



NACIONES UNIDAS

CEPAL

SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO



cooperación
alemana

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Energía y recursos naturales

DESARROLLO DEL GAS LUTITA (*SHALE GAS*) Y SU IMPACTO EN EL MERCADO ENERGÉTICO DE MÉXICO: REFLEXIONES PARA CENTROAMÉRICA

Javier H. Estrada



NACIONES UNIDAS

CEPAL

SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO



cooperación
alemana

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

DESARROLLO DEL GAS LUTITA (*SHALE GAS*) Y SU IMPACTO EN EL MERCADO ENERGÉTICO DE MÉXICO: REFLEXIONES PARA CENTROAMÉRICA

Javier H. Estrada

Este documento fue preparado por el consultor Javier A. Estrada entre los meses de octubre y diciembre de 2012, en el marco del proyecto para apoyar a la consolidación gradual del mercado energético regional de América Latina, en consonancia con los procesos de integración subregional, con apoyo de la Cooperación alemana (GIZ). El capítulo V, relacionado con un posible desarrollo del gas natural en Centroamérica, fue preparado por el señor Víctor Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

ÍNDICE

RESUMEN	7
PRESENTACIÓN	9
ABREVIATURAS, SIGLAS Y ACRÓNIMOS	10
UNIDADES DE MEDIDA	11
MÚLTIPLOS	11
EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS	11
I. GAS DE LUTITA (<i>SHALE GAS</i>): ORIGEN, PRODUCCIÓN, ECONOMÍA E IMPACTOS	13
A. ORIGEN	13
B. PRODUCCIÓN	16
C. ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA EXPLOTACIÓN DEL <i>SHALE GAS</i>	31
D. PROBLEMÁTICA AMBIENTAL Y SOCIAL	37
II. DESARROLLO DEL GAS NATURAL Y GAS NO CONVENCIONAL EN LOS ESTADOS UNIDOS	41
A. BALANCE ACTUAL DE GAS NATURAL Y PROYECCIONES A 2035	41
B. RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LUTITA	43
C. REGIONES PRODUCTORAS DE <i>SHALE GAS</i> EN LOS ESTADOS UNIDOS	45
D. RESUMEN DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN, CONSUMO Y PRECIOS DEL GAS NATURAL	51
III. DESARROLLO DEL GAS NATURAL Y GAS NO CONVENCIONAL EN MÉXICO	54
A. RECIENTES LEYES E INSTRUMENTOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MÉXICO	54
B. LEY GENERAL DE CAMBIO CLIMÁTICO EN MÉXICO	62
C. PROPUESTAS DE REFORMA DEL SECTOR ENERGÉTICO QUE SE DISCUTEN EN MÉXICO	62
D. DESARROLLO RECIENTE DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO	65
IV. BALANCE DE EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DE AMÉRICA DEL NORTE	87
A. EXPORTACIONES DE LNG DE CANADÁ Y LOS ESTADOS UNIDOS	87
B. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL DE MÉXICO	91
V. REFLEXIONES PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN CENTROAMÉRICA	97
A. INICIATIVAS PARA LA INTRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL A LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL	97
B. LAS POSIBLES EXPORTACIONES DE GAS NATURAL DE LOS ESTADOS UNIDOS HACIA CENTROAMÉRICA	99
C. PROPUESTAS PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN CENTROAMÉRICA	101

VI. CONCLUSIONES	104
BIBLIOGRAFÍA	109
ANEXO I: ACTUALIZACIÓN DE HECHOS RELEVANTES EN LOS ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO RELACIONADOS CON EL <i>SHALE GAS</i>	113

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO 1: COMPONENTES DEL GAS NATURAL SECO Y LÍQUIDOS DEL GAS HÚMEDO	21
CUADRO 2: PROFUNDIDAD DE LOS POZOS EN LOS ESTADOS UNIDOS	21
CUADRO 3: USO DE AGUA POR POZO PARA PERFORACIÓN Y FRACTURACIÓN	24
CUADRO 4: COMPARATIVO DE PROYECTOS DE GAS CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL	32
CUADRO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN PROYECTO DE <i>SHALE GAS</i>	35
CUADRO 6: OFERTA TOTAL DE ENERGÍA, DESTINO Y PRECIOS, 2010-2035	42
CUADRO 7: CUATRO CASOS PARA EL GAS NATURAL, 2020-2035, PRECIOS, OFERTA Y CONSUMO	44
CUADRO 8: ESTIMACIÓN DE RECURSOS DE <i>SHALE GAS</i> Y ACEITE TÉCNICAMENTE RECUPERABLES AÚN NO DESARROLLADOS EN <i>PLAYS</i> DE LOS ESTADOS UNIDOS, EXCLUYENDO ALASKA, AL 1 DE ENERO DE 2009	48
CUADRO 9: ESTIMACIONES Y ATRIBUTOS RELATIVOS A LOS RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES NO PRUBADOS POR CUENCA DE <i>SHALE GAS</i>	52
CUADRO 10: BALANCE DE COMERCIO EXTERIOR DEL GAS NATURAL: SENSIBILIDAD A PIB, PRECIO DEL CRUDO, EUR Y TRR EN ESCENARIO BAJO, DE REFERENCIA Y ALTO, IMPORTACIONES, EXPORTACIONES Y PRECIO EN HENRY HUB SON RESULTADOS	53
CUADRO 11: COMPARATIVO DE PROYECCIONES DE AIE Y OTRAS AGENCIAS: OFERTA DEMANDA Y PRECIOS DEL GAS NATURAL EN 2035	53
CUADRO 12: CUENCA DE VERACRUZ	75
CUADRO 13: ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS NO IDENTIFICADOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL	79
CUADRO 14: ÁREAS PROSPECTIVAS DE <i>SHALE GAS</i> EN MÉXICO.....	82
CUADRO 15: REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.....	82
CUADRO 16: INVERSIONES ESTIMADAS EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	83
CUADRO 17: JERARQUIZACIÓN DE ÁREAS	84
CUADRO 18: PLAN DE ACTIVIDADES.....	85
CUADRO 19: DIVERSOS PROYECTOS DE TERMINALES EN LNG EN CANADÁ	88

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1:	SISTEMAS PETROLEROS (<i>RESOURCE PLAY</i>) Y LUTITA GENERADORA...	17
GRÁFICO 2:	PERFORACIÓN A PARTIR DE UNA PLATAFORMA BASE Y PERFORACIÓN MULTILATERAL	23
GRÁFICO 3:	POZO PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE LUTITA	28
GRÁFICO 4:	PRECIO DEL GAS NATURAL EN HENRY HUB	33
GRÁFICO 5:	PRECIOS DEL GAS NATURAL EN HENRY HUB Y DEL CRUDO WTI.....	41
GRÁFICO 6:	ESTADOS UNIDOS: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 1990–2035, CASO DE REFERENCIA	45
GRÁFICO 7:	ESTADOS UNIDOS: PRODUCCIÓN, CONSUMO Y COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL, 1990–2035, CASO DE REFERENCIA	46
GRÁFICO 8:	ESCENARIOS DE PRECIOS ANUALES DEL GAS NATURAL HENRY HUB, 1990-2035	46
GRÁFICO 9:	PRODUCCIÓN REGIONAL DE GAS NATURAL EN LOS ESTADOS UNIDOS, EXCLUYENDO ALASKA, 2010-2035	49
GRÁFICO 10:	TASA INTERNA DE RETORNO DE INVERSIÓN DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS DE <i>SHALE PLAYS</i> EN LOS ESTADOS UNIDOS	49
GRÁFICO 11:	PERFIL PROMEDIO DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE GAS DE LUTITA EN LOS PRINCIPALES <i>PLAYS</i> DE LUTITA EN LOS ESTADOS UNIDOS, POR AÑOS DE OPERACIÓN.....	51
GRÁFICO 12:	BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 1970–1985 Y 2000–2011	67
GRÁFICO 13:	COMPARATIVO DE PRECIOS DEL GAS Y DEL CRUDO, 1989–2010	67
GRÁFICO 14:	IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2000–2011	68
GRÁFICO 15:	ESCENARIO INERCIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2012–2026	69
GRÁFICO 16:	MÉXICO: OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL, 2012–2026	70
GRÁFICO 17:	EXPANSIÓN DE LA RED TRONCAL DE GASODUCTOS	71
GRÁFICO 18:	RESERVAS DE GAS NATURAL EN MÉXICO	71
GRÁFICO 19:	RESERVAS DE GAS NATURAL (GN) Y DE GAS SECO (G SECO)	72
GRÁFICO 20:	RECURSOS PROSPECTIVOS TOTALES (MMMBPCE) Y DE GAS NATURAL CONVENCIONAL	74
GRÁFICO 21:	DESARROLLO DE CAMPOS PRODUCTORES EN AMBOS LADOS DE LA FRONTERA	75
GRÁFICO 22:	IMAGEN ARTÍSTICA DEL PROYECTO LAKACH	76
GRÁFICO 23:	POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS EN 2010	78
GRÁFICO 24:	RECURSOS TOTALES EN LA CUENCA DE SABINAS (MMPC).....	78
GRÁFICO 25:	MAPAS DE LOCALIZACIÓN DE <i>PLAYS</i> DE <i>SHALE GAS</i> EN MÉXICO	80
GRÁFICO 26:	MERCADO DE FUTUROS DEL GAS NATURAL EN HENRY HUB.....	80
GRÁFICO 27:	PRIMEROS POZOS DE <i>SHALE GAS</i> EN MÉXICO	81
GRÁFICO 28:	PROSPECTIVA DE PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE GAS NATURAL.....	83
GRÁFICO 29:	PROYECCIÓN DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL DE LOS ESTADOS UNIDOS PROVENIENTES DE CANADÁ, CASO “REALISTA” (FEBRERO 2012)	89
GRÁFICO 30:	PROPUESTAS DE NUEVAS TERMINALES DE LNG EN LOS ESTADOS UNIDOS	91
GRÁFICO 31:	CRECIMIENTO DE LA RED DE GASODUCTOS EN MÉXICO	94
GRÁFICO 32:	EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN FÍSICO DE GAS NATURAL TRANSPORTADO.....	94

