

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS, A.C.**



**GASIFICAR A MÉXICO. REALIDADES OPERATIVAS, FISCALES Y RETOS  
AMBIENTALES DE LA REFORMA ENERGÉTICA.**

**TESINA**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRA EN PERIODISMO Y ASUNTOS PÚBLICOS**

**PRESENTA**

**KAROL AVE EUGENIA GARCÍA ZUBÍA**

**DIRECTORA DE LA TESINA**

**DRA. MIRIAM GRUNSTEIN DICKTER**

**MÉXICO, D.F., AGOSTO 2015**

## **Gasificar a México: realidades operativas, fiscales y retos ambientales de la reforma energética**

*Karol García Zubía*

En una de las mayores transacciones entre petroleras de la última década, Shell acordó la compra de la gasera más grande del Reino Unido y una de las de mayor peso en el mundo: British Group Gas, o BG, por nada menos que 70,000 millones de dólares. La apuesta de la gigante anglo-holandesa, como refirió The Economist en el artículo *A vote for gas*, fue por la adquisición de reservas de hidrocarburos con menores costos de producción que las que tiene en el Ártico o las aguas profundas del Golfo de México. Con esta transacción, las acciones de ambas firmas juntarán un valor de mercado de 250,000 millones de dólares, con lo que Shell espera invertir y generar valor a través de operaciones que le permitan arrebatarse el trono a ExxonMobil como la petrolera más rentable del globo en el 2018.

Además, con la adquisición de una gasera, Shell apostó por convertirse en el tercer mayor productor de gas natural del mundo, sólo por debajo de las gigantes nacionales rusa e iraní. El consumo de gas natural en el mundo se incrementará en más de 50% al llegar al 2035 en relación con el 2010, y proveerá más de 25% de la demanda energética primaria del globo, según el escenario *Golden Age of Gas* de la Agencia Internacional de Energía. En el documento, la agencia predice que la época del petróleo como principal proveedor de energía primaria va de salida y ahora toca al gas, con menores costos ambientales y de producción, tomar su lugar. “Los dinosaurios permanecerán, pero estamos en una era de mamíferos”, enfatiza el diario inglés.

En México, el Congreso aprobó en 2014 una reforma constitucional que además de planteamientos como incrementar la competencia, disolver el monopolio de las estatales y

aumentar la producción energética, tiene objetivos como contar con mayor abasto de hidrocarburos a menores precios, atraer inversiones al sector y reducir los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas. A la par de la reforma, el gobierno publicó su Estrategia Integral de Suministro de Gas, que contempla el incremento del transporte, almacenamiento y distribución de este hidrocarburo.

La meta concreta en torno al gas es pasar de una producción de 5,700 millones de pies cúbicos diarios actuales, a 8,000 millones en 2018 y a 10,400 millones en 2025, según la Prospectiva de gas natural y gas licuado de petróleo que la Secretaría de Energía elaboró durante la etapa de diseño de la reforma energética. Los planes de la actual administración son incrementar en 75% la red de gasoductos del país, para lo cual se añadirán más de 8,385 kilómetros al tendido actual en 2018.

El gobierno asegura en la exposición de motivos de la reforma que con estas metas bajará incluso el precio de los alimentos en el país y que los efectos en la economía de los cambios legislativos en su totalidad añadirán dos puntos porcentuales al Producto Interno Bruto (PIB) nacional.

En la posible entrada a una era global de dominio del gas y con una reforma que busca el incremento en las actividades relacionadas con este hidrocarburo, se vuelve pertinente cuestionar: ¿la política de incrementar la producción de gas en México, planteada en la reforma energética, es factible y tendrá un impacto positivo en el crecimiento económico nacional?

A lo que respondemos con la siguiente hipótesis a desarrollar a lo largo de este texto: el incremento en la producción de gas no se relaciona por sí solo de manera positiva con el PIB, sino que este efecto depende de otras variables como un plan de exportaciones en el mediano plazo, un régimen fiscal que privilegie la explotación de gas por encima de la producción de

crudo y transparencia y coordinación entre los organismos públicos relacionados con estas actividades en caso de que arranque de manera masiva la explotación del *shale* en el país.

En el presente reportaje, revisaremos los antecedentes en la regulación del transporte de gas que dieron origen a los cambios regulatorios del 2014 en torno a este hidrocarburo; posteriormente, analizaremos la evolución de la producción en los últimos años y las condiciones para su incremento en el régimen fiscal del nuevo esquema; también, revisaremos la correlación entre la producción y comercio exterior del gas con el PIB de distintos países a lo largo de la historia, así como el plan de importaciones que plantea el gobierno mexicano y, finalmente, analizaremos los retos ambientales y de transparencia en la información que enfrentará la explotación masiva del *shale* gas.

### **ANTECEDENTES 1995-2013, LA APERTURA FALLIDA**

Para empezar, debemos tener claro que México cuenta con reservas probadas, listas para su explotación comercial, por 12.3 billones de pies cúbicos de gas natural, con lo que ocupa el lugar 35 entre los países con más de este tipo de reservas, con 0.2% del total global, según cifras del 2014 de la Administración de Información Energética (EIA) de Estados Unidos. Petróleos Mexicanos (Pemex), la estatal mexicana que durante poco más de 75 años tuvo exclusividad para la extracción de gas, es la novena compañía productora de este combustible en el mundo, según las estadísticas del 2014 de British Petroleum.

Los recursos prospectivos de gas –llamados así porque su existencia se determina a partir de estudios geológicos en yacimientos aledaños, sin que exista inversión para convertirlos en reservas– en el país, de 681 billones de pies cúbicos, convierten a México en el sexto poseedor de gas de *shale*, contenido dentro de las rocas lutíferas de la región, según la EIA.

El antecedente de la apertura en la cadena de valor relacionada con el gas natural se remonta a 1995, cuando el Congreso aprobó una iniciativa para modificar la Ley Reglamentaria del

Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía creado tres años antes para regular actividades como el suministro y venta de energía eléctrica, principalmente.

Entonces se estableció que el transporte y distribución, además de las importaciones a través de ductos no propiedad de Pemex, y el almacenamiento no relacionado con la exploración y producción dejaban de ser actividades exclusivas del estado y podían ser ejecutadas por terceros mediante permisos otorgados por la CRE.

Francisco Salazar Diez, presidente de la CRE, explicó en entrevista que “en el marco del entonces reciente tratado de libre comercio con América del norte, era prioritario instrumentar medidas que apoyaran la competitividad de la industria nacional. Una medida de alto impacto era proveer de energía eléctrica económica la actividad productiva del país. Se preveía que un menor costo de electricidad a partir de mayor generación con base en gas, pudiera apoyar a los productores nacionales frente a los menores costos de generación que enfrentaban sus competidores”.

Sin embargo, la apertura a las inversiones se dio sólo en el transporte y distribución de gas, mientras que la producción siguió siendo facultad exclusiva de Pemex, lo que sujetó a los transportistas a comprarle el hidrocarburo de primera mano a la estatal mexicana, a través de su subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Con ello, el propósito de incrementar la competencia se enfrentó con que la infraestructura para llevar gas a los mercados era limitada, ya Pemex manejaba una multiplicidad de tareas como la exploración, producción y refinación de hidrocarburos y petroquímicos primarios, con lo que enfrentaba decisiones de asignación presupuestal entre todas sus obligaciones. “Como sabemos, la paraestatal tendía a apoyar las actividades de mayor rentabilidad, desdeñando obras necesarias pero menos redituables”, dijo Salazar Diez.

Como explica Miriam Grunstein en el capítulo que hace referencia a este tema dentro del artículo *Tres reguladores, tres retos* (Cidac, 2011) incluso con esta nueva regulación, no había condiciones de competencia para la proveeduría o transporte de gas natural, y entonces: “regular el costo de la molécula del gas y de los servicios a *valor de mercado* sin que éste existiera, requería que se simulara que Pemex era un agente en un entorno de competencia, pues hasta el momento Pemex había actuado como protagonista único de un área reservada al estado. Naturalmente, para el monopolio, la presencia de fuerzas de *mercado* para la fijación de precios era algo más conceptual que práctico”.

La estatal, mediante su subsidiaria PGPB mantuvo hermetismo sobre los factores que componían el precio de la molécula de gas y los servicios para su entrega. Los compradores, atados a un régimen de ventas de primera mano por parte de la estatal, no tuvieron más opción que aceptar los términos que proponía Pemex “y en general llevar una relación funcional con éste”, refiere Grunstein.

En la búsqueda por modificar la situación que la estatal enfrentaba frente a los privados en este contexto, la CRE diseñó en 1996 el instrumento denominado Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS001-1996, donde se buscó implementar condiciones como el suministro eficiente con ventas de primera mano que reflejaran condiciones de un mercado competitivo, evitando la discriminación indebida en el acceso a la infraestructura, previniendo subsidios cruzados entre los servicios prestados por las empresas reguladas y con el diseño de un régimen de regulación predecible, estable, transparente y flexible que no tuviera cargas innecesarias a los regulados.

Pero, como refiere Grunstein, se requirió de otra simulación: la suposición de que Pemex actuaba en competencia real, como un jugador más con condiciones iguales que los participantes en el mercado gasero relevante del sur de Texas.

Además, la disposición transitoria 12.3 de dicha Directiva citada establecía que: “hasta que la Comisión apruebe los términos y condiciones generales que regirán las ventas de primera mano, éstas se sujetarán a la metodología aprobada el 21 de julio de 1995”.

“Esta primera previsión de un régimen transitorio era puramente práctica: en los plazos en que se desarrolló la regulación de precios y tarifas era imposible aprobar un documento tan complejo como el régimen contractual de ventas de primera mano”, aseguró Salazar Diez.

De hecho, fue hasta agosto de 2000 que la CRE aprobó una primera parte de la Directiva de gas natural, con otra resolución transitoria derivada de que no se contaba aún con el conjunto de elementos que integraban los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano.

Así pues, explicó Salazar Diez, se instauró un régimen transitorio de ventas de primera mano que derivó de la imposibilidad de contar con una legislación que abarcara todos los elementos necesarios para regular el transporte de gas que por ley era un negocio abierto. En tanto, la CRE se limitó a aprobar las propuestas para el incremento de la red que presentaba PGPB.

“Por lo anterior, el proceso de convergencia entre la visión del regulado y el regulador fue laborioso y complicado, habida cuenta que aquél pretendía mantener los esquemas contractuales desarrollados históricamente con su visión de monopolista”, dijo el presidente del regulador.

