirá una estación de recolección de 99 kilómetros de gasoductos y la rehabilitación con una inversión superior a los 30.4 millones de dólares de la brecha “*El Becerro*” de este municipio, cuya longitud es de 60 kilómetros. El contrato fue adjudicado a la compañía tamaulipeca IPC del grupo R, entre unas 10 empresas que participaron en la licitación³⁰.

Con la pavimentación de la brecha el Becerro, Pemex podrá operar 14 estaciones de recolección que están ubicadas en campos como **Fundador, Pípila, Torrecilla**, entre otros, y hará más eficientes y oportunos unos 424 pozos que se tienen en operación. A lo largo de esta brecha, Pemex obtiene 300 millones de pies cúbicos por día de gas.

La importación de GNL, alternativa ante el declive de la producción local

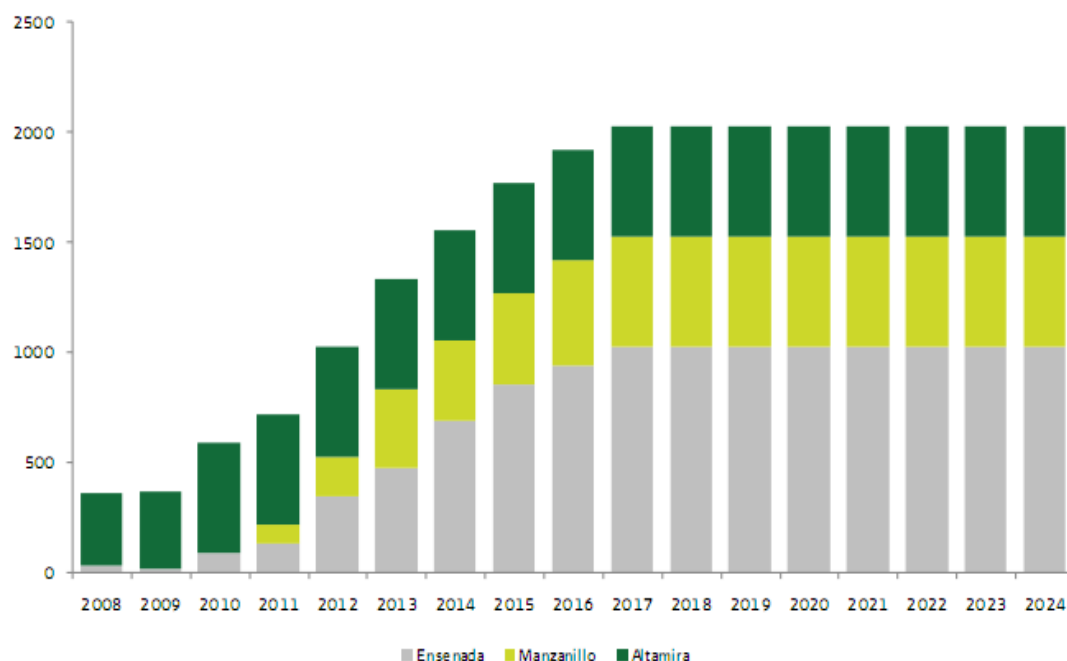
Con el propósito de garantizar el suministro de GNL, se establecieron estrategias de diversificación de fuentes de suministro del gas natural como parte de la política energética mexicana. Así, se ha venido dando un impulso a las terminales de regasificación para importar GNL. En este contexto se considera un escenario de planeación las importaciones de las terminales **Altamira, Ensenada y Manzanillo**.

Las importaciones de GNL repuntarán en un 60% en el 2010, promediando 586 millones de pies cúbicos diarios, por encima de los 367 millones de pies cúbicos diarios del año que terminó. De acuerdo con las previsiones del gobierno, la mayor parte del incremento llegará a través de la planta de regasificación de GNL de Altamira, en la costa del **Golfo de México**.