GRÁFICO 33: BALANCE DE GAS NATURAL	95
GRÁFICO 34: ESCENARIO DE COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL, 2011–2026....	95
GRÁFICO 35: CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES DE GAS NATURAL CON LOS ESTADOS UNIDOS	96
GRÁFICO 36: NUEVA RED DE GASODUCTOS	96

ÍNDICE DE RECUADROS

RECUADRO 1: EL FLUIDO DE FRACTURACIÓN	27
RECUADRO 2: COMPONENTES TÍPICOS DEL FLUIDO DE FRACTURACIÓN	28
RECUADRO 3: CONGRUENCIA DE UN FUTURO COMERCIO DE GAS DE LOS ESTADOS UNIDOS CON LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS CON LOS ACUERDOS DE LIBRE COMERCIO	102

RESUMEN

La producción de *shale gas* o gas natural de lutita en los Estados Unidos ha sorprendido al mundo por su rápido desarrollo y repercusión en la disminución del precio del combustible y el aumento de reservas de hidrocarburos. Este desarrollo ha crecido junto con la oferta de petróleo y de condensados de gas natural. Se estima que los Estados Unidos serían autosuficientes en petróleo y superavitarios en gas natural en menos de 30 años. El renovado impulso de los hidrocarburos no-convencionales empieza a ser visto como una “revolución energética” que dará nuevo dinamismo a la economía de ese país.

Por su novedad, la evaluación completa de estos desarrollos confronta dificultades metodológicas, estadísticas y de conocimiento científico, tecnológico, social y económico. Las regiones de los Estados Unidos y Canadá con yacimientos de *shale gas* comprobados son muchas. Sin embargo, dado lo novedoso de su explotación, no existe historial suficientemente largo para sacar conclusiones sobre procesos de exploración, picos y declives de producción y técnicas de recuperación de los recursos. Las analogías y extrapolaciones de las experiencias varían entre *plays* o conglomerados de yacimientos.

Las dudas crecen ante la discordancia entre la creciente producción de gas y precios de mercado inferiores a los costos. También se escuchan advertencias sobre los potenciales efectos nocivos de su explotación en el medio ambiente y comunidades aledañas. Hay dudas sobre los posibles efectos de la técnica de “fracturamiento hidráulico” (*fracking*) y los disolventes químicos empleados en mantos freáticos y agua potable.

Este documento se compone de cinco capítulos. En el primero se aborda el tema de la explotación de *shale gas*, desde el origen, la producción, la economía y los impactos de la exploración y producción de *shale gas*, hasta algunas peculiaridades del entorno de negocios y de los sistemas legal, financiero e impositivo. Dada su vasta experiencia en producción de hidrocarburos, los Estados Unidos cuentan con numerosas empresas proveedoras de bienes y servicios para la exploración y explotación de *shale gas*. Legisladores y autoridades de todos los niveles aplican instrumentos legales y procesan debates y opiniones para ir encontrando soluciones a los retos y cuestionamientos relacionados.

En el capítulo II se presenta un análisis de escenarios y proyecciones al año 2035. Se discuten las dinámicas que pueden convertir a los Estados Unidos en exportador neto de gas natural. Se asume que el energético menos costoso termina dominado el mercado. Sin embargo, el *shale gas* tiene un largo proceso por recorrer antes de desbancar a las grandes industrias de energía con muchas décadas en el mercado. Se revisa el crecimiento de reservas y producción en abasto a una demanda creciente, que a su vez requerirá que los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de combustible se sigan expandiendo y que los precios de mercado continúen bajos o aumenten lentamente, mientras los del crudo serían sustancialmente mayores. Esta diferencia de precios está motivando la sustitución de combustibles. Las tecnologías de “gas a líquidos”, “gas comprimido”, “celdas de gas metano” y otras seguirán abriendo espacio, hasta sustituir las tecnologías basadas en hidrocarburos líquidos que han dominado el desarrollo energético por más de un siglo.

La etapa de transición hacia lo que los teóricos consideran que será la era de los energéticos renovables se está volviendo realidad. Pero no hay indicios de que los combustibles tradicionales simplemente desaparecerán para dar paso a los energéticos renovables. Más bien, el *shale gas* se desarrolla como una nueva capa tendiente a envolver todo el mercado, sobre la cual se irá acomodando gradualmente el resto de los energéticos renovables. Así está sucediendo ya en la industria eléctrica debido a la flexibilidad de los ciclos combinados basados en gas natural, en especial su capacidad de

reducir e incrementar su carga, conservando altos rendimientos térmicos. Esta flexibilidad permitirá que el resto de las fuentes alternativas (eólica, solar, mareomotriz y las que se vayan incorporando), cuya capacidad de generación es variable, se acomoden en forma combinada.

En el III capítulo se describe la situación del gas natural en México, donde los bajos precios del combustible, el avance tecnológico, el manejo político del marco legal ambiental y social, además de la expansión de las redes de transporte, almacenamiento y distribución, también están cambiando. Se espera que el *shale gas* sea una nueva fuente de riqueza y de energía a bajo costo, pero, el proceso tomará varios años o décadas antes de que las expectativas se hagan realidad. Existen dudas sobre la forma de materializar este potencial en el país.

Un primer problema para México es su propia definición constitucional de la propiedad y explotación de los hidrocarburos por un monopolio de Estado, Pemex. Este modelo resulta inadecuado para explotar *shale gas* a gran escala. Otro problema está representado por los altos costos de logística presionados por la rapidez del ciclo de producción, cuyos picos y declives se alcanzan a pocas semanas de iniciada la perforación. El declive puede ser tan rápido hasta volver incosteable mantener los equipos en un solo lugar por demasiado tiempo. Pemex no parece adaptada para trabajar en una dinámica logística de gran velocidad, en la que los equipos de perforación y de trabajadores deben desplazarse entre numerosas operaciones. Por estas razones, México parece destinado a experimentar una primera etapa consumiendo *shale gas* barato importado de los Estados Unidos. Para ello se construyen redes de gasoductos a lo largo de la frontera, por donde se irá recibiendo el gas y acostumbrándose a él. Después vendrán los grandes debates nacionales para decidir quiénes serán los protagonistas de este nuevo desarrollo, si Pemex o empresas privadas. Las reformas resultantes deberán plasmarse en la Constitución y reglamentarse en leyes secundarias; se diseñarán nuevos modelos impositivos y regulatorios. A esto se agregará la preocupación por los impactos sociales y ambientales de esta industria, la escasez de proveedores especializados y la necesidad de capacitar gran número de trabajadores, los cuales podrían ser contratados por Pemex o por el sector privado, dependiendo del modelo que se adopte en las reformas. El ritmo de aprovechamiento del *shale gas* mexicano será lento.

Este reto no ha sido discutido en México. Se habla de los reajustes del mercado de gas natural como fenómeno de corto plazo, referido a los precios presentes. Mientras tanto, el desabasto de gas natural se convierte en tema central de la política industrial. ¿Quién pagará el sobreprecio del gas natural licuado (LNG) en las escasas terminales de regasificación del país?