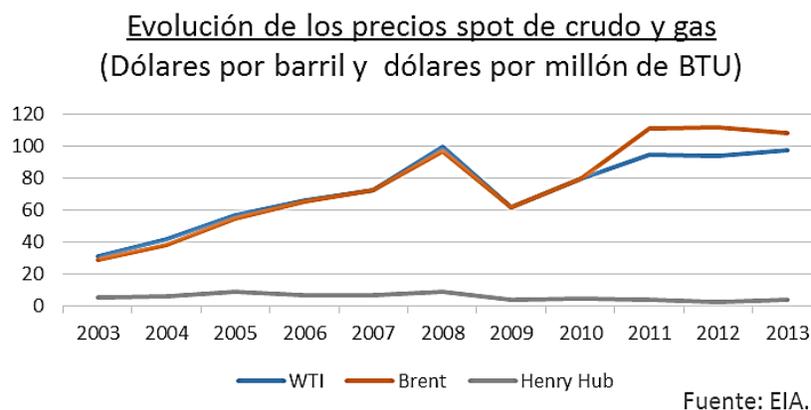
En la medida en que se fueron aprobando todos los instrumentos que constituían la regulación de ventas de primera mano, la CRE quiso avanzar en la implementación del régimen permanente para hacer efectivo el acceso abierto en el Sistema Nacional de Gasoductos, propiedad de PGPB, a fin de asegurar un uso adecuado de la infraestructura y generar señales para la ampliación de la capacidad de transporte. “Lamentablemente, el escenario de precios ya no era propicio”, dijo Salazar Diez, porque el precio del gas en el mercado al que se indexó

México, del sur de Estados Unidos, cayó de tal manera que el incremento en la demanda nacional volvió insostenible el transporte del hidrocarburo a través de la red de ductos del país.

### **ALERTAS CRÍTICAS Y DESABASTO**

En el mundo, la dinámica y metodologías distintas para el establecimiento de precios spot –de mercados dinámicos en que convergen tal número de compradores y vendedores que vuelven necesarias las referencias tarifarias estandarizadas para las múltiples transacciones– llevaron a que poco a poco se desvincularan los precios entre del gas y el crudo, con las respectivas consecuencias para México, un país que además de importar gas tiene una política tarifaria basada en la intención de generar la competencia explicada en el capítulo anterior, por lo que el precio de la molécula se fija mediante una indexación estipulada como el costo de oportunidad para las ventas de primera mano que realizaría Pemex en condiciones reales del mercado relevante Henry Hub del sur de Estados Unidos.

A continuación, la gráfica de la evolución de dos de los principales precios de referencia de crudo en el mundo en relación con el hub gasero estadounidense al que se indexa México:



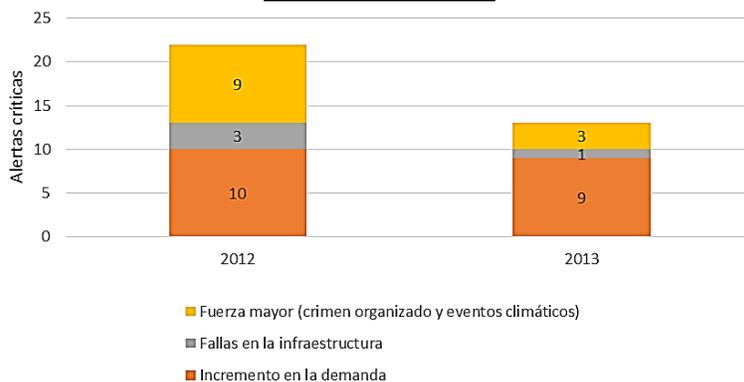
Como se muestra, los picos en el precio del crudo del 2008 y 2011 no se observaron en la evolución de los precios del gas. Por otra parte, la caída más drástica de la década en el precio

del petróleo fue consistente con la baja el precio del gas, pero la recuperación desde ese año y hasta el 2013 del precio del crudo ya no se observó en el precio del gas.

El precio del gas natural de la región norteamericana cayó de alrededor de 10 dólares por unidad térmica británica (BTU), a la mitad en cinco años, con lo que el consumo de gas natural se volvió cada vez más atractivo para los usuarios, en comparación con otros combustibles como el combustóleo o diésel. Esto incrementó la demanda de gas natural sobre todo en el sector industrial mexicano, lo que provocó insuficiencia en la infraestructura de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), con los consiguientes desbalances ocasionados por extracciones mayores que las inyecciones, al grado de poner en riesgo el funcionamiento del sistema; esta situación originó que en 2012 y 2013 PGPB emitiera el mayor número de “alertas críticas” para la reducción del consumo en su historia, con el fin de mantener un balance operativo adecuado en el SNG.

Fuente: ASF

Desabasto de gas natural como problematización para el cambio de modelo:



En 2012, PGPB emitió 22 alertas críticas, de las cuales 10 se debieron al incremento de la demanda de los clientes y bajas inyecciones de gas en el Sureste del país; tres se declararon por fallas en la infraestructura de procesamiento y transporte, y las nueve restantes fueron por causas de fuerza mayor, como afectaciones climáticas y daños al sistema provocados por las actividades del crimen organizado.

Ya en 2013, la CFE, el mayor consumidor de gas del país, tuvo una afectación económica de 4,254 millones de pesos –equivalente al 60% de la pérdida que reportó ese año– por no tener suficiente gas natural. Mediante 17 contratos de importación a través de las terminales de Manzanillo, Colima, y Altamira, Tamaulipas, la compra emergente de gas licuado tuvo un costo de entre 16.5 y 19.6 dólares por unidad, cuando el precio spot al que está indexado México para las compras en Estados Unidos y el país fue de entre 3 y 4 dólares por millón de BTU durante ese año.

De acuerdo con un análisis de la Auditoría Superior de la Federación, la falta de gas natural (el combustible más económico en el mercado) provocó que la estatal eléctrica recurriera a comprar combustóleo y diésel, a precios más altos, para generar energía. Tuvo que hacerlo debido a que en ese año aumentaron las alertas críticas de Pemex.

Con la auditoría, se constató que PGPB, en su carácter de transportista del SNG, emitió 13 alertas críticas en 2013; dichos eventos se presentaron durante el primer semestre del año, y de ellos, el 53.8% (7) fueron por causas de consumos mayores a las inyecciones en el SNG; 15.4% (2), por inyecciones menores a los consumos en el SNG; 15.4% (2), por intento de

tomas clandestinas; 7.7%, (1), por indisponibilidad de equipo dinámico y el otro 7.7%, (1 evento), por condiciones climáticas adversas. También se reportó que incluso una de estas alertas, la Alerta Crítica “12-2013” fue la de mayor duración en la historia: 59 días, en los que se ordenaron reducciones de entre 25% y 50% a los consumidores de gas en el Golfo de México.

“Si tornamos a los sucesos históricos asociados al manejo de la capacidad, PGPB continuó operando el sistema de transporte en condiciones cada vez más críticas, hasta que fue imposible satisfacer la demanda de gas. Al mismo tiempo, no transparentó información al mercado para anticipar el agravamiento de las circunstancias”, dijo el presidente de la CRE.

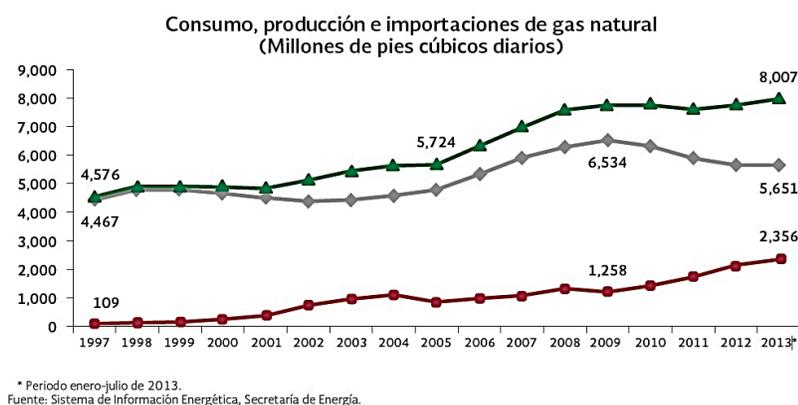
Para cumplir con los objetivos de incrementar el crecimiento económico del país mediante el sector energético con medidas como el incremento en la producción, mayor abasto a menores precios de gas y la atracción de inversiones planteados en la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural, es necesario contar con un régimen integral y permanente, sin disposiciones transitorias y sin ficciones regulatorias en torno a este hidrocarburo. El gobierno no puede darse el lujo de otras dos décadas de retraso y para ello llegó el momento de hablar de la reforma energética del 2014, cuya problematización basada en la eficiencia mediante el incremento de la producción a través de la atracción de inversiones se analizará en el siguiente apartado.

## **2014: LA REFORMA QUE BUSCA AUMENTAR LA PRODUCCIÓN**

El proceso de la reforma energética mexicana inició el 12 de agosto de 2013, cuando el Ejecutivo envió la iniciativa de reforma constitucional al Congreso de la Unión. A partir de ahí siguieron meses de discusión en el Congreso federal y una muy rápida aprobación en los congresos locales, hasta que fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de

diciembre de 2013, siendo hasta el segundo semestre del 2014 cuando se aprobó su la legislación secundaria y se publicaron los respectivos reglamentos.

La Reforma Energética se aprobó en un contexto en el que los indicadores de producción de hidrocarburos en el país reflejaban que ésta había dejado de ser sostenible y estaba en crisis desde hacía varios años. Aquí el indicador del gobierno relativo al gas en el que se observaba que el crecimiento del consumo (la línea verde), no logró satisfacerse con la producción (la línea gris), por lo que hubo que incrementar 21 veces la importación del hidrocarburo en 15



años (la línea roja):

El cambio legislativo aprobado se caracterizó principalmente por introducir un esquema de competencia mediante la entrada de capital privado nacional y extranjero al sector energético. Las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ahora pueden ser realizadas por terceros mediante contratos celebrados con el Estado. Pemex y la CFE fueron transformadas en empresas productivas del Estado para gozar así de autonomía presupuestal. Además, pueden celebrar asociaciones con otras empresas para la explotación de hidrocarburos.

En lo que respecta al gas, los cambios legislativos tuvieron el objetivo de incrementar la exploración y producción, así como el transporte, almacenamiento y distribución del

hidrocarburo, al aprobarse modificaciones que permiten el ingreso de capitales privados mediante contratos firmados con el Estado en la parte alta de la cadena de valor, mientras que el resto de la cadena productiva de los hidrocarburos se abrió totalmente a la inversión privada, con lo que desde la transformación hasta la venta al público de productos dejó de ser facultad exclusiva del Estado y puede realizarse mediante permisos otorgados por la CRE.

Para ello, se modificaron las facultades de los dos reguladores existentes: la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) –surgida en 2008– y CRE, a las que se otorgaron atribuciones como regular y supervisar la exploración y la extracción de hidrocarburos; licitar y suscribir los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos; administrar, en materia técnica, las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, y asesorar técnicamente a la Secretaría de Energía en materia de exploración y producción de hidrocarburos, en el caso de la primera, y regular y promover el desarrollo de actividades como el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, así como el transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de productos terminados en el caso de la CRE.

Para contar con un gestor y administrador independiente del sistema de transporte de gas, la reforma incluyó también un decreto para la creación del Centro Nacional de Control de Gas, (Cenagas), un órgano descentralizado que supervisa las actividades de transporte y almacenamiento en la red nacional de ductos.

El Cenagas cuenta con atribuciones como instruir las acciones necesarias a los permisionarios de transporte por ducto y almacenamiento vinculado a ducto, para que tanto la operación diaria como la de mediano y largo plazo del sistema permisionado, se realice en estricto apego

a las obligaciones de acceso abierto, sin que se afecte en modo alguno la titularidad de los contratos de reserva de capacidad.

“Los instrumentos planteados en la reforma energética obedecen a una lógica de eficiencia que busca incrementar las inversiones en el sector para aumentar la producción de energéticos y la actividad industrial en torno a éstos”, aseguró Miguel Ángel Toro, Miguel Ángel Toro, analista de energía del Centro de Investigación para el Desarrollo AC (Cidac).