Las terminales de **Altamira y Ensenada** se encuentran en operación comercial y paulatinamente se acercarán a la capacidad programada y permitida de regasificación de GNL que les otorgó la CRE. La terminal de GNL de Altamira se encuentra funcionando desde septiembre de 2006 cuando inició su operación comercial. Altamira, que manejó alrededor de 350 millones de pies cúbicos diarios de gas este año, debería operar a su máxima capacidad de 500 millones de pies cúbicos diarios en el 2010. De acuerdo a lo planeado por la CFE, esta terminal seguirá abasteciendo el suministro de gas de las centrales **Altamira V, Tamazunchale I, Tuxpan II y V**, además se espera que la central de ciclo combinado Valle de México reciba gas a partir de 2009, en tanto la termoeléctrica convencional y el ciclo combinado de Tula consumirán este gas en 2010. Por su parte las centrales Valle de México II y Jorge Luque recibirán gas nominado de la terminal de GNL en 2013 y 2015, respectivamente.

³⁰ Milenio, “*Contempla Pemex perforar 144 pozos en Tamaulipas*”, (8/12)

Importaciones de gas natural licuado, 2008-2024 (millones de pies cúbicos diarios)



También las importaciones a través de la terminal de Ensenada, en la costa del Pacífico en el estado de Baja California se incrementarán ya que el monopolio energético estatal empieza a alimentar plantas de la zona de la frontera Tijuana con gas de esa terminal. Ensenada abastecerá las plantas generadoras de electricidad y diversas industrias del estado de **Baja California** a través de un nuevo gasoducto de 72.42 kilómetros que se interconecta con los ya existentes en el área (**Gasoducto Bajanorte**). Por el lado de las centrales de generación, la CFE también se encuentra vinculada a esta terminal, dado que centrales como **Baja California II y III**, Presidente Juárez 5,6 y su ciclo combinado, así como algunas turbogás de la zona de **Tijuana** recibirán GNL de la terminal a partir de 2010. Cabe señalar que CFE tiene un contrato con el dueño de la terminal, **Sempra Energy**, aunque la otra mitad de la capacidad en uso de la terminal está reservada por **Shell**, quien se prevé suministrará gas para exportación de electricidad de la región y el resto lo comercializará en los estados de California y Arizona.

Para 2012, las importaciones de GNL continuarán subiendo, luego del comienzo de operaciones en el 2011 de la tercera regasificadora de México, en el puerto de Manzanillo, en la costa del Pacífico. Esa terminal alcanzará su capacidad máxima de 500 millones de pies cúbicos diarios en 2018. La construcción de esta terminal es paralela a la repotenciación de cuatro de las seis unidades que actualmente se encuentran en operación, cabe señalar que el gas de pruebas para la primera unidad lo proporcionará **Pemex**. Durante el primer año se planea que el flujo se distribuya en la primera unidad repotenciada en Manzanillo y la Central Bajío, posteriormente en 2012 y 2013 el suministro se extenderá a la segunda unidad repotenciada y la central de Salamanca. Finalmente también dotará de gas a las centrales Occidental I y II, así como el resto de las unidades repotenciadas en Manzanillo. El gobierno mexicano espera que las importaciones de GNL alcancen más de 2 millones de pies cúbicos diarios en 2017. El GNL cubrirá el 32% de la demanda proyectada de gas natural doméstico en el 2024.

Perspectiva 2009-2024, crecimiento menos dinámico en la demanda mexicana de gas natural respecto del periodo histórico

Durante el ciclo prospectivo 2008-2024 se estima un crecimiento menos dinámico en la demanda interna de gas natural respecto al periodo histórico. Mientras que en la última década la demanda nacional creció a 5.9%, hacia el futuro se estima que se incrementará 2.8%, esto tiene dos explicaciones: la primera que durante la década pasada se realizó un amplio proceso de sustitución de centrales de generación de electricidad en CFE desplazando al combustóleo por el gas natural, y con ellos un gran número de ciclos combinado fueron instalados. La segunda es que hacia el futuro la política energética pretende generar una mayor diversidad del uso de fuentes de energía para el sector eléctrico, donde el objetivo es no depender tanto del uso del gas natural y dar cabida a otras tecnologías que usen principalmente energías renovables.