En el capítulo IV se presenta el balance de exportaciones e importaciones de gas natural de América del norte. El reto de México a mediano plazo se perfila como la necesidad de desarrollar su propia industria gasera y extender las redes de gasoductos y de electricidad, hasta unir el sur y el norte del país, desarrollando simultáneamente la región oeste en la costa del Pacífico. Con el gas natural como punta de lanza, la industria energética irá configurando una nueva geografía industrial. Ahora corresponde al sistema político crear las condiciones institucionales para que esa dinámica se extienda por todo el territorio nacional.

En el capítulo V se abordan algunas implicaciones y retos para los países de Centroamérica. Se discute la posibilidad de consolidar consorcios regionales sólidos, capaces de negociar contratos con México para abastecer gas natural a largo plazo, además de financiar los gasoductos necesarios. También se analizan algunos escenarios favorables en el caso de la negociación de suministros de gas natural en el marco de los tratados de libre comercio que los países de dicha subregión tienen con los Estados Unidos.

PRESENTACIÓN

Una de las principales motivaciones de la transición energética en los países ha sido la diversificación de la matriz energética a partir de un mayor uso de las energías renovables y una menor utilización de los derivados del petróleo. México ha aumentado sus esfuerzos para impulsar el aprovechamiento de fuentes de energía renovable y tecnologías limpias para generar electricidad, lo que ha incluido una sustitución paulatina de productos refinados por gas natural.

La nueva industria del *shale gas* podría representar una aportación significativa para cubrir las necesidades de México a largo plazo; sin embargo, es necesario dimensionar y tomar las medidas para mitigar los impactos ambientales derivados de la producción del gas no convencional. En los países centroamericanos la introducción del gas natural se ha venido discutiendo desde finales de la década de los noventa y ha tomado ahora nuevo impulso a partir del desarrollo reciente del *shale gas* y de expectativas favorables para viabilizar exportaciones de gas natural licuado (LNG) desde los Estados Unidos.

En materia de energía se reconoce que la integración efectiva de las infraestructuras de electricidad y gas natural permite a los países la obtención de importantes beneficios económicos. Los países centroamericanos han adoptado importantes medidas para avanzar en la integración de sus sistemas de energía eléctrica y han dado pasos firmes hacia una interconexión mesoamericana, que incluye enlaces con México y Colombia.

Este documento trata de cubrir los aspectos más relevantes de la nueva industria en referencia. Incluye aspectos del origen, la producción, la economía y los impactos de la exploración y producción de *shale gas*, las dinámicas que pueden convertir a los Estados Unidos en exportador neto de gas natural y la situación de dicho energético en México. Finaliza con un recuento de las iniciativas y eventos recientes que favorecen el ingreso del gas natural en Centroamérica y algunas recomendaciones para lograrlo.

La situación y las cifras relevantes del *shale gas* en los Estados Unidos y México corresponden a las vigentes a finales de 2012. Considerando la fuerte dinámica de esta industria, se ha incluido un anexo con actualización de algunas cifras y los principales hechos relevantes ocurridos hasta agosto de 2013.

Fue elaborado con apoyo de la cooperación alemana (GIZ), en el marco de un proyecto para apoyar a la consolidación gradual del mercado energético regional de América Latina, en consonancia con los procesos de integración subregional. Las actividades para México y Centroamérica fueron coordinadas por la Sede Subregional de la CEPAL en México.

ABREVIATURAS, SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AIE	Agencia Internacional de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFE	Comisión Federal de Energía (México)
CNG	Gas natural comprimido
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos (México)
CRE	Comisión Reguladora de Energía (México)
DAC	Disposiciones Administrativas de Contratación
EIA	Agencia de Información de Energía (Estados Unidos)
EUR	Recuperación Final Esperada por pozo
GLP	Gas licuado de petróleo
LNG	Gas natural licuado
LOAPF	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
MER	Mercado eléctrico regional
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PIEM	Programa de Integración Energética Mesoamericana
RD-CAFTA	Tratado de Libre Comercio de los Estados Unidos con la República Dominicana y los países de Centroamérica
SENER	Secretaría de Energía (México)
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público (México)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos (México)
TLC	Tratado de libre comercio
TOC	Carbono Orgánico Total
TRR	Recursos Técnicamente Recuperables
USDOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos

UNIDADES DE MEDIDA

API	Gravedad API, o grados API (<i>American Petroleum Institute</i>)
bbbl	Barril
Btu	<i>British Thermal Unit</i>
°C	Grado centígrado
cP	Centipoise
D	Darcy (mD, milidarcy)
GJ	Gigajoule (10^9 joules)
HHP	Caballos de fuerza hidráulica
kWh	Kilovatio-hora
L	Litro
m	Metro
MW	Megavatio
P	Poise
p	Pie, también referido en mayúsculas
pc	Pie cúbico, también referido en mayúsculas
psi	Libra-fuerza por pulgada cuadrada (<i>pounds per square inch</i>)

MÚLTIPLOS

m	Mil (10^3)
mm	Millón (10^6)
mmm	Mil millones (10^9)
mmmm	Trillón (10^{12}), de acuerdo con la terminología anglosajona
B	Billón (10^9), de acuerdo con la terminología anglosajona
T	Trillón (10^{12}), de acuerdo con la terminología anglosajona

Nota: en algunas referencias el múltiplo "m" se usa en mayúsculas por corresponder a la convención internacional dominante.

EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS

gigajoule (GJ)	= 26,137 metros cúbicos (m^3) de gas natural
gigajoule (GJ)	= 923,019 pies cúbicos (p^3) de gas natural
Millón de BTU (mmBTU)	= Mil pies cúbicos (mpc) de gas natural
barril de petróleo (bbl)	= 1 barril de petróleo crudo equivalente (bpce)
bpce	= 5,41 mmBTU

I. GAS DE LUTITA (*SHALE GAS*): ORIGEN, PRODUCCIÓN, ECONOMÍA E IMPACTOS

A. ORIGEN

1. Formación

La teoría geológica aceptada sobre el origen del gas natural es la de la formación orgánica, pues las plantas utilizan energía solar para convertir el dióxido de carbono y el agua en oxígeno e hidratos de carbono mediante fotosíntesis. Los restos de las plantas y de los animales que las consumieron se aglomeraron en sedimentos sepultados. A medida que la carga de sedimentos aumenta, el calor y la presión de entierro convierten los hidratos de carbono en hidrocarburos.

El gas natural se gesta dentro de finos granos color negro que, al acumularse, forman rocas orgánicas o lutitas. La presión sedimentaria tiende a expulsar el mayor volumen de gas hasta la parte más porosa y permeable de la roca. El gas remanente atrapado en la roca se denomina *shale gas*, gas de lutita, gas de esquisto o gas de pizarra.¹

Esa roca sedimentaria alguna vez fue lodo depositado en el fondo de aguas generalmente quietas como extensas zonas lacustres y el fondo del océano. Este lodo es un compuesto de plancton marino rico en carbonatos, fosfatos y silíceas, sepultado bajo sedimentos sucesivos. La roca orgánica referida tiene características biogenéticas, ya que en su formación intervino la actividad de organismos vivos (Escobar, 2003).

La roca de lutitas es considerada también arcilla enriquecida, si bien la proporción de sus componentes es variable. Se clasifican según su grado de madurez sobre la base del carbono y elementos volátiles que contengan. En su formación actúan varios procesos de sedimentación que pueden resultar en rocas mixtas de difícil clasificación.

Las lutitas tienden a adherir capas delgadas de piedra arenisca, roca caliza o dolomía. Los sedimentos se forman por la acumulación de partes duras de organismos unidas por cementación. En la fase de entierro superficial, a pocos cientos de metros, el lodo se transforma en pizarra, cuyas bacterias se alimentan de la materia orgánica disponible (normalmente menos del 5% y hasta un 10% del volumen de la roca) para liberar metano biogenético.

El *shale gas* también se forma en rocas enterradas entre los 450 y los 5.000 metros, donde el calor y la presión sobre la materia orgánica forman moléculas de hidrocarburos y generan metano termogenético (Escobar, 2003). Cada 1.000 metros de profundidad añaden unos 30° C a la roca. Cuando la temperatura alcanza los 60° C, la materia orgánica se descompone en aceite y posteriormente se reduce a su constituyente más simple, metano.