Es así que, con el nuevo marco regulatorio, el gobierno aspira a incrementar la producción y la actividad industrial en torno al gas. Pero existen muchos otros elementos que determinarán el éxito de este planteamiento.

A continuación, analizaremos las condiciones fiscales establecidas para la explotación de este hidrocarburo, que incluso con las modificaciones legales diseñadas para incrementar su producción, privilegian la extracción de crudo en el país.

## **PRODUCCIÓN Y RESERVAS, LA REALIDAD ASOCIADA AL PETRÓLEO**

El documento prospectivo que la Secretaría de Energía elaboró en 2014, a la par de los contenidos de la reforma energética y la Estrategia Integral para el Suministro de Gas Natural, para el gas licuado de petróleo (LP) y el gas natural, establece que las metas de explotación en un escenario post reforma energética, tomando en cuenta tanto la participación de Pemex como la de los potenciales licitantes de las rondas de adjudicación de contratos de exploración y producción, son las siguientes:

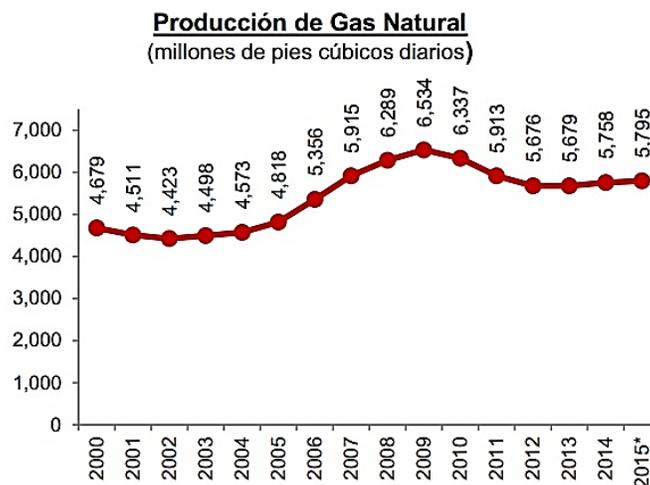
**PRODUCCIÓN PROSPECTIVA DE GAS NATURAL 2015-2028**  
(mmpcd)

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Producción gas natural	5,947	6,177	6,763	8,004	9,636	10,850	11,262	11,341	11,357	11,024	10,488	10,535	10,578	10,540
Pemex	5,783	5,185	5,014	4,984	5,067	5,019	5,034	5,425	5,848	6,185	6,362	6,378	6,358	6,261
Licitaciones (Rondas)	164	992	1,749	3,020	4,569	5,831	6,227	5,916	5,509	4,839	4,126	4,157	4,220	4,279

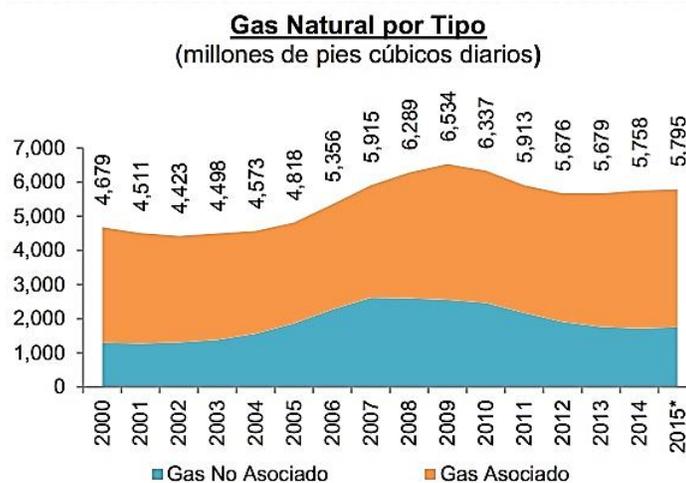
Fuente: SENER, 2015-2028 Escenario Reforma PEMEX.

Los planes gubernamentales contemplan que la producción nacional de gas natural se incrementará en 76% en 13 años, al pasar de 5,783 millones de pies cúbicos en 2015 a 10,540 millones de pies cúbicos en 2028. De la nueva producción, al menos el 40% provendría de terceros que firmen con el gobierno un contrato de producción, pero el resto seguirá siendo responsabilidad de Pemex o cualquier otra empresa productiva del Estado.

Sin embargo, a pesar de que México es el noveno productor de gas a nivel mundial, con una extracción diaria de 5,795 millones de pies cúbicos durante el primer trimestre del 2015, la producción de gas se incrementó apenas en una quinta parte en los últimos 15 años e incluso llegó a un pico productivo en 2009 que no logró sostener, como se observa a continuación:

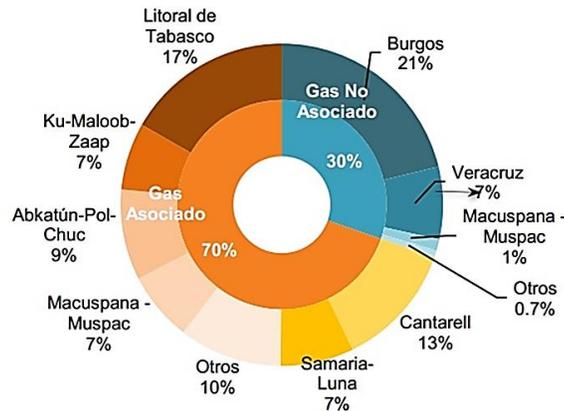


Y es que en la producción de hidrocarburos en el país, la extracción de gas ha sido relegada frente a la producción petrolera. Esto se debe a que la exportación y transformación de crudo genera la tercera parte de los ingresos totales del país, como se puede observar en la Ley de Ingresos de la Secretaría de Hacienda. De ahí que la producción de gas en yacimientos en los que también hay crudo, gas asociado, sea mayor y tenga más crecimiento que la de yacimientos de gas en los que no hay petróleo dentro del país, como a continuación se observa:



También podemos observar que el gas no asociado, extraído principalmente de cuencas terrestres en norte de la república, mantiene una participación menor a la tercera parte del total nacional, mientras que los mayores activos petroleros: Cantarell y Ku-Maloob Zaap, en la Sonda de Campeche, junto con el Litoral de Tabasco, ocupan casi 40% de la producción:

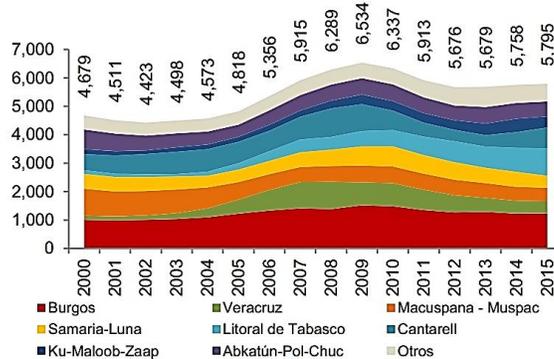
### Distribución del Gas Natural por Activo



Fuente: CNH.

Así, podemos observar que la estrategia de extracción de gas del gobierno mexicano a través de Pemex se ha basado en mantener la producción estabilizando la operación en el *play* no asociado Burgos, ubicado tierra adentro en los estados de Tamaulipas y Nuevo León, además del activo terrestre Macuspana-Muspac, en el sur de la república; mientras que sólo en época de precios bajos del crudo, como el 2009 en que el precio del barril de la mezcla mexicana cayó a menos de 40 dólares, se invirtió otro activo de gas no asociado: Veracruz, aunque el resto de las inversiones y su subsecuente extracción se siguen realizando en torno a activos

**Gas Natural por Activo**  
(millones de pies cúbicos diarios)



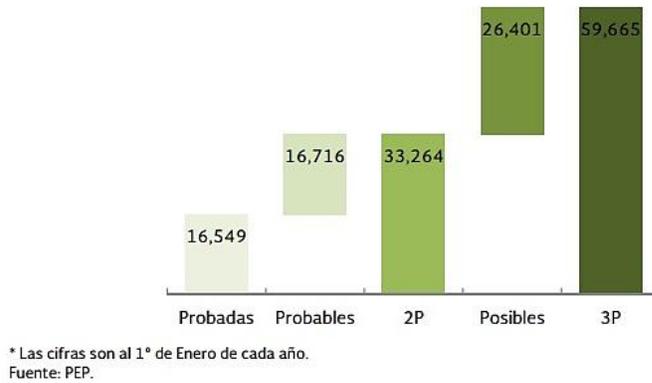
petroleros:

Lo anterior tiene también una consecuencia en términos ambientales y de afectación económica: la necesidad de producir más crudo en campos petroleros acelera la producción de gas sin que exista suficiente infraestructura para comprimirlo y transportarlo, por lo que entonces es necesario ventearlo a la superficie o quemarlo dentro del mismo campo. Por ello, hasta marzo del 2015, Pemex todavía quema y ventea un volumen de 266.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (equivalente a toda la producción del activo Bellota Jujo, en Tabasco); el 76.6% de este volumen de gas quemado y venteado lo componen los activos de la Sonda de Campeche Cantarell y Ku-Maloob Zaap, según el reporte de Pemex Exploración y Producción.

“La estrategia de acelerar la producción trajo volúmenes de quema y venteo que ya no eran sostenibles ambiental y estratégicamente; por eso, a partir del 2009 se estableció un techo límite anual permitido para esta actividad que desde entonces es supervisada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y que en el nuevo modelo tendrá una estrategia más sólida, ante la inminente llegada de otros regulados, con el fin de poder explotar de manera sostenible las reservas del país”, aseguró en entrevista Juan Carlos Zepeda, presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el regulador de la exploración y producción de hidrocarburos en México.

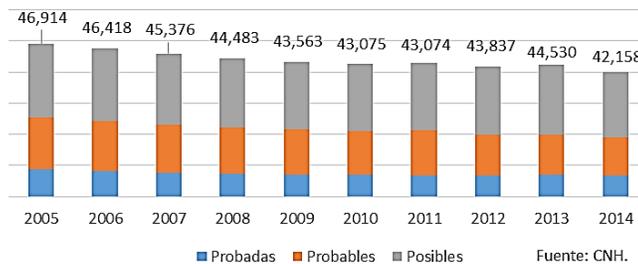
Ahora bien, en términos de reservas, el país ocupa el lugar 35 a nivel mundial, con 59% más reservas posibles (con una probabilidad de explotación comercial de 10%, derivado de la escasa inversión que se ha realizado para determinar su ubicación precisa, tipo y forma de extracción) que reservas probadas (cuya inversión en certificación permite calcular un éxito comercial de 90%), como se observa en el reporte de reservas nacionales del 2014:

**RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR CATEGORÍA\***  
(Miles de millones de pies cúbicos)



Las reservas totales del país, que suman los recursos probados, probables y posibles certificados de crudo, líquidos y gas de los yacimientos en barriles de petróleo crudo equivalente, han caído 10.1% en la última década, derivado tanto de la falta de actividad exploratoria como de una mayor necesidad de inversión en certificación de reservas en el país:

Reservas de hidrocarburos de la última década  
(millones de barriles de petróleo crudo  
equivalente)



Hasta marzo del 2015, el volumen de estas reservas se redujo 3.1%, situándose en 13,017 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con una tasa de restitución de 67.4%, lo que implica que por cada barril que se produce, se sustituye únicamente 0.674 del mismo. Esta

caída se debió principalmente a que se redujo la incorporación de gas porque con precios inferiores a los 5 dólares por millón de BTU en la comercialización y los altos costos para certificar reservas, resultó poco rentable invertir en este rubro, aseguró el que fue director de Petróleos Mexicanos (Pemex) Exploración y Producción (PEP) en 2014 y 2015, Gustavo Hernández.