Aún así, el crecimiento de la demanda de gas natural será sin duda uno de los más dinámicos en el mercado de combustibles. De esta manera para 2024, la demanda estimada de gas natural alcanzará un volumen de 11,182 mmpcd, de los cuales la mayor parte del crecimiento provendrá del sector eléctrico, llegando a un volumen a 4,864 mmpcd. Dentro de los sectores de consumo, destaca el sector petrolero por su intensa actividad que tendrá en el periodo, mismo que sus requerimientos de gas natural, tanto de las subsidiarias como del gas utilizado en las recirculaciones de los pozos petroleros. Así, durante el periodo 2008-2024, Pemex intensificará sus actividades de perforación y mantenimiento de pozos, con lo que para revertir la caída de la producción de petróleo será necesario inyectar gas natural para el mantenimiento de la presión de muchos de sus pozos productores de petróleo.

Además, la instalación de tres nuevas capacidades de refinación en 2015, 2017 y 2022 necesarias para abastecer el mercado nacional de petrolíferos, requerirán un consumo de gas importante para la operación de esos centros de transformación. Lo mismo ocurrirá en **Pemex Petroquímica** quien incrementará la producción de amoníaco, entre otros proyectos, por lo que requerirá mas gas natural como materia prima en sus procesos productivos. Finalmente, el proyecto de la planta de cogeneración en Nuevo Pemex requerirá una demanda importante para el sector petrolero, del cual se beneficiarán las subsidiarias de Pemex promoviendo una generación más eficiente de energía eléctrica utilizada para sus operaciones.

En el sector industrial el crecimiento del consumo de gas natural será de 2.0% anual en promedio entre 2008 y 2024, y se estima que las ramas cuya expansión aumentará la demanda del combustible en el sector son las industrias de metales básicos, la industria química y la del vidrio y productos del vidrios. Destaca en los consumos de la industria química aquellos requerimientos del proyecto **Etileno XXI** que comenzarán en 2013.

Por el lado de la oferta nacional, ésta crecerá a un ritmo de 2.3% en el periodo 2008-2024, de tal manera que llegará a una producción de gas seco de 8,668 mmpcd en el último año. Cabe señalar que, la producción aguas arriba provendrá de proyectos en cuencas terrestres y un incremento en las actividades tanto en aguas someras, la expectativa del desarrollo en aguas profundas, mediante el proyecto de Lackach con el que PEP está

planeando incorporar producción en 2013, al tiempo que se continúa con los proyectos de explotación en **Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Burgos y Veracruz**; además, de la intensa actividad en **Aceite Terciario del Golfo**.

Con el respaldo de los proyectos citados, PGPB estaría disponiendo de gas natural en forma incremental en sus plantas de procesamiento, lo que permitiría aumentar esa oferta de gas seco a un ritmo de 2.5% promedio anual en el periodo 2008-2024, hasta alcanzar un volumen de 5,169 mmpcd en el último año. Además, estaría inyectando al SNG un volumen de 1,119 mmpcd de gas seco directo de los campos de PEP y reinyectaría a los ductos etano por 46 mmpcd que obtendría de sus plantas fraccionadoras en el mismo año. En este sentido, destaca que conforme avanza el periodo de análisis, PGPB estaría comercializando gas seco de mayor calidad, en cuanto contenido de metano se refiere, dado que las reinyecciones de etano van disminuyendo hacia 2024.

El comercio exterior de gas natural se perfila muy dinámico. La balanza comercial será deficitaria en todo periodo de 2008-2024, alcanzando un saldo mínimo neto de 899 mmpcd durante 2011, mientras que al cierre del periodo de estudio el saldo neto de las importaciones se estima que llegue a 2,514 mmpcd. Se prevé que las importaciones de gas natural crecerán 1,681 mmpcd en 2024 respecto a 2008, esta consideración es mayor a la estimada el año anterior debido a que en este ejercicio se considera el uso de la capacidad de regasificación reservada por **Shell** en el proyecto **Energía Costa Azul** (terminal de GNL de Ensenada), con lo que casi 67.1% de las importaciones de gas natural en 2024 provendrán de contratos de GNL en tres terminales de regasificación que se contemplan en el periodo de análisis.

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