La mayor parte de las reservas de gas natural y petróleo provienen de lutitas ricas en materia orgánica. El proceso de formación de las rocas a partir de sedimentos tiende a reducir la porosidad y

¹ La lutita es una roca sedimentaria formada por fragmentos sólidos transportados por el agua o el viento a una cuenca sedimentaria (lutita detrítica) o formada de areniscas provenientes de la compactación de partículas de otras rocas (lutita clástica). La compactación puede convertir a las lutitas en pizarras o en filitas, que son rocas brillosas compuestas por cristales. El proceso de formación y compactación de la lutita, es decir su diagénesis, se produce a 5 o 6 km de la corteza terrestre a temperaturas inferiores a 200° C.

aumentar la aglutinación de los materiales. Este proceso diagenético se inicia antes del reposo de los componentes, por lo cual los fragmentos que terminan formando las rocas pueden quedar cubiertos por capas de óxidos metálicos y arcillas a partir de minerales degradados.

Los poros de las lutitas son tan pequeños que se miden en nanómetros, una milmillonésima de un metro (nm). El tamaño medio de un poro de lutita es de 3 nm, aunque algunos llegan a medir más de 100 nm. Las cadenas de átomos de carbono (“cíclicos” en forma de lazo o anillo) forman hidrocarburos que se transportan por medio de sedimentos finos con permeabilidad de 10^{-3} a 10^{-11} milidarcies. Los compuestos moleculares más pequeños pueden migrar a más de 6.000 m de profundidad en lutitas con porosidad del 10% o menos.²

Los procesos diagenéticos tienden a realzar las diferencias entre los sedimentos (tamaño y color de granos, entre otros), de modo que las rocas se configuran en capas de cierta continuidad, denominadas estratos, aglutinados en láminas que forman capas. La línea de estratificación de cada capa marca la terminación de un evento. Lo que más interesa de una capa estratigráfica es su geometría interna con respecto al conjunto que la rodea, ya que dichas estructuras indican el ambiente de formación.

2. Generación de petróleo y gas natural de lutita

El *shale gas* es metano producido por depósitos de lutitas y otras rocas de grano fino. Grandes volúmenes de hidrocarburos pueden quedar almacenados en rocas, fracturas o poros muy pequeños con permeabilidad muy baja. A esto se le llama *shale gas*, gas de lutita o gas de pizarra bituminosa. Esta última no contiene hidrocarburos maduros, salvo el precursor kerógeno.³

Las lutitas son también las rocas madre u originarias de los yacimientos convencionales de gas natural y ellas mismas pueden contenerlo. El gas se almacena de tres maneras: absorbido por el kerógeno, atrapado en poros de sedimentos de grano fino intercalados en la lutita, o confinado en sus fracturas internas.

El potencial gasífero y petrolífero de una roca de lutita está en función de su volumen (medido en espesor y extensión de área), riqueza orgánica (cantidad y tipo de materia orgánica) y madurez térmica (tiempo de exposición de la roca al calor). Debido a que la temperatura aumenta con la profundidad de sepultamiento de la roca y el gradiente térmico de la cuenca, el calor convierte la materia orgánica en kerógeno. Éste se convierte a su vez en bitumen que, a cierta temperatura, libera los compuestos del petróleo. Por ello la

² 1 darcy = $9,869233 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$. El darcy (D) es una unidad que se usa para medir la permeabilidad, y de manera más común el milidarcy (mD). La permeabilidad de areniscas y lutitas arroja valores de $9,0 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$ a $2,4 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$ para el agua y entre $1,7 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$ y $2,6 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$ para el gas nitrógeno.

³ La palabra kerógeno proviene del griego que significa “productor de cera”. Es una sustancia compleja formada por largas cadenas de carbono e hidrógeno con átomos de oxígeno, nitrógeno y azufre. La composición del kerógeno varía con el origen y evolución de las diferentes clases de lutitas; sus contenidos químicos y cantidad tienen también un amplio rango de variación. El kerógeno se define como la fracción de materia orgánica normalmente insoluble en disolventes orgánicos, a diferencia de la parte denominada bitumen.

prioridad de los exploradores hasta ahora ha sido conocer el potencial petrolífero y de otros líquidos de alto valor en el mercado.⁴

El kerógeno se clasifica en cuatro tipos:

- a) El generado en ambientes lacustres ricos en plancton reelaborado por la acción de bacterias y microorganismos. Rico en hidrógeno y bajo en oxígeno, su tipo es poco común.
- b) El generado en ambientes marinos de profundidad media a partir de restos de plancton y reelaborado por bacterias. Es rico en hidrógeno y bajo en carbono. La generación de crudo y gas depende de la temperatura.
- c) El proveniente de restos vegetales terrestres. Posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos a) y b), por lo que genera gas seco.
- d) El generado a partir de materia orgánica residual sujeta a erosión, combustión u oxidación. Tiene alto contenido de carbono y poco hidrógeno, con bajo potencial para generar hidrocarburos.

En los siguientes párrafos se describe la secuencia de formación y transformación del kerógeno en bitumen y posteriormente en otros líquidos, gases y, en algunos casos, en coque.

Como se ha mencionado, la maduración térmica del carbono y del hidrógeno produce moléculas de hidrocarburos cada vez más pequeñas, aumentando así su contenido de hidrógeno, hasta formar metano (CH₄). A temperaturas inferiores a los 50 °C, la descomposición de la materia puede generar gas seco. Entre los 50 °C y 150 °C, la materia se convierte en kerógeno, el cual involuciona hacia su etapa ancestral, en la que genera aceite y gas.

Los kerógenos tipo I y II producen gas y aceite, mientras que los de tipo III generan gas, principalmente. A mayor profundidad de entierro, mayor presión y temperatura, generan mezclas de metano, etano, propano y otros hidrocarburos. Cuando la temperatura supera los 150 °C, se genera anhídrido carbónico (CO₂), nitrógeno (N₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S).

Las lutitas con alto contenido de kerógeno tienen una estructura más compacta, menor laminación y coloraciones más variables. Esto se debe a la variación de la cantidad de materia orgánica y al estado de oxidación de las impurezas de hierro presentes en ellas, aunque algunos compuestos del petróleo se liberan a temperaturas inferiores que las de la descomposición del kerógeno.

Para conocer el potencial de generación de gas o aceite es necesario medir el carbono orgánico total (TOC) de la roca. Adicionalmente se aplican pruebas de pirólisis, reflectancia de vitrinita, alteración de temperatura, cromatografía, espectrometría y, en algunos casos, isotópicas (McCarthy, 2011). El análisis de TOC en un pozo depende de las muestras, las cuales se colectan a intervalos de 10 metros de profundidad.

La vitrinita se compone de restos carbonizados de materia vegetal leñosa, que se encuentran en casi todas las rocas sedimentarias formadas hace unos 400 millones de años. La reflectancia se refiere a la cantidad de luz reflejada por un maceral (granos orgánicos del kerógeno). A nivel microscópico, los macerales se dividen en tres grupos. Los principales son la liptinita, la vitrinita y la inertinita.

⁴ Si bien muchas rocas generadoras ricas en materia orgánica son arcillosas, los carbonatos también pueden formar rocas generadoras y yacimientos. Algunos pueden contener entre un 10% y un 30% de carbono orgánico total (TOC), con una proporción superior a 1,2% entre los átomos de hidrógeno y los de carbono, a diferencia de las lutitas, cuyo TOC puede ser inferior al 5%. A medida que la roca libera petróleo, el kerógeno se vuelve más pobre en contenido de hidrógeno.

Los macerales se clasifican según su matiz grisáceo ante el reflejo de la luz. Las liptinitas son de color gris oscuro, las vitrinitas son gris claro, y las inertinitas son blancas y pueden ser muy brillantes. Las liptinitas se componen de hidrógeno y son ricas en hidrocarburos derivados de esporas, polen, cutículas y resinas. Las vitrinitas forman un gel compuesto de madera, corteza y raíces, y contienen menos hidrógeno que las liptinitas. Las inertinitas son productos de oxidación de macerales y por ello más ricas en carbono que las otras. La reflectancia de la vitrinita cambia con el nivel de profundidad y calor de la roca.

La reflectancia se evalúa con microscopio provisto de lente objetivo de inmersión en aceite y fotómetro, y se mide como R_o , porcentaje de la luz reflejada en el aceite. El R_o varía según el tipo de materia orgánica y sus valores para el gas son superiores a los del aceite. $R_o > 1,5\%$ significa que predomina el gas seco; $1,1\% < R_o < 1,5\%$ muestra la existencia de gas con tendencia a la generación de aceite; $0,8\% < R_o < 1,1\%$ implica presencia de gas húmedo; $0,6\% < R_o < 0,8\%$ muestra presencia de aceite; $R_o < 0,6\%$ significa que el kerógeno es inmaduro (Senftle, 1001).