“Las reservas ahí están, sólo hay que certificarlas”, dijo Gustavo Hernández, y es que las reservas probadas de gas cayeron 7.6% de un año a otro, ubicándose en 15,290 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero del 2015. El problema de la certificación de los recursos está vinculado a la necesidad de invertir en los yacimientos con mayor rentabilidad, que son los petroleros, como explicó el otrora director de PEP. En tanto, la certificación de reservas de crudo fue mayor en el mismo lapso, ya que éstas sólo cayeron sólo 1%, ubicándose en 9,711 millones de barriles.

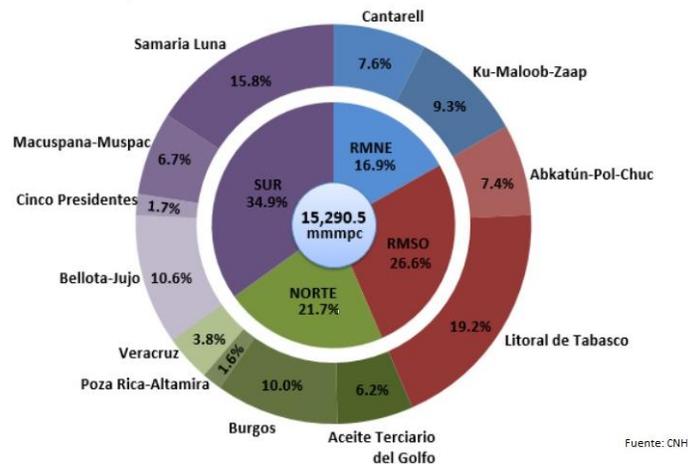
Con la información disponible de PEP, podemos observar que la caída en las reservas totales (probadas, más probables más posibles o 3P) de gas lleva una trayectoria constante al menos en los últimos tres años, en que pasaron de 61.6 billones de pies cúbicos a 59.7 billones de



pies cúbicos:

Pero los recursos están ahí, como dijo el otrora jefe de PEP. Sin embargo, el último reporte de integración de reservas probadas de Pemex Exploración y Producción refiere nuevamente que los recursos de la estatal, con el mandato de generar valor y la práctica presupuestaria de aportar el equivalente a la tercera parte de los ingresos fiscales nacionales totales, se concentran en la certificación de reservas de gas asociado a la producción de crudo, ya que sólo la quinta parte de las certificaciones de reservas probadas del 2014 corresponden a estos activos terrestres, incluso en la certificación de reservas únicamente de gas, sin tomar en cuenta el crudo:

**Integración de reservas de gas por activo al 1 de enero del 2015**



Pero por activo, tenemos los mayores reservorios de gas en las regiones no asociadas al petróleo, como lo muestra el reporte del 2014 de reservas remanentes ya que la región norte, compuesta por Burgos, Chicontepec, Poza Rica-Altamira y Veracruz contiene 53% de las

Región / Activo	Reserva remanente gas		
	1P (mmpc)	2P (mmpc)	3P (mmpc)
<b>Marina Noreste</b>	<b>2,710.0</b>	<b>3,594.4</b>	<b>4,278.0</b>
Cantarell	1,244.0	1,760.7	2,088.0
Ku-Maloob-Zaap	1,466.0	1,833.6	2,190.1
<b>Marina Suroeste</b>	<b>4,298.1</b>	<b>8,112.9</b>	<b>14,598.1</b>
Abkatún-Pol-Chuc	1,081.7	1,639.4	1,915.6
Litoral de Tabasco	3,216.4	6,473.6	12,682.5
<b>Norte</b>	<b>3,510.8</b>	<b>14,320.2</b>	<b>32,036.8</b>
Aceite Terciario del Golfo	948.8	10,549.1	25,005.1
Burgos	1,680.5	2,612.2	3,949.4
Poza Rica-Altamira	352.8	524.6	2,322.1
Veracruz	528.7	634.2	760.2
<b>Sur</b>	<b>6,029.6</b>	<b>7,236.6</b>	<b>8,751.8</b>
Bellota-Jujo	1,772.2	2,164.5	2,338.5
Cinco Presidentes	305.6	375.7	535.3
Macuspana-Muspac	1,263.8	1,599.5	2,160.4
Samaria-Luna	2,688.1	3,097.0	3,717.6
<b>Nacional</b>	<b>16,548.5</b>	<b>33,264.1</b>	<b>59,664.7</b>

Fuente: CNH.

reservas totales del país:

Lo anterior indica que para alcanzar las metas de producción proyectadas por el gobierno se requiere de una política de extracción que desvincule su operación con la petrolera, para lo

cual es necesario analizar el régimen impositivo de este hidrocarburo con el fin determinar si los incentivos son los correctos para lograr las metas de producción del gobierno, lo que redundaría en crecimiento económico, según lo han anunciado.

### **EL RÉGIMEN FISCAL QUE PRIVILEGIA AL CRUDO**

Conforme a la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), el régimen fiscal aprobado en la reforma energética que debe ser aplicado en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas varía con la modalidad del contrato que se firme. Para ello se diseñó un esquema fiscal para los contratos en modalidad de licencia, de producción compartida, de utilidad compartida o de servicios en la explotación de hidrocarburos. En la tabla siguiente se muestran los elementos fiscales por tipo de contrato:

#### **Elementos Fiscales por tipo de Contrato**

<b>Elementos Fiscales</b>	<b>Producción compartida</b>	<b>Utilidad compartida</b>	<b>Licencias</b>
<b>Impuesto sobre la renta</b>	✓	✓	✓
<b>Cuota para fase exploratoria</b>	✓	✓	✓
<b>Impuesto para estados y municipios</b>	✓	✓	✓
<b>Regalía básica</b>	✓	✓	✓
<b>Bono a la firma</b>	✗	✗	✓
<b>Contraprestación del Estado a definir del proceso de licitación</b>	✓ (En especie)	✓ (Efectivo)	✓ (Efectivo)
<b>Recuperación de costos</b>	✓/✗	✓	✗

## Mecanismo de ajuste

✓

✓

✓

Fuente: Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

La contraprestación que recibe el Estado se obtiene de la licitación, al ser la variable de adjudicación. El valor del resto de los elementos se determina con base en fórmulas ya establecidas en la LISH para cada tipo de hidrocarburo, considerando los precios y costos respectivos. Para cada contrato, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) establece los parámetros fiscales a ser utilizados, considerando las características geológicas de las áreas y campos que se licitarán. En el caso de las áreas que fueron otorgadas a Pemex mediante asignaciones, se debe calcular cada año un Derecho sobre la Utilidad Compartida aplicando la tasa de 65% al valor del hidrocarburo menos las deducciones permitidas por la SHCP. Estas deducciones incluyen el Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos que se paga mensualmente, detalló Lourdes Melgar, subsecretaria de Hidrocarburos, en entrevista.

“En lo que respecta al efecto de los precios en el desarrollo de los proyectos del gas natural, se debe mencionar que en los últimos cinco años se han observado relativamente altos precios del crudo y relativamente bajos precios del gas natural. No obstante, a nivel mundial se observa que la industria del gas continúa siendo rentable y se siguen desarrollando nuevos proyectos de este combustible”, dijo la subsecretaria de Hidrocarburos.

Lourdes Melgar explicó que antes de la Reforma Energética, Pemex tenía la obligación de abastecer el mercado nacional de los combustibles, por lo que, aunque buscaba seleccionar los proyectos que llevaría a cabo con base en criterios de rentabilidad, también debía llevar a cabo proyectos no tan rentables pero que le permitían cumplir con el abasto nacional de combustibles.

Así, aunque los precios relativos del petróleo con respecto a los del gas natural hacían más atractivos a los proyectos de extracción de petróleo que a los de gas natural, Pemex continuó desarrollando proyectos de gas natural, aunque en menor medida, como ya explicamos.

“Con la Reforma, Pemex se puede especializar en proyectos rentables de petróleo y otras empresas que se especializan en gas natural, hacer lo propio en este tipo de yacimientos. El régimen fiscal del gas natural permite contar con tasas bajas ante precios de mercado bajos, con el fin de contribuir al desarrollo de este sector”, aseguró la subsecretaria Melgar.

Sin embargo, el calendario y las contraprestaciones del Estado para la Ronda Uno ya fueron modificados por un fenómeno externo a la dinámica nacional: la caída de más de 60 dólares de los precios internacionales del crudo, derivado principalmente de presiones árabes hacia Estados Unidos ante el aumento de su producción mediante recursos lutíferos.

La subsecretaria de Hidrocarburos aseguró que la caída en los precios del petróleo observada en los últimos meses no ha afectado el programa de licitaciones que se lleva a cabo actualmente, ya que las inversiones en la industria de los hidrocarburos se determinan por las tendencias de precios en el largo plazo y las expectativas de crecimiento en la demanda y no tanto por las variaciones de corto plazo. Además, la visión gubernamental considera igualmente atractivos todos los tipos de recursos.

“El portafolio que se considera licitar en la Ronda Uno, incluye una selección de áreas y campos balanceada y con una gran variedad de recursos. Estos incluyen bloques en aguas someras, aguas profundas, terrestres y de recursos no convencionales, que permitirá atraer empresas de diversas características y organizar así un mercado competitivo”, dijo Lourdes Melgar, “entre los bloques que serán ofrecidos en próximas convocatorias están algunos de gas no asociado y se considera que, al igual que los que se han incluido en la primera y

segunda convocatoria, tendrán una buena acogida por parte de las empresas que se dedican a la extracción de gas”.

Tanto para los campos que operará Pemex mediante asignaciones, que componen 83% de las reservas probadas más probables (2P con factibilidad de éxito comercial de 50% por las inversiones efectuadas para su certificación) como para los campos que se operarán mediante contratos, tanto con privados como con la estatal petrolera, la nueva Ley de Impuestos sobre Hidrocarburos propuso un esquema de regalías para captura de impuestos diferenciado entre los proyectos de crudo y los de gas tanto asociado como no asociado:

Hidrocarburo	Rango de precios	Derecho/Regalías
Petróleo	$P < \text{US}\$48$ por barril	7.5%
Petróleo	$P \geq \text{US}\$48$ por barril	Tasa = $[(0.125 \times P) + 1.5]\%$
Gas Natural Asociado	Sin rango	Tasa = $P / 100$
Gas Natural No Asociado	$P \leq \text{US}\$5$ por millón de BTU	0%
Gas Natural No Asociado	$\text{US}\$5.01 - \text{US}\$5.49$ por millón de BTU	Tasa = $\left[ \frac{(P - 5) \times 60.5}{P} \right] \%$
Gas Natural No Asociado	$P \geq \text{US}\$5.50$ por millón de BTU	Tasa = $P / 100$
Condensados	$P < \text{US}\$60$ por barril	5.0%
Condensados	$P \geq \text{US}\$60$ por barril	Tasa = $[(0.125 \times P) - 2.5]\%$

Fuente: Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Como podemos observar, para la extracción de crudo se establece una regalía para el gobierno cuando el precio contractual del barril –establecido anualmente con base en acuerdos por calidad del hidrocarburo acordados desde la firma del contrato– es menor de 48 dólares y entonces el contratista paga 7.5% de este precio por unidad; si el precio del barril es mayor o igual a 48 dólares, entonces se aplica una tasa del 0.125% del precio más 1.5% de éste.