Un examen adicional del kerógeno es el “índice de alteración a la temperatura”, análisis microscópico del color de las esporas en el maceral, el cual pasa de color amarillo a marrón oscuro y hasta negro en el proceso de maduración. La “cromatografía en fase gaseosa” mide la composición de hidrocarburos livianos. Combinada con la “espectrometría de masas” identifica las trazas de compuestos orgánicos del kerógeno. Con estos últimos estudios se obtiene la huella geológica o biomarcadores de las moléculas que identifican el origen y especificidad de la lutita, de lo que se infiere la edad geológica de las formaciones y el origen de su materia orgánica.

B. PRODUCCIÓN

1. Extracción de hidrocarburos de la lutita

La distinción entre yacimientos convencionales y no convencionales de gas o crudo ha sido la de mayor uso en el lenguaje industrial. Pero la gama comprende distintas fases de transformación, desde el gas o el crudo con alto contenido de gas, alta porosidad y permeabilidad, hasta el *tight gas* (gas de arenas compactas), cuyo rendimiento es más bajo, y el *shale gas* de yacimientos con escaso contenido de metano, muy baja porosidad y permeabilidad (véase el gráfico 1).

Los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes: contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca, dispersión de yacimientos en áreas muy extensas y permeabilidad muy baja. Su viabilidad económica suele ser incierta debido al bajo contenido de gas o aceite en las rocas fuente. El volumen extraído por pozo es muy inferior al de yacimientos convencionales.

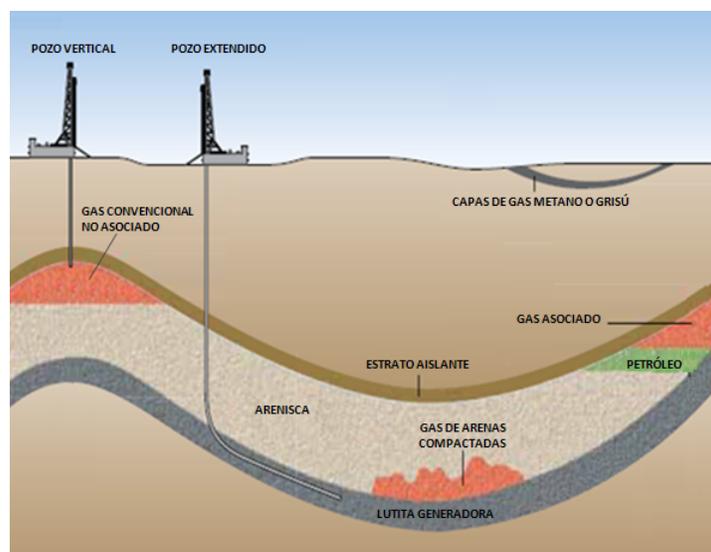
A fin de que los hidrocarburos de yacimientos no convencionales alcancen viabilidad económica, su extracción debe hacerse con la técnica “fracturación hidráulica” o *fracking* y perforar pozos horizontales, pozos multilaterales y otras técnicas, hasta exponer la mayor parte del yacimiento. El *fracking* se usa en todos los hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, como el *tight gas*, el gas de carbón y el gas y el crudo de lutitas.

Para su explotación industrial, los yacimientos con permeabilidad mayor a 0,1 mD se consideran convencionales y el resto no convencionales, esencialmente productores de gas seco. Siendo tan amplia la gama de hidrocarburos no convencionales, es importante distinguir la diferencia entre arenas bituminosas, gas de carbón (gas grisú o *coal bed methane*), aceite de arenas compactas (*tight oil*), gas de arenas compactas (*tight gas*), crudo de lutitas (*shale oil*) y gas de lutita (*shale gas*) (IEA, 2010).

a) Las arenas bituminosas contienen aproximadamente un 83% de arena suelta o arenisca, un 10% de bitumen, un 3% de arcilla y un 4% de agua. Están saturadas de un petróleo denso y viscoso conocido como bitumen o alquitrán, que no fluye, a menos que sea calentado o diluido con hidrocarburos más ligeros. Por su gravedad inferior a 10°API se cataloga como petróleo en fase semisólida o sólida.

Las arenas bituminosas yacen a unos 75 metros de profundidad, por lo que se extraen con los métodos de la minería superficial o in situ y son extraídas con grandes palas mecánicas. Después de la extracción, el aceite se transporta a plantas de tratamiento para destilarse en hidrocarburos más ligeros, donde se recupera hasta el 90%.

GRÁFICO 1 SISTEMAS PETROLEROS (*RESOURCE PLAY*)^a Y LUTITA GENERADORA



Fuentes: Elaboración propia a partir de *Energy Information Administration, World Shale Gas Resources. An initial assessment of 14 regions outside the USA*, V, 2011; McCarthy, Kevin, et al, “La Geoquímica básica del petróleo para la evaluación de rocas generadoras”, traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*, 2011:13.

^a El término *resource play* se refiere a sedimentos que son yacimientos y fuentes explotables de hidrocarburos. Los yacimientos cubren varios km² de extensión y no están limitados a una estructura geológica determinada.

En su extracción se usa agua caliente y productos químicos. La pirólisis (calentamiento en ausencia de oxígeno) es el proceso más utilizado en la obtención de hidrocarburos a partir de bitumen. La pirólisis consta de dos procesos: la rotura de los enlaces de kerógeno para formar bitumen y la degradación del bitumen para formar productos líquidos, gases y un residuo carbonoso (coque). La destilación se hace aumentando la proporción de hidrógeno con respecto al carbono. La pirólisis para producir crudo empieza a ser efectiva a presión atmosférica y temperaturas superiores a los 400° C. Bajo condiciones ideales, la mayor parte del kerógeno se convierte en crudo.

Algunos catalogan la extracción de aceite por pirólisis u otros métodos químicos como producción de petróleo sintético. La producción de un barril de crudo requiere separar el aceite de al

menos dos toneladas de arena. Los problemas más importantes son el manejo de gran cantidad de sólidos, el tamaño de partícula al que las rocas deben ser fraccionadas, el transporte, el calor y la selección del método para establecer la fuente térmica adecuada al proceso.

b) El gas grisú (*coal bed methane*) es el gas metano almacenado en la estructura del carbón. Las minas de carbón contienen volúmenes importantes. El gas normalmente se libera durante la extracción minera. Razones de seguridad, ambientales y económicas han orillado a crear nuevas técnicas para capturarlo y extraerlo.

El gas grisú se encuentra en yacimientos que no siempre son rentables, ya que pueden estar a grandes profundidades o carecer de la calidad deseada. Los yacimientos de carbón tienen baja permeabilidad, la cual disminuye con la profundidad. Por lo tanto, se hace necesario el *fracking* para que el agua penetre en el carbón y atrape el gas. Una vez que se extrae el metano, la presión se reduce, haciendo fluir el gas por el pozo. En la primera fase del proceso se generan grandes volúmenes de agua contaminada, la cual es reinyectada a la formación. En la actualidad se investiga la inyección de CO₂ para aumentar la liberación del metano.

c) El aceite de arenas compactas (*thigt oil*) es un hidrocarburo ligero que se encuentra en plays con formaciones de baja porosidad. Con frecuencia el kerógeno yace en una mezcla de capas maduras de aceite y estructuras de rocas generadoras de baja permeabilidad. Extraerlo requiere estimulación artificial para hacer contacto con las rocas almacenadoras. Este crudo es considerado por algunos como aceite en proceso de maduración que puede ser transformado en crudo sintético.

d) El petróleo de lutitas (*oil shale*) se obtiene de una roca porosa que contiene bitumen transformado en aceite y gas natural en su entierro. El petróleo de lutitas normalmente se encuentran a poca profundidad. En las profundidades se pueden encontrar rocas con potencial de generación de aceite y otros líquidos.

La producción de petróleo no convencional a partir de bitumen requiere la aplicación de calor. En las lutitas bituminosas, la materia orgánica forma parte de la matriz inorgánica, de forma que sólo una parte está químicamente unida a los constituyentes minerales. Para obtener aceite, la lutita bituminosa puede ser quemada de manera directa. En los Estados Unidos ha habido problemas con esa técnica porque sus formaciones de lutitas tienen baja porosidad y permeabilidad. Además, la lutita quemada puede desarticularse, lo que provocaría que la combustión no fuese homogénea en todo el lecho.

El proceso más común para procesar bitumen es el *retorting* o destilación destructiva en hornos que realizan la pirólisis (Qian, 2006). Esto puede hacerse en plantas afuera del pozo y, si las condiciones del yacimiento lo permiten, también dentro de él mediante inyección de vapor para permitir que el bitumen fluya hacia la cabeza del pozo. En el *retorting* de superficie debe extraerse primero la lutita bituminosa.

Los equipos de *retorting* tienen especificaciones de tamaños de lutitas a procesar, desde cientos de mm hasta más de 1.000 mm. Para cumplir las especificaciones es necesario triturar la lutita primero. Actualmente casi todos los procesos de pirólisis y *retorting* se basan en el calentamiento directo con fuente de calor con gas. Debido al bajo coeficiente de conductividad del calor en la roca, el tiempo de purificación es mayor, pudiendo durar varias horas. En las partículas de aceite más pequeñas, la velocidad de calentamiento es mayor.

El *retorting* subterráneo o *in situ* para obtener aceite se realiza introduciendo aire para quemar y realizar la pirólisis de la lutita. Este proceso evita el problema de manejo y eliminación de gran cantidad de material típico de la minería. El *retorting in situ* puede recuperar la lutita bituminosa a mayor profundidad. Pero es poco eficiente por el bajo nivel de permeabilidad, que dispersa el aire inyectado.

El *retorting in situ* “modificado” es más eficiente para resolver el problema de la permeabilidad: la parte superior del lecho se saca a la superficie con métodos mineros a fin de excavar huecos de volumen adecuado para ejecutar la operación. El yacimiento de aceite de lutita adyacente a la porción fracturada se desplaza hacia el espacio vacío. La combustión se inicia con la entrada de aire en la parte superior de los escombros de lutita, calentando varios metros por semana. Por encima de la zona de combustión, el gas caliente crea una zona de pirólisis, donde el aceite se descompone y fluye hacia la parte inferior de los escombros para ser bombeado a la superficie.

La minería de superficie implica riesgos técnicos bajos, pero el uso de la pirólisis *in situ* requiere estricto control del agua para evitar la contaminación de los suelos y del medio ambiente. Las técnicas de calentamiento subterráneo de la lutita bituminosa pueden acceder a recursos enterrados a mayor profundidad.

Existen otros métodos de extracción del aceite de la lutita bituminosa (McCarthy, 2011). En algunos casos se emplea energía eléctrica para aplicar calor *in situ*. Para ello se realizan perforaciones verticales donde se instalan los calentadores eléctricos. Los gases y el crudo producidos son recogidos en perforaciones hechas para ese propósito. Otros procedimientos se basan en la inyección de vapor a altas temperaturas por conducto de pozos horizontales, bombeando el bitumen hacia un segundo pozo horizontal ubicado debajo del primero. Este proceso demanda menor consumo de energía y garantiza una mayor tasa de recuperación, un 70% contra un 25% a 30% de otros métodos de inyección de vapor. La producción de petróleo a partir de arenas bituminosas requiere de alto consumo de agua, de dos a tres barriles por barril de bitumen. Reciclada, el porcentaje de agua disminuye a medio barril por uno de crudo.

Un método en desarrollo es la utilización de “fluidos supercríticos” para extraer el kerógeno.⁵ Esta técnica permite, por una parte, trabajar *in situ*, lo cual resuelve el manejo de sólidos y, por otra, minimiza los efectos de transporte, al aumentar la capacidad de adaptarse a la temperatura que lo rodea (su difusividad) y disminuir la oposición del fluido (es decir, la viscosidad del solvente) a niveles cercanos a los de los gases.⁶ Estos fluidos tienen un poder disolvente similar al de los líquidos, pero con mejores características de transferencia de materia, lo que permite mayor extracción. Estos métodos ahorrarán energía, facilitarán la separación del material extraído, presentarán baja resistencia a la transferencia de materia y reducirán la pérdida de carga en sistemas de flujo (Torrente, 2008).

e) Gas de arenas compactas (*tight gas*) y gas de lutitas (*shale gas*). Ambos son gases naturales con baja permeabilidad (menor a 0,1 mD), por lo que no fluyen con facilidad. El gas de baja permeabilidad se conoce como de “arenas compactas” cuando se encuentra en roca aceitosa, y como gas de lutitas cuando se encuentra en roca caliza. Las formaciones de gas de lutitas son las estructuras de menor permeabilidad, por lo que requieren mayor esfuerzo para llegar a los poros que almacenan el gas.

⁵ Un fluido supercrítico es cualquier sustancia a temperatura y presión superiores a su “punto crítico”, donde los líquidos no se distinguen de los gases. El fluido se puede difundir como gas a través de un sólido y disolver materiales como un líquido. Cerca del punto crítico, los pequeños cambios de presión o temperatura resultan en grandes cambios de densidad, lo que permite “ajustar” el fluido. Los fluidos supercríticos son sustitutos de los disolventes orgánicos en una gama de procesos industriales y de laboratorio.

⁶ Difusividad: capacidad de adaptarse al fluido.

Las lutitas de gas pueden contener dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno o radón radiactivo, además de metano, según las características del depósito. El gas es igual al de yacimientos convencionales, pero el método de producción es distinto. Su extracción no siempre es rentable mediante pozos verticales por su flujo débil. Tanto la producción de gas de arenas compactas como la de lutitas se realizan por conducto de pozos horizontales con fracturación hidráulica.

La fracturación hidráulica requiere bombeo de fluidos a los pozos para aumentar la presión y fracturar la roca. A fin de mantener abierta la fractura, la inyección es sustituida por arena de alta permeabilidad. Los pozos horizontales crean mayor área de superficie en contacto con el depósito que los pozos verticales. Esto permite mayor eficiencia de transferencia de gas y recuperación del yacimiento.

La tecnología actual es adecuada para producción en tierra y no está bien adaptada para mar adentro, y ofrece una tasa de recuperación máxima del 20%. Esta técnica tiene gran potencial de desarrollo, pero se requiere más investigación básica del gas de arenas compactas y el de lutitas. Las técnicas al uso se han basado en conocimientos empíricos hasta ahora.

Se han descubierto *plays* de lutitas que, además de gas seco, contienen hidrocarburos líquidos y condensados. Las empresas han aprendido a extraer el gas de la roca de baja permeabilidad y, a medida que avanzan en la etapa de *fracking*, también progresan en la capacidad de extraer petróleo y gas húmedo. En la región de Bakken los prospectos enfocan zonas con rocas limosas y dolomías intercaladas en la lutita. Cuando los poros son menores a 10 nm (10 nanómetros = 10^{-8} metros), típico de la lutita, la influencia de sus paredes en el comportamiento y la viscosidad del gas húmedo crea un fluido cuyas condiciones de transporte favorecen la producción de condensados.

A pesar de que el margen de utilidad de corto plazo del gas seco extraído de la lutita ha llegado a ser muy bajo y hasta negativo, la extracción de los líquidos (NGL) ha justificado las operaciones. El NGL es una designación general para componentes como etano, propano, butano y "gasolina natural" (pentanos): condensados extraídos como líquidos de una corriente de hidrocarburos en fase de vapor. Una vez extraídos se mantienen en estado líquido para su almacenamiento, transporte y consumo.

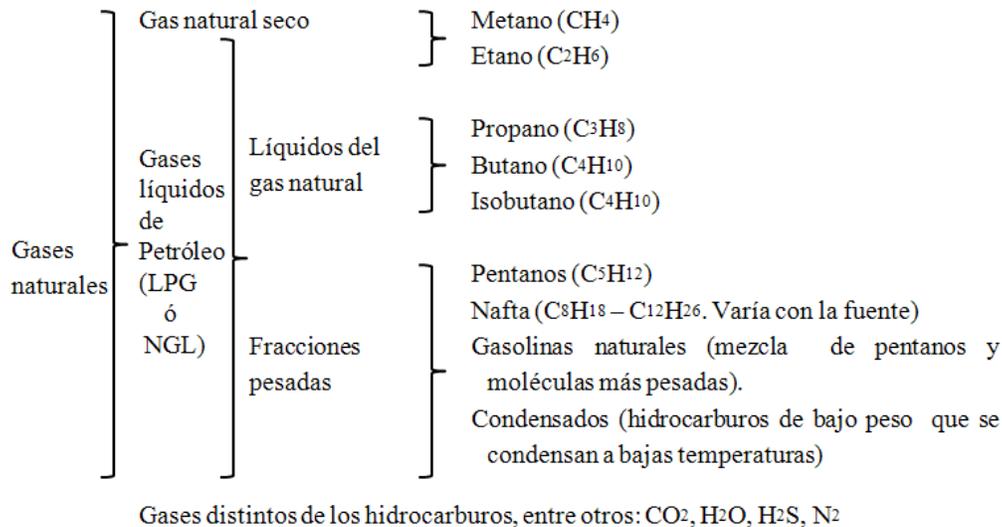
A los productores les preocupa que la producción de gas natural pueda acarrear sulfuro de hidrógeno que deba separarse, además de que la extracción puede representar altos costos por los grandes volúmenes de agua requeridos. Sin embargo, los altos precios del crudo y de los condensados han dado viabilidad económica a los proyectos de gas seco (Dukes, 2012). Las diferencias de precio han favorecido no sólo la venta de crudo y condensados, sino también el desarrollo de la oferta de etano.