Y, según estas determinaciones, para el gas natural asociado a la producción de crudo se establece un incentivo superior al del resto de la extracción no asociada, ya que no tiene rango en relación con el precio del barril extraído por lo que el contratista sólo paga una tasa de 1% del precio del barril equivalente extraído de gas.

En tanto, el gas no asociado sí cuenta con parámetros de precio por unidad, aunque cuando es menor o igual a 5 dólares por millón de BTU, la extracción no paga regalías. Sin embargo, en temporadas de precios altos del gas, si el precio contractual oscila entre un rango de 5.01 y 5.49 dólares, se aplica una tasa porcentual del precio por unidad de 5.5% de éste, y si el precio sube más allá de los 5.50 dólares, la tasa es de 1%, igual que el gas asociado, con la diferencia de que para la explotación sí se toma el rango de precios.

“Las percepciones del Estado se ven atadas a factores externos como la volatilidad de los precios, algo normal en esta industria y con lo que pueden lidiar los gobiernos para su toma de decisiones, más no necesariamente para las decisiones de inversión de las empresas; si se propone un régimen más atractivo para la explotación del gas asociado, se inclinarán por éste porque ningún contratista arriesgará sus inversiones”, aseguró en entrevista Fluvio Ruiz Alarcón, especialista del sector y quien fuera consejero profesional de Petróleos Mexicanos durante la discusión de la reforma.

Si bien, el gobierno confía en que los proyectos de gas serán tan solicitados y rentables como el resto de los proyectos, impone a su vez un régimen tributario menos atractivo sobre todo al tratarse de la explotación de gas no asociado, que como observamos, es el que mayores posibilidades tiene de respaldar los planes de crecimiento de la explotación de este hidrocarburo.

“Puede ser una ficción, porque por una parte se le exige a Pemex ser rentable y por otro hay un plan para incrementar la producción de gas que no será posible a menos que intervenga la

empresa del Estado en proyectos que pueden no ser rentables y todas estas expectativas están atadas a la volatilidad de los precios internacionales, lo que puede ser un verdadero obstáculo para seguir con los planes como se plantearon en la reforma”, aseguró Ruiz Alarcón.

Entonces, la explotación de gas se convertirá en un proyecto socialmente necesario para el cual se requerirá de la participación de la empresa estatal, misma que ahora tiene el rango de empresa productiva y el mandato de participar únicamente en proyectos que generen valor.

Mientras haya precios bajos del gas aumentará la demanda, pero la producción estará atada a la volatilidad, sin incentivos para su crecimiento.

Los planes incluyen entonces un mayor volumen de importaciones y la construcción de infraestructura para realizarlas, para lo cual analizaremos a continuación la relación entre la variable de producción más agregada de la economía, el PIB, y el comercio exterior, importación y exportación, así como la producción de gas natural entre los principales países gaseros.

## **RELACIÓN ENTRE EL PIB Y LA PRODUCCIÓN DE GAS EN EL MUNDO**

La reforma energética tiene como uno de sus principales objetivos incrementar el PIB. De acuerdo con la exposición de motivos de la nueva regulación, el gobierno calculó un aumento de 2 puntos porcentuales del PIB mediante el mejor desempeño del sector y entre sus metas planteó el incremento de la producción de gas.

Una manera de determinar si la producción de gas influye en el PIB es el análisis de la correlación entre estas variables. Para ello elaboramos una regresión mediante paneles de tiempo, pues permite contar con observaciones de unidades individuales a través del tiempo.

Para efectuar el análisis identificamos a las 86 principales naciones productoras de gas en el mundo y como un primer criterio observamos su actividad en esta industria durante los

últimos 21 años, con información histórica de la Administración de Información Energética de Estados Unidos.

Posteriormente, consideramos como variables independientes tanto la producción como la exportación de gas, en miles de millones de pies cúbicos por año, y como variable dependiente de éstas al PIB real expresado en dólares estadounidenses de los últimos 21 años, reportado por el Banco Mundial.

Con una base de datos de 1,806 observaciones, se corrió la regresión mediante paneles de tiempo. Para ello se utilizó el Modelo de Efectos Aleatorios que excluye la heterogeneidad de las variables independientes para correlacionarlas al azar con la variable dependiente, con lo obtuvimos los siguientes resultados:

### **Ejercicio de Regresión Estadística con datos Panel**

#### **Variable Dependiente:**

1. **PIB:** PIB real por país en dólares estadounidenses.

#### **VARIABLES INDEPENDIENTES:**

1. **Prod\_Gas:** Producción de Gas por país en miles de millones de pies cúbicos.
2. **Exportación\_Gas:** Exportación de Gas por país en miles de millones de pies cúbicos.

#### **n (Número de individuos considerados):**

- 86 países

#### **T (Número de periodos considerados):**

- 21 años, de 1992 a 2012.

```

Random-effects GLS regression           Number of obs   =    1806
Group variable: años92_al_12           Number of groups =     86

R-sq:  within = 0.3706                  Obs per group:  min =    21
      between = 0.7690                    avg =    21.0
      overall = 0.7235                    max =    21

Wald chi2(2) = 1265.89
corr(u_i, X) = 0 (assumed)              Prob > chi2     = 0.0000

```

PIB	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
Prod_Gas	-7.95e+08	3.08e+07	-25.79	0.000	-8.56e+08	-7.35e+08
Exportación_Gas	5.38e+08	1.62e+07	33.11	0.000	5.06e+08	5.70e+08
_cons	-9.67e+10	6.36e+10	-1.52	0.128	-2.21e+11	2.79e+10
sigma_u	5.360e+11					
sigma_e	3.670e+11					
rho	.68078158	(fraction of variance due to u_i)				

### Observaciones totales: 1806

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la correlación entre las variables resultó significativa con un nivel de confianza de 99% (P menor que 0.01 y z mayor que 2). El modelo indica que cualquiera de los 86 países incluidos dado un año determinado de los considerados en el modelo, presenta una correlación negativa entre la producción de gas y el PIB. Como podemos también apreciar en los resultados de la regresión, lo contrario sucede en la correlación entre las variables exportación de gas y PIB. Si bien, como sabemos existen muchas otras variables que influyen en el PIB, estos datos ayudan a confirmar que el tamaño de la producción de gas no necesariamente está correlacionado positivamente con el tamaño del PIB.

Para complementar el análisis anterior, tomamos el crecimiento absoluto (la diferencia entre un año y otro) de las variables dependiente e independientes en tres diferentes momentos de los 21 años observados. Con los datos obtenidos realizamos tres regresiones lineales múltiples

con el fin de observar nuevamente la influencia del crecimiento absoluto que la producción y exportación de gas tuvieron en el crecimiento absoluto del PIB para los años observados, con los siguientes resultados:

### **Ejercicios de Regresión Lineal Múltiple**

#### **Crecimiento absoluto por país del PIB, Producción de Gas y Exportación Gas entre 1992-1993**

##### **Variable Dependiente:**

1. **VarPIB9293:** Diferencia del PIB real por país en dólares estadounidenses entre 1992 y 1993 (crecimiento o decrecimiento absolutos).

##### **Variables Independientes:**

1. **VarProd\_Gas 9293:** Diferencia en la producción de gas en miles de millones de pies cúbicos por país entre 1992 y 1993 (crecimiento o decrecimiento en absolutos).
2. **VarExportación\_Gas 9293:** Variación en la exportación de gas en miles de millones de pies cúbicos por país entre 1992 y 1993 (crecimiento o decrecimiento absolutos).

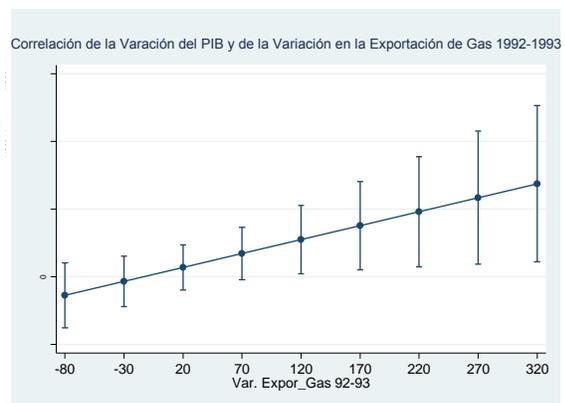
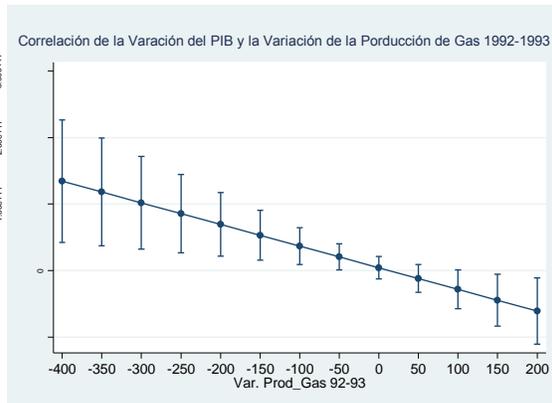
```
. reg VarPIB9293 VarProd_Gas9293 VarExpor_Gas9293
```

Source	SS	df	MS			
Model	5.1040e+22	2	2.5520e+22	Number of obs =	86	
Residual	5.0207e+23	83	6.0490e+21	F( 2, 83) =	4.22	
Total	5.5311e+23	85	6.5072e+21	Prob > F =	0.0180	
				R-squared =	0.0923	
				Adj R-squared =	0.0704	
				Root MSE =	7.8e+10	

VarPIB9293	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
VarProd_Gas9293	-3.25e+08	1.15e+08	-2.82	0.006	-5.55e+08	-9.56e+07
VarExpor_Gas9293	2.06e+08	9.13e+07	2.26	0.026	2.47e+07	3.88e+08
_cons	1.16e+09	8.58e+09	0.14	0.893	-1.59e+10	1.82e+10

Gráficamente, las correlaciones anteriores se observan de la siguiente manera:



Fuente: Elaboración propia en Stata.

Como podemos observar, de un año a otro (1992 a 1993), a mayor crecimiento de la producción de gas, menor crecimiento del PIB, mientras que ocurre lo contrario en la exportación de este hidrocarburo, cuyo crecimiento se relaciona positivamente con el incremento del PIB en los mismos 86 países.

Lo anterior se repite en las correlaciones realizadas una y dos décadas después:

### **Crecimiento absoluto por país del PIB, la Producción de Gas y Exportación Gas 2002-2003**

#### **Variable Dependiente:**

1. **VarPIB0203:** Diferencia del PIB real por país en dólares entre 2002 y 2003 (crecimiento o decrecimiento absolutos).