El gas húmedo de Eagle Ford tiene un contenido calórico de aproximadamente 1.440 BTU (British Thermal Units) unidad del contenido calorífico del gas, lo que lo hace muy redituable. Un "Eagle Ford condensado" con una gravedad API de 60,1 o superior se valora a precio de crudo ligero, con factor de ajuste de "menos 0,03 dólares por barril por cada 0,1 de API (una décima de grado) por encima de 45,0°API". Si la gravedad API es de 60,1, el ajuste es de 60,1 a 45 o $149/10$ de un grado API por encima de la gravedad publicada. El descuento se calcula multiplicando 149 por 0,03 dólares, lo que resulta en un descuento de 4,47/bbl con respecto al precio publicado (Fielden, 2012). Pareciera entonces que en Eagle Ford, Marcellus y Bakken hay casos en los que la producción de gas de lutitas se ha convertido en producto asociado a la producción de crudo y condensados, al menos durante períodos de bajos precios del gas natural.

Los gases húmedos o ricos en condensados se procesan en plantas de separación para extraerles los líquidos, manteniendo el contenido de etano en las especificaciones de los gasoductos. Lo que se

extrae se denomina mezcla bruta. Los *plays* de mayor producción de gas húmedo o con condensado son Eagle Ford en el sur de Texas y el norte de México, las cuales se espera que produzcan 500.000 bbl/día de mezcla bruta en 2015, contra los niveles de 175.000 a 200.000 bbl/día que se producían en 2011–2012 (Platts, 2012). En el cuadro 1 se muestra un resumen de los principales componentes del gas natural.

CUADRO 1
COMPONENTES DEL GAS NATURAL SECO
Y LÍQUIDOS DEL GAS HÚMEDO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Cifras preliminares para 2012.

CUADRO 2
PROFUNDIDAD DE LOS POZOS EN LOS ESTADOS UNIDOS
(En metros)

Pozos	Promedio en metros (2008)	
	Exploratorios	De desarrollo
Promedio incluyendo secos	1 927	1 805
Aceite	2 371	1 505
Gas natural	1 798	1 999

Fuente: Energy Information Administration (www.eia.gov).

2. Proceso productivo del *shale gas*

a) Evaluación de los recursos

La evaluación de recursos comienza con la recopilación de datos para identificar las cuencas y seleccionar las formaciones más prometedoras. Se utilizan datos de columnas estratigráficas y registros de pozos que indican edad geológica, rocas fuente y otros datos, además de los datos siguientes:

- i) Entorno para deposición de las lutitas (marino y no-marino).

- ii) Distancia desde la base hasta la profundidad máxima del yacimiento.
- iii) Estructura geológica.
- iv) Contenido orgánico total y neto (TOC por peso).
- v) Madurez térmica (R_o).

Las etapas de la exploración son similares a los de la exploración de yacimientos de gas convencional:

- i) Revisión de la información disponible.
- ii) Reconocimiento aéreo de campos magnéticos, gravedad y radiación.
- iii) Estudios sismológicos de estructuras del subsuelo capaces de retener gas.
- iv) Perforación exploratoria.
- v) Registro de pozos para determinar porosidad, permeabilidad y composición de fluidos.

El *shale gas* yace en formaciones de lutitas con intercalaciones porosas y permeables, en presencia de sedimentos de grano fino y sistemas de fracturas naturales.

Los datos básicos para detectar fracturas son compensación de densidad, espesor, registro de temperatura e imágenes de MicroScanner.⁷ Recientemente se ha empezado a usar la herramienta “Imagen multiespectral aerotransportada de baja altitud” para identificar microfracturas del subsuelo y evaluar el potencial de las formaciones.⁸

b) Perforación

La primera perforación se hace en dirección vertical hasta alcanzar la capa de gas. Dependiendo del espesor de capa se decide si basta perforar pozos verticales o si éstos deberán ser virados en línea horizontal para maximizar el contacto con la capa de gas.

Una vez que la perforación llega a la capa de gas, se detonan explosivos para provocar pequeñas fracturas en las lutitas. Estas fracturas son ensanchadas con inyección de agua a presión. El número de fracturas artificiales, su longitud y posición vertical u horizontal dependen del espesor del intervalo y otras características de la formación.

Un ramal lateral de un pozo horizontal aloja numerosos intervalos de inyección seleccionados por su potencial de productividad. La inyección de agua se aísla para cada intervalo de producción. En la etapa productora la línea del pozo horizontal llega a tener hasta nueve intervalos repartidos en ramales de 600 m a 1.500 m, aunque estos límites llegan a superarse. Un pozo en la ventana de aceite de Eagle Ford alcanzó 1.647 metros con 15 intervalos de fracturación (RREFSC, 2012). Los laterales horizontales pueden traspasar fracturas y fallas en la formación. Durante la exploración la longitud del ramal puede ser del triple de largo e incluir un mayor número de intervalos de inyección.

⁷ El MicroScanner (microespejo de exploración) detecta y manipula señales ópticas a escala muy pequeña mediante un sistema de espejos para la modulación dinámica de la luz.

⁸ El Sistema de Adquisición de Imágenes Multiespectrales Aerotransportadas permite superar las limitaciones de los sistemas satelitales como interferencia de nubes, resolución espacial e información en tiempo real. La teledetección es el sistema integral de captura de información territorial (a partir de la radiación electromagnética captada por el sensor), que se emplea en prospección topográfica. Combina las técnicas digitales de tratamiento de imágenes e información alimentada por sensores sobre los aspectos espacial, radiométrico, espectral y temporal.

Dado que las formaciones no son homogéneas, las perforaciones subsecuentes a la primera vertical no siempre son horizontales; a veces se van adaptando a la formación para disminuir el riesgo de fracturación excesiva. Los pozos de *shale gas* de los Estados Unidos alcanzan entre los 1.200 m y 2.500 m, normalmente alrededor de los 1.800 m, más curvaturas horizontales y laterales. Una vez que la perforación alcanza el área productora, la extensión de los intervalos dependerá del volumen energético que se espera recuperar (Heddelston, 2009).

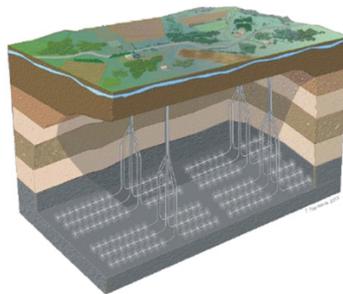
Además de pozos verticales u horizontales, en algunos lugares se perforan pozos direccionales u oblicuos hasta encontrar el ángulo de mayor exposición del yacimiento para elegir las mejores áreas. Este método también se usa cuando el acceso vertical es difícil o imposible, como en los yacimientos bajo áreas pobladas, lagos y formaciones reacias a la perforación.

Las técnicas de producción incluyen la perforación de pozos multilaterales a partir de dos o más pozos horizontales, después de la primera perforación vertical. Esta técnica ayuda a incrementar la producción a costos marginales decrecientes.

Los diagramas del gráfico 2 representan ejemplos de plataformas para perforación de pozos.

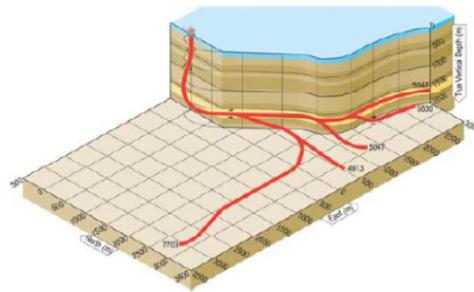
GRÁFICO 2 PERFORACIÓN A PARTIR DE UNA PLATAFORMA BASE Y PERFORACIÓN MULTILATERAL

Plataforma base



Fuente: (www.csiro.au).

Perforación multilateral



Fuente: 3 legs resources.

c) **Uso de agua**

Las técnicas de fracturación para estimular la producción de gas natural y aceite datan de fines del siglo XIX, pero no se empezaron a desarrollar sino hasta los años cincuenta. A mediados de los setenta se realizaron programas de investigación para la producción comercial de gas natural en formaciones no muy profundas del este de los Estados Unidos.⁹ Los proyectos piloto experimentaron tecnologías que más tarde se convertirían en precursoras de la producción comercial de *shale gas*.