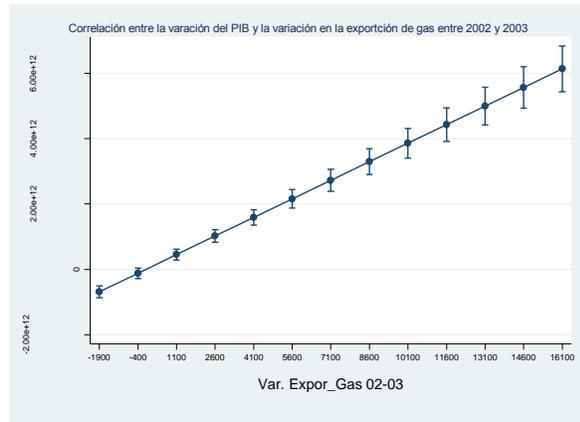
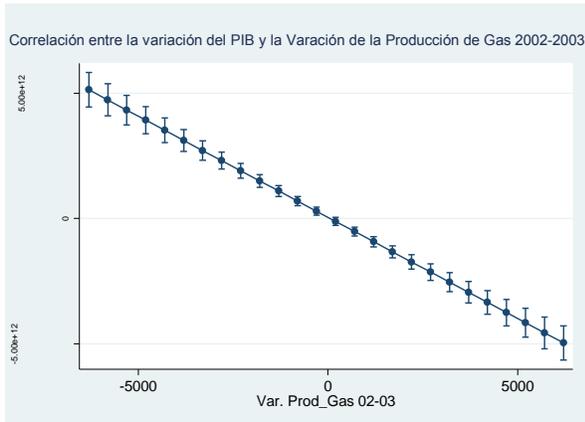
#### **Variables Independientes:**

1. **VarProd\_Gas 0203:** Diferencia en la producción de gas en miles de millones de pies cúbicos por país 2002 y 2003 (crecimiento o decrecimiento absolutos).
2. **VarExportación\_Gas 0203:** Diferencia en la exportación de gas en miles de millones de pies cúbicos por país 2002 y 2003 (crecimiento o decrecimiento absolutos).

```
. reg VarPIB0203 VarProd_Gas0203 VarExpor_Gas0203
```

Source	SS	df	MS	Number of obs =	86
Model	2.2162e+26	2	1.1081e+26	F( 2, 83) =	200.66
Residual	4.5835e+25	83	5.5223e+23	Prob > F =	0.0000
Total	2.6746e+26	85	3.1466e+24	R-squared =	0.8286
				Adj R-squared =	0.8245
				Root MSE =	7.4e+11

VarPIB0203	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
VarProd_Gas0203	-8.07e+08	5.38e+07	-15.02	0.000	-9.14e+08 -7.00e+08
VarExpor_Gas0203	3.79e+08	2.13e+07	17.80	0.000	3.37e+08 4.21e+08
_cons	3.28e+10	8.01e+10	0.41	0.683	-1.27e+11 1.92e+11



Fuente: Elaboración propia en Stata.

## Crecimiento absoluto por país del PIB, la Producción de Gas y Exportación Gas 2011-2012

### Variable Dependiente:

**VarPIB1112:** Diferencia del PIB real por país en dólares estadounidenses entre 2002 y 2003 (crecimiento o decrecimiento en absolutos).

### Variables Independientes:

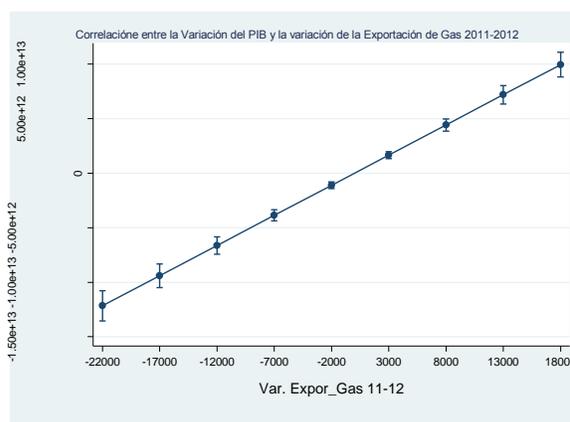
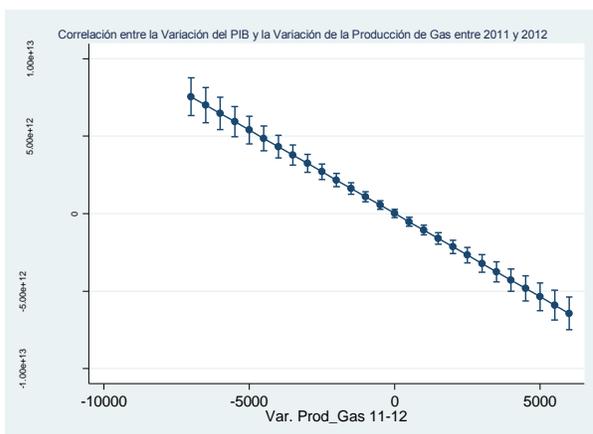
**1. VarProd\_Gas 1112:** Diferencia en la Producción de Gas en millones metros cúbicos por país 2002 y 2003 (crecimiento o decrecimiento en absolutos).

**2. VarExportación\_Gas 1112:** Diferencia en la Exportación de Gas en millones de metros cúbicos por país 2002 y 2003 (crecimiento o decrecimiento en absolutos).

```
. reg VarPIB1112 VarProd_Gas1112 VarExpor_Gas1112
```

Source	SS	df	MS	Number of obs =	86
Model	5.4599e+26	2	2.7300e+26	F( 2, 83) =	174.89
Residual	1.2956e+26	83	1.5610e+24	Prob > F =	0.0000
Total	6.7555e+26	85	7.9477e+24	R-squared =	0.8082
				Adj R-squared =	0.8036
				Root MSE =	1.2e+12

VarPIB1112	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
VarProd_Gas1112	-1.08e+09	8.52e+07	-12.62	0.000	-1.25e+09 -9.06e+08
VarExpor_Gas1112	5.53e+08	3.08e+07	17.93	0.000	4.92e+08 6.14e+08
_cons	-2.91e+09	1.35e+11	-0.02	0.983	-2.71e+11 2.65e+11



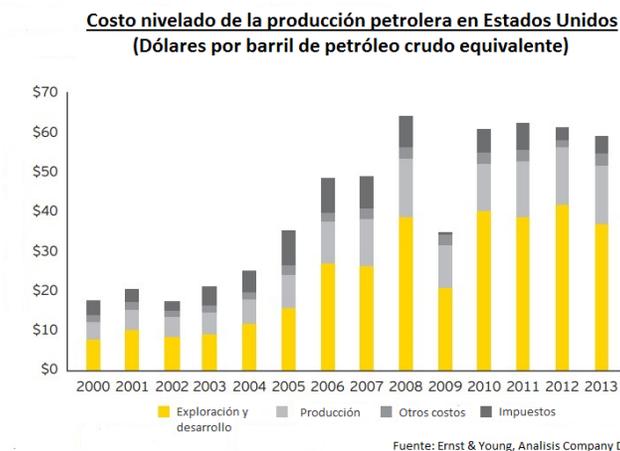
Fuente: Elaboración propia en Stata.

En cada modelo se observó el mismo sentido de la relación ente las variables para los años 1992-1993; 2002-2003 y 2011-2012 (en todos los casos, los resultados fueron significativos a un nivel de confianza del 99 por ciento). Igual que en el modelo de panel, los resultados indican una correlación negativa entre el crecimiento absoluto del PIB y el de la producción de

gas. Lo contrario sucede en la correlación entre de las variaciones del PIB y las variaciones de la exportación de gas. Otro dato de relevancia que podemos destacar en este último caso, es que la incrementarse anualmente los volúmenes de las exportaciones, los coeficientes de correlación entre las variaciones de la exportación de gas y las variaciones del PIB también aumentan. De esta forma, estos coeficientes pasan de  $2.06e+08$  en 1992-1993 a  $3.79e+0.8$  en 2002 y 2003 y a  $5.53e+08$  en 2011-2012, es decir, casi se triplican del primer periodo al último.

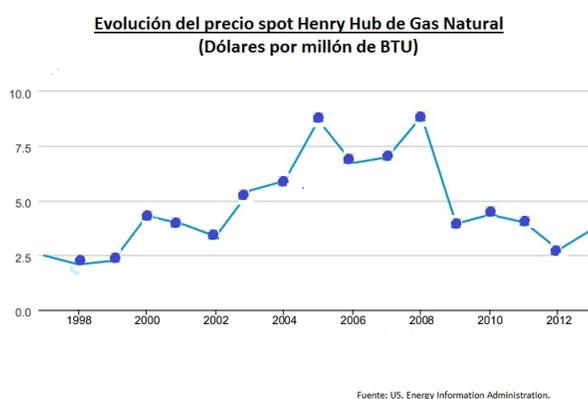
Con este análisis que excluye al resto de las variables que afectan al PIB y presenta resultados meramente cuantitativos, podemos concluir que para los años observados la producción de gas por sí sola se relaciona negativamente con el PIB, mientras que su exportación lo impacta de manera positiva en 86 países a lo largo del tiempo. Ello indica que el solo hecho de incrementar la producción gasífera del país no necesariamente redundará en un incremento de la producción agregada del país. En tanto, incrementar las exportaciones de este hidrocarburo ha representado aumentos del PIB para los principales países productores de gas a lo largo de dos décadas.

Una posible explicación de este fenómeno es el incremento en los costos de producción de este hidrocarburo, que están ligados a los precios de producción petrolera, dado que más de 70% del gas que se extrae en el mundo está asociado a la extracción del crudo, según las estadísticas del 2014 de British Petroleum. Estos costos, transparentados de manera uniforme



por la industria, son los de toda la extracción petrolera y se han mantenido al alza en la última década, como a continuación se observa en el análisis elaborado por la consultora independiente Ernst & Young:

En tanto, como ya detallamos, la dinámica de mercado y metodología para determinación de tarifas ha provocado una caída constante del precio del gas en los últimos años, detrimento inversamente proporcional al de los costos de producción, por lo menos en el mercado



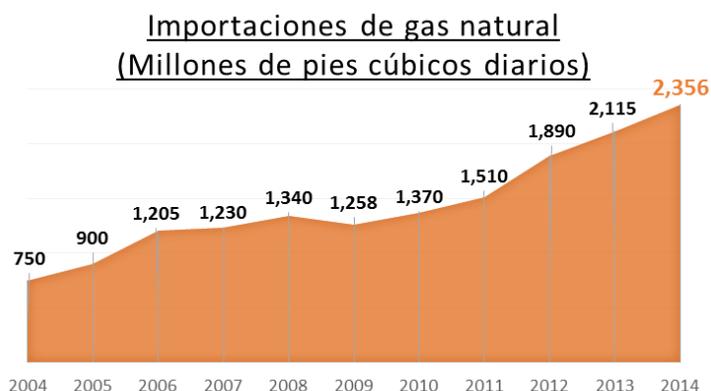
norteamericano al que se indexa México:

En conclusión, la producción de gas no influye de manera positiva en el crecimiento económico de un país, mientras que exportar el hidrocarburo sí resulta en un negocio rentable que afecta de manera positiva al PIB. La reforma plantea un incremento de 2 puntos porcentuales en el PIB, los cuales, según el análisis econométrico anterior, no vendrán de incrementar solamente la producción.

Sin embargo, la exportación de gas sí tiene un impacto positivo en el PIB, lo que nos obliga a analizar los proyectos de comercio exterior, cimentados inicialmente en las importaciones, en una dinámica contraria a estos resultados.

## **PROYECTOS DE IMPORTACIÓN**

México es un país importador neto de gas. Las importaciones de este combustible han tenido un incremento de 214% en 10 años, pasando de 750 a 2,356 millones de pies cúbicos diarios a 2014:



Fuente: Pemex.

Esto es la tercera parte de la demanda del país, y constituye un factor importante en términos de autosuficiencia, sobre todo si se trata de fincar la política energética nacional con base el consumo de este hidrocarburo.

Como ya explicamos, el gas mexicano se indexa al del mercado Henry Hub de Estados Unidos. En la actualidad, este mercado es el que menores precios del hidrocarburo tiene en el mundo, lo cual vuelve racional la política de mantener o incluso incrementar las importaciones, pero sólo en el corto plazo.

Es así que a la par de la implementación de la reforma energética, el gobierno presentó la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural, en que contempla la compra de 29 cargamentos para ampliar la capacidad de la terminal de Manzanillo, Colima, para importar un promedio de 200 millones de pies cúbicos diarios por parte de Pemex , además de la construcción del gasoducto Los Ramones, que en sus dos fases tendrá una longitud de 840

kilómetros con una capacidad para importar 2,100 millones de pies cúbicos de gas al día desde Estados Unidos hacia el centro del país, equivalente a 25% del consumo actual de gas del país. Como parte de la Estrategia, la CFE construirá tres gasoductos para importar gas también desde el vecino del norte: el que vendrá del hub de Waha, Texas, hacia un punto fronterizo en Presidio, de 230 kilómetros y con el que se añadirá una capacidad de 1,350 millones de pies cúbicos diarios al sistema; el Waha-San Elizario, con 290 kilómetros y 1,135 millones de pies cúbicos diarios de capacidad, y el Nueces-Brownsville, que a través de 250 kilómetros se conectará casi al llegar a la frontera mexicana para traer 2,600 millones de pies cúbicos diarios de gas.

La CFE tiene incluso un proyecto adicional que costará nada menos que 3,100 millones de dólares, ya que consiste en un gasoducto submarino del sur de Texas a Tuxpan, Veracruz, con una longitud de 800 kilómetros y una capacidad para transportar hasta 2,600 millones de pies cúbicos de gas.

Todos estos proyectos estarán concluidos a más tardar en 2019 y en conjunto añaden una capacidad de 9,785 millones de pies cúbicos de capacidad al sistema, poco más del 100% del consumo actual, que llegará mediante la importación por ducto.

Juan Carlos Zepeda, presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, aseguró que los gasoductos que hoy se construyen para importación del hidrocarburo desde Estados Unidos tienen sentido económico ante los bajos precios del gas en ese país, pero en 15 años será posible revertir el sentido del flujo en incluso exportar gas al vecino del norte, lo que complementa otros planes de exportación hacia Sudamérica que el gobierno no ha concretado, pero que se encuentran en pláticas principalmente con el gobierno de Guatemala.

En tanto, la importación de gas, incluso con el incremento del consumo, se mantendrá por lo menos los niveles actuales: de 33% del consumo para los próximos cinco años.

Finalmente, el director de Modernización de la CFE, Guillermo Turrent aseguró que no habrá una reforma energética exitosa hasta que se logre implementar un mercado spot regional del gas natural, mismo que observaría los precios de las actuales indexaciones principalmente del mercado Henry Hub del sur de Estados Unidos, pero cuya oferta y demanda propias –incluida la de la CFE que como comercializador espera ser el mayor competidor de Pemex– permitirían que los precios se rijan de manera local. Este mercado es una opción en términos de independencia respecto a los precios, pero, de implementarse, demoraría por lo menos cinco años y requeriría indudablemente del aumento de la producción doméstica.

De concretarse un plan de sustitución de importaciones y la posibilidad de tener un mercado propio, será necesario que nuestro país produzca mucho más gas, para lo cual, habrá que explotar el gas contenido en las rocas lutíferas cuya extracción por medio de una técnica como la perforación horizontal de pozos a los que se inyecta agua dulce para fracturar las rocas, puede traer enormes complicaciones ambientales en las regiones donde se localizan estos recursos en México, como a continuación analizaremos.

### **EL *SHALE* GAS, UN RETO AMBIENTAL Y DE TRANSPARENCIA**

Además de la riqueza de gas convencional en el subsuelo, México es uno de los países con mayor volumen de recursos no convencionales de este hidrocarburo en el mundo. En 2013, la Administración Internacional Energética (EIA) estadounidense aumentó en 47% sus estimaciones de gas de lutitas, o *shale*, es decir, el que se encuentra contenido dentro de las rocas tipo lutífero en el mundo, lo que significó una reconfiguración para el sector energético global y, por supuesto, para México.

En su reporte sobre petróleo y gas *shale* técnicamente recuperables, el organismo reportó que, en comparación con el primer y único estudio realizado en 2011, la estimación de gas *shale* alcanzó un total de 22,882 billones de pies cúbicos como recurso prospectivo en todo el

mundo. Aunque las estimaciones de los recursos *shale* presentadas en este informe cambiarán con el tiempo, según se detalla, a partir de la información adicional disponible, “es evidente que los recursos *shale* hasta hace poco considerados no recuperables constituyen una parte sustancial de los recursos de gas natural de petróleo mundial y en general de los técnicamente recuperables”, según reporta la EIA.

El organismo estadounidense detalló que más de la mitad de gas *shale* no estadounidense se concentra en cinco países: China, Argentina, Argelia, Canadá, y México.

Con esta reconfiguración de la estimación mundial de hidrocarburos *shale* resultó que nuestro país cuenta con 545,000 millones de pies cúbicos de gas de lutitas, recurso que representa casi 10 veces más de lo que se tiene estimado como reservas totales de gas en el país. De la riqueza lutífera del país, destaca que poco más de 60% contiene gas húmedo que con hidrocarburos licuables como el metano, propano, butano y naftas, que vuelven mucho más rentable su producción.

Pemex asegura haber identificado por lo menos 200 oportunidades exploratorias de hidrocarburos *shale* en los estados de Chihuahua, Tamaulipas, Nuevo León, San Luis Potosí, Coahuila y Veracruz. En términos operativos, estatal dividió el área de hidrocarburos *shale* en Cinco provincias geológicas: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos Mesozoico, Tampico-Misantla, Veracruz y Chihuahua.

Sin embargo, a pesar de las buenas perspectivas en términos de recursos en el país, la perforación de un pozo en lutitas cuesta entre seis y ocho millones de dólares, según Pemex, cuando un pozo convencional cuesta como máximo 1.5 millones en áreas complejas como Chicontepec, para lo que necesariamente el gobierno requerirá de mayores inversiones y supervisión.

Como recursos prospectivos remanentes de *shale*, Pemex ha documentado apenas 141,000 de los 545,000 millones de pies cúbicos que se estiman, es decir, menos del 30%, por lo que el volumen remanente de recursos de este tipo, cuya extracción podría representar la mejor oportunidad para el desarrollo, pero está inmersa en una de las mayores controversias globales.

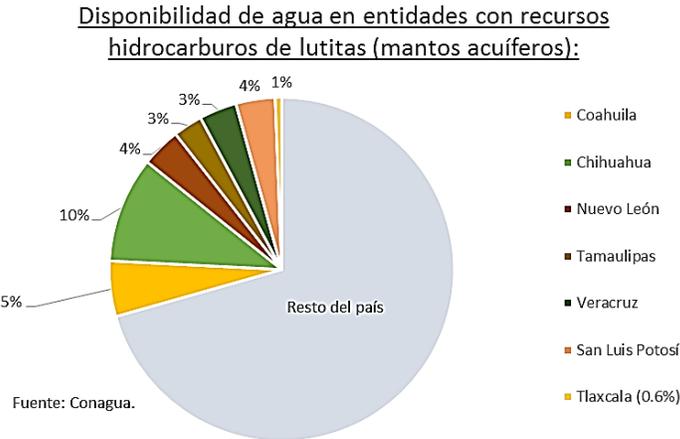
Debido a que el gas *shale* se encuentra al interior de la roca lutífera y no alrededor de otro tipo de rocas, como areniscas, y que ésta funciona como sello contenedor de hidrocarburos, su extracción requiere de una presión mayor a la de los hidrocarburos convencionales. De ahí que la industria petrolera estadounidense desarrolló desde finales del siglo pasado la técnica de fracturamiento hidráulico, en que se inyecta agua a presión en los pozos con el fin de fracturar las rocas.

Sin embargo, a esa presión la perforación vertical cotidiana de los pozos no permite una salida de los hidrocarburos de este tipo, por lo que es necesario perforar primero de manera vertical y luego continuar el pozo a manera de L, con distintas salidas en la franja horizontal de la perforación que permitan que los hidrocarburos broten a la superficie tras la inyección de líquidos que rompen las rocas. A este tipo de perforaciones se les conoce como pozos horizontales y a la técnica de extracción como fractura hidráulica o “*fracking*”, uno de los vocablos más aterradores para los ambientalistas hoy en día.

La primera preocupación en torno a esta actividad es respecto al uso de agua. El regulador desconcentrado de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales creado para monitorear la seguridad y cuidado al medio ambiente en las actividades petroleras tras la reforma energética: la Agencia de Seguridad Energética y Ambiental (ASEA), refiere que para la perforación de un solo pozo no convencional, refiere que utilizan hasta 29 millones de litros

de agua dulce, lo que equivale a siete veces el volumen promedio de agua anual por habitante estimado para 2015 por el organismo ambiental.

Esta consideración no es menor para México, ya que las seis entidades con recursos prospectivos de *shale* se ubican al norte del país, donde la temperatura se eleva hasta en 20% más que en los estados del centro y sur durante el verano. Por si fuera poco, estas seis entidades concentran el 31% del total de agua para uso humano del país, ya que de acuerdo con la Comisión Nacional del Agua (Conagua) de los 653 mantos acuíferos disponibles hasta diciembre del 2013 en el país, 31% se ubican en las entidades con potenciales recursos lutíferos, que son Tlaxcala (4), Veracruz (23), Chihuahua (65), Coahuila (34), Nuevo León (24), Tamaulipas (18) y San Luis Potosí (24):



La otra gran preocupación gira en torno al uso de químicos para facilitar la ruptura de rocas que se utilizan durante el *fracking*. De acuerdo con The Wyoming Oil and Gas Conservation Commission, la organización no gubernamental responsable del monitoreo de la actividad de *fracking* por parte de la operadora Encana en el campo Jonah, ubicado en esta entidad

estadounidense, se emulsionan cerca de 11,800 galones de soluciones químicas por cada millón de galones de agua y arenas en la fractura. Posteriormente, un máximo de 70% de esta combinación emerge con los hidrocarburos, pero el resto se filtra en el subsuelo, llegando incluso a los mantos acuíferos de la región.

De un cóctel de 28 químicos hallados en una prueba elaborada en 2010 por esta organización, se determinó que todos, con excepción de uno de los ingredientes, provocan daños en la piel, ojos y órganos sensibles al contacto, además de que afecta a los riñones, a los sistemas nervioso central, reproductivo, inmunológico y digestivo si se ingieren. Al menos cinco de los líquidos utilizados, refiere el estudio, son cancerígenos y cuatro tienen efectos de mutación celular. El químico con mayor presencia en la emulsión para la perforación en este yacimiento, casi 30% de ésta, fue peróxido disulfato de diamonio, usado comúnmente como blanqueador y para limpieza de laboratorio. Con menor presencia en la solución, se encontró que se utiliza ácido bórico, el insecticida de mayor uso para la eliminación de plagas en Estados Unidos.

A esta preocupación se añade que el *fracking* ha sido asociado a temblores en el norte de Estados Unidos, según The FrackTracker, la organización no gubernamental que monitorea esta actividad en el yacimiento Marcellus, el mayor productor de shale ubicado en Pennsylvania. De ahí que se encuentre completamente prohibido en 12 países: Francia, Reino Unido, Irlanda, Bulgaria, Alemania, Rumania, Australia, Austria, República Checa, Sudáfrica, Suiza y Holanda, además de que en otras siete naciones: España, Nueva Zelanda, Uruguay, Argentina e Italia, su uso esté vetado en algunas regiones, incluso en países como Canadá y Estados Unidos, que tienen la mayor producción comercial de *shale* en el mundo y donde regiones como Newfoundland y Nueva York, respectivamente, vetaron la actividad.

Pero en medio de la controversia en torno al *fracking* para explotación del shale, el Centro Mario Molina, fundado por el Premio Nobel de Química mexicano, opina que el gas natural es el más limpio de los combustibles fósiles y si se produce de forma tal que no se fugue ni se impacte negativamente a las personas y a los ecosistemas, puede ser un energético de transición que permita conducir al país hacia una economía de bajo carbono basada en fuentes de energía renovables y limpias.

Por ello, el Centro Mario Molina asegura que las autoridades reguladoras y las empresas operadoras deben establecer un mecanismo de comunicación con la sociedad para la divulgación de información sobre los planes y programas y los avances de las actividades extracción de gas y aceite de lutitas. La información debe contar con datos como: planes de desarrollo, permisos otorgados, operadores, recursos hídricos utilizados, fecha de inicio de operaciones, sustancias químicas usadas en los procesos y ubicación de los desarrollos.

“La participación de la sociedad y específicamente de las comunidades directamente afectadas se debe promover desde un principio. Se debe informar en forma clara, objetiva y completa sobre los beneficios y los riesgos que conlleva la producción de gas y aceite de lutitas. Obtener y mantener la licencia social para este tipo de actividades es un ingrediente crucial para conseguir el objetivo de lograr que el desarrollo de gas y el aceite de lutitas sea rentable, seguro y respetuoso del medio ambiente”, expuso el Centro Mario Molina en su posicionamiento respecto a esta actividad.

Estados Unidos es por mucho el país donde mayor actividad de fracking se ha desarrollado en la historia, ya que del 2009 al 2014 se perforaron poco más de 10,000 pozos para la extracción de hidrocarburos no convencionales, con lo que el vecino del norte ha incrementado en un millón de barriles diarios por año la producción de gas a partir de entonces. En abril del 2015, el Departamento de la Oficina de Administración de Tierras del Interior de Estados Unidos

publicó su más reciente regulación sobre el tema, la norma 43 CFR parte 3160, para proporcionar nueva supervisión sobre esta actividad en tierras federales y tribales.

Entre las nuevas disposiciones legales, determinó otras respecto a la seguridad en la cimentación de los pozos, con la obligación de dar seguimiento durante su construcción y pruebas de integridad antes de que inicie la fractura de rocas; también especificó que se requiere de divulgación pública de los productos químicos utilizados en los fluidos de fracturamiento hidráulico –con excepciones limitadas para los secretos comerciales– hacia el Bureau of Land Management, al menos 30 días antes de que arranquen las actividades; permite además que las autoridades estatales o tribales realicen observaciones y regulen de manera más estricta conforme a su legislación propia, y determina que se debe contar con almacenamiento de líquidos recuperados usados en la fractura en tanques cerrados sobre el suelo.

Hasta el momento, grupos de oposición particularmente de Wyoming argumentaron que esta regla final es procesalmente deficiente ya que en su estado no proceden los acuerdos del Departamento del Interior. La legislación también se introdujo en el Senado de Estados Unidos, buscando dejar únicamente a la supervisión estatal la práctica del *fracking*.

Y mientras la discusión está en uno de sus puntos más álgidos en Estados Unidos, en México, en abril de 2015, la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) publicó la “Guía de criterios ambientales para la exploración y explotación de hidrocarburos contenidos en lutitas” con los lineamientos para el uso de agua, tratamiento de suelos y biodiversidad, análisis de sismos y eventos climatológicos y filtraciones de químicos al subsuelo que la Agencia de Seguridad en Energía y Ambiente (ASEA) debe vigilar entre los potenciales contratistas y Pemex para la exploración y extracción de hidrocarburos *shale* mediante la técnica de fractura hidráulica.

Entre los criterios establecidos por la Semarnat se ordenó que los operadores petroleros deben realizar distintas acciones como un análisis sísmico elaborado por el Servicio Meteorológico Nacional; entrega puntual de todos los químicos que se usarán durante la fractura hidráulica, junto con los volúmenes a utilizarse; volúmenes máximos de agua que se usarán por pozo, procedencia y disponibilidad del manto acuífero que se usará, y una relación puntual de la remediación de suelos y reubicación de especies que sean desplazadas durante la fractura.

Respecto a esta regulación de 57 páginas, la Alianza Mexicana contra el Fracking, una organización no gubernamental creada tras la reforma energética y encargada de monitorear los avances de esta actividad en el país, consideró que estos lineamientos son “una simulación con la cual el gobierno pretende garantizar la protección al medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades, en tanto no se emitan las regulaciones oficiales en la materia”.

Y es que tanto las recomendaciones nacionales como la legislación internacional han puesto en el centro del debate la transparencia, que hasta ahora ha brillado por su ausencia en esta práctica dentro de nuestro país.

En una solicitud de información pública a la Unidad de Enlace de la Comisión Nacional del Agua (Conagua), en la que se requirió específicamente el volumen de agua utilizado para la extracción de *shale* en el país, el organismo respondió que “Pemex, por tratarse de una empresa del Estado, no requería de ningún tipo de solicitud para realizar maniobras y obras de perforación, uso y aprovechamiento de agua para sus labores de extracción de hidrocarburos, por lo que no existen registros en la Conagua, ni en las instituciones que le precedieron de sitios de extracción de agua, ni del número de obras superficiales, ni subterráneas para el cumplimiento de sus objetivos”.

Según la Conagua, fue hasta el 2013, en que con la reforma energética se abrió la posibilidad de que empresas privadas participen en las actividades de exploración y explotación de

hidrocarburos, que se demanda que la Conagua cuente con un marco regulatorio para establecer condiciones de base para que las compañías extranjeras y nacionales privadas, se sometan a algún tipo de control ante la posibilidad de que durante sus actividades productivas pudieran enfrentar situaciones de contaminación del subsuelo, pero sobre todo afectación a los mantos acuíferos que administra la Conagua.

“A la fecha la Conagua no tiene conocimiento de que las compañías estén realizando estudios de exploración para la ubicación de los proyectos de explotación y extracción de gas o aceite. Sólo tiene conocimiento, que por el alto costo y riesgo de este tipo de proyectos, Pemex decidió no seleccionar sitios para el desarrollo de los mismos en su *ronda cero* y durante el 2015 se espera que las compañías extranjeras y nacionales privadas tengan su oportunidad para seleccionar o adjudicarse en *ronda uno*, los sitios a explorar”, según el organismo.

Sin embargo, entre 2010 y febrero del 2015, Pemex ya ha perforado 18 pozos exploratorios en busca de hidrocarburos shale, de los cuales siete no resultaron productivos para efectos comerciales estuvieron secos, pero dos resultaron productores comerciales de gas y condensados, mientras que sólo uno resultó productor de crudo y ocho más tuvieron éxito para efectos comerciales en la explotación de gas seco. Con ello, la estatal ya cuenta con una producción, aunque marginal, de dos millones de pies cúbicos diarios –menos de 0.3% del total nacional– gracias a los pozos Anélido, de gas asociado en Tamaulipas; Emergente y Percutor, de gas no asociado en Coahuila, y Habano, de gas y condensados, también en Coahuila.

Lo anterior demuestra una total falta de coordinación entre organismos, esencial para que las actividades de fractura hidráulica no resulten en un daño irreparable para el ecosistema de un país. Si el gobierno mexicano desea potenciar la explotación de gas mediante el *shale*, deberá necesariamente revisar a fondo esta regulación, ya que de lo contrario, pone en riesgo las

metas de producción de la reforma energética y con ello el potencial crecimiento económico que como ya analizamos, dependerá de distintas condiciones que se deben resolver en el corto plazo.

## CONCLUSIONES

Tras el análisis anterior, podemos concluir en cuatro puntos centrales: 1) para lograr las metas de producción de gas planteadas por el gobierno, es necesario que el régimen fiscal de los nuevos contratos de exploración y producción, así como las asignaciones a Pemex, contengan cláusulas que privilegien la explotación de gas no asociado a la producción de petróleo, ya que es el más abundante en el país. Lo anterior, depende de la política recaudatoria del país, que depende en una tercera parte de la producción y exportación de crudo, lo cual, resulta en una complejidad que incluso rebasa a la autoridad energética del país.

2) El incremento en la producción de gas por sí solo no provocará crecimiento económico al país, sino que se requiere de un plan cuyos cimientos deberían estar discutiéndose ahora mismo sobre cómo sustituir las importaciones con que arranca la Estrategia Integral de Suministro de Gas por exportaciones que permitan aprovechar las dinámicas de precios y los costos de producción del hidrocarburo.

3) Por último, si se planea explotar de manera masiva el gas *shale*, será necesaria una coordinación entre autoridades ambientales, energéticas y sociales sin precedentes en el país, con una regulación que contenga mayor solidez y espacios de análisis que incluyan a la sociedad.

“El gas natural es el combustible de la transición energética, no sólo en México, sino en el mundo, porque estamos entrando a la era no sólo del encarecimiento en la explotación de combustibles fósiles sino en su obvia declinación. Aunado a la urgencia de frenar los estragos del cambio climático en el planeta, en los próximos años veremos una expansión importante

de la generación eléctrica mediante fuentes renovables y para mantener la seguridad en la operación, es necesario contar con una tecnología de respaldo y aquí es donde el gas natural tiene su mejor oportunidad”, concluyó Juan Carlos Zepeda, presidente de la CNH.

Y Jeremy Bentham, vicepresidente de Negocios Globales de Shell –la tradicionalmente gigante petrolera que con su nueva adquisición fija sus apuestas en el gas– aseguró que en sus prospectivas, el crudo seguirá siendo la fuente primordial de consumo energético por lo menos al 2030, pero entonces, el gas se convertirá en el combustible de mayor uso para la humanidad y poco a poco irá desplazando al crudo y sus derivados en sectores como el transporte y la petroquímica.

“México, por supuesto que formará parte de este cambio y de la implementación adecuada de una legislación a tono dependerá el éxito de esta travesía”, dijo en entrevista.

La era del gas arranca en el mundo y México, un país con producción y reservas de este hidrocarburo, no tendrá otra opción que adaptarse o extinguir su producción energética primaria, como si se tratara de un dinosaurio. Más allá de discursos, la actuación del gobierno en el corto plazo en torno a este tema será fundamental para definir el futuro energético del país.