Esto incluye la perforación horizontal, la fracturación multinivel y la fracturación “mancha de agua” (*slick water*) o mezcla de agua con arena, reductores de fricción y aditivos químicos. La “mancha

⁹ Huron shale, un *play* que se extiende por tres estados (sur de Virginia Occidental, este de Kentucky y oeste de Virginia). Es más superficial que el *Marcellus shale*, que tiene entre 1.200 m y 1.500 m.

de agua” es aplicada a yacimientos de lutita cuya baja viscosidad permite que el fluido se filtre lentamente mediante muchas grietas pequeñas de la roca natural.

La perforación horizontal y la fracturación hidráulica han ampliado sustantivamente la capacidad de recuperación de *plays* de baja permeabilidad, particularmente los de lutita.¹⁰ En la fracturación hidráulica de lutita, la “mancha de agua” se inyecta a 16.000 litros por minuto, contra el promedio de 10.000 litros por minuto para otros tipos de yacimientos.¹¹ La “mancha de agua” se aplica normalmente a formaciones de lutita profunda altamente presurizadas. Para las formaciones menos profundas o con menor presión de depósito se usa espuma de nitrógeno.

En general, la perforación convencional requiere grandes volúmenes de agua para enfriar y lubricar el cabezal de perforación y eliminar el lodo resultante. La fracturación hidráulica requiere alrededor de diez veces más agua. La empresa Chesapeake Energy reporta consumir 17 millones de litros en una perforación horizontal típica. La inyección constante requiere una fuente de agua abundante. En los Estados Unidos el agua normalmente se transporta en carros tanque al sitio de perforación o por ductos provisionales.

Las fracturaciones del Marcellus Shale a partir de ramales horizontales con numerosos intervalos requieren entre 11 y 19 millones de litros de agua por cada pozo lateral (Williams 2011).

CUADRO 3
USO DE AGUA POR POZO PARA PERFORACIÓN Y FRACTURACIÓN
(En millones de litros)

<i>Play</i> de gas de lutita	Perforación: Volumen de agua por pozo	Fracturación: Volumen de agua por pozo	Total: Volumen de agua por pozo
Barnett	1,5	8,7	10,2
Fayetteville	0,2 ^a	11,0	11,2
Haynesville	3,8	10,2	14,0
Marcellus	0,3 ^a	14,4	14,7

Fuente: Husain Taha Murtuza, y otros.

Nota: Datos de 2009. Volúmenes aproximados que pueden variar entre pozos.

^a Perforación con vapor de agua y/o agua con lodos de aceite para terminaciones horizontales de pozos profundos.

Un estudio realizado en 2012 sobre consumo de agua en la producción de *shale gas* en tres grandes regiones de Texas (Barnett Shale, aproximadamente 15.000 pozos activos a mediados de 2011, Texas-Haynesville Shale, 390 pozos e Eagle Ford Shale, 1.040 pozos). Husain, 2011 muestra que el consumo acumulado de Barnett fue 145 millones de m³, casi equivalente al 9% del consumo anual de

¹⁰ Un *play* es una familia de yacimientos y/o prospectos con roca almacén, roca sello, historial, migración y carga comunes. Un prospecto es un destino de exploración, un intervalo estratigráfico específico, aún no probado por la perforación. Cuando el resultado es positivo el prospecto se denomina yacimiento. Un conjunto de yacimientos forman un campo. Un *lead* es una oportunidad o prospecto hipotético.

¹¹ Cifras originales en barriles por minuto. Un barril equivale a 159 litros, aproximadamente.

Dallas (población 1,3 millones). El uso del agua en *plays* menor extensión está aumentando rápidamente (6,5 millones de m³ en Texas-Haynesville y 18 millones de m³ en Eagle Ford).¹²

El uso del agua para producir *shale gas* en Texas es menor al 1% del agua extraída en todo el estado. Sin embargo, los impactos locales varían según la demanda total (Arthur, 2009).¹³ Las proyecciones del uso neto acumulado de agua para los próximos 50 años en todos los *plays* de Texas se estima en 4.350 Mm³, con un máximo anual de 145 Mm³ a mediados de la próxima década, hasta decrecer a 23 Mm³ hacia 2060. Se espera que el consumo de agua para producir *shale gas* sea sustituido por agua salobre.

El mayor consumo de agua ocurre al inicio de la producción, aunque ahora se intenta reducirlo con “refracturación” y otros procedimientos. La estimación de máxima eficiencia de uso de agua se calcula al final del ciclo de vida de los pozos o de los *plays* en relación con sus recursos remanentes. Es distinta de la eficiencia del consumo anual y del acumulado.

Si se considera la producción de *shale gas* en Texas hasta la fecha del estudio, la eficiencia acumulada del uso de agua es entre 8,3 y 10,4 litros por Gigajoule de gas natural (L/GJ), incluyendo el consumo auxiliar de la perforación y la mezcla de puntales (*proppants*).¹⁴ Estimaciones sobre el uso de agua por las grandes empresas en Texas y otros estados arrojan que la máxima eficiencia es 4,8 L/GJ por Barnett y 2,3 L/GJ por Haynesville (Mantell, 2009).

Si las proyecciones de reservas remanentes recuperables son correctas, los cálculos de máxima eficiencia y de acumulación de valores de un ciclo deben converger. En general, los datos de uso de agua para otras actividades extractivas de energéticos, incluyendo los 8,3 a 16,6 L/GJ en carbón y 6,1 L/GJ en uranio, muestran que el consumo neto en producción de *shale gas* está dentro del rango.

La producción de gas de lutita en los Estados Unidos ha estado dominada por Texas hasta ahora. En la última década, Barnett aportó casi el 66% de la producción del país entre 2007 y 2009.

El uso de agua varía considerablemente dentro y entre los *plays*, pero el agua inyectada en un intervalo de producción (intensidad del uso de agua) tiene un rango muy bajo (de 9,5 m³ a 14 m³ por metro lineal). Las proyecciones de uso de agua en Barnett para el período 2006–2011 resultaron consistentes, lo que genera confianza en el método utilizado por Jean Nicot aquí referido.

Aun cuando el volumen de agua usada en la producción de *shale gas* es moderado en general, su impacto en el consumo de sectores humanos pequeños puede ser mayor. Las proyecciones de consumo en horas pico sugieren que podría ser más del doble de la demanda de comunidades rurales de Texas, donde el consumo actual es bajo.

¹² Mm³ = Millón de metros cúbicos. El consumo de agua agrícola en los Estados Unidos se representa junto con el acrónimo kAF, que significa 1.000 acres pie. En la administración de recursos hidráulicos 1 kAF = 1.2335 Mm³. Por ejemplo, en el estudio de referencia el consumo neto total de agua fue de 645 Mm³ (520 kAF) en Barnett, 69 Mm³ (55 kAF) en Haynesville y 100 Mm³ (80 kAF) en Eagle Ford.

¹³ La generación de electricidad de Susquehanna River Basin consume 568 millones de litros de agua al día, mientras la demanda pico de la producción de gas y aceite en Marcellus, misma zona, requiere 32 millones de litros diarios.

¹⁴ 1 gigajoule (GJ) = 26.137 metros cúbicos (m³) de gas natural = 923.019 pies³ de gas natural. Esto significa que con 1 litro de agua se producen 88,75 pies cúbicos o 2,7 m³ de gas natural en Texas. Mientras que los mejores casos permitirían llegar hasta 400 pies cúbicos o 122 m³ de gas natural en Haynesville.

No obstante, el recurso agua podría llegar a ser crítico para el desarrollo de esta industria. Las condiciones climáticas de los *plays* de Texas varían desde húmedas hasta semiáridas. En las regiones húmedas hay más agua, pero ya está muy repartida entre otros usuarios. En las regiones semiáridas el agua es más escasa por su sobreexplotación como riego agrícola. El problema podría llegar a ser importante.

La experiencia de consumo de agua por la industria del *shale gas* en otros países es escasa, pero se sabe que en muchas regiones con potencial el recurso no abunda. Tendrán que recurrir acaso al agua salobre, al agua reciclada y a tecnologías menos intensivas en uso del recurso.

d) El fluido de perforación y los puntales

Una parte del agua consumida en la producción de *shale gas* se usa para formar el lodo de perforación con arcilla. Este lodo se utiliza para enfriar y lubricar la broca, estabilizar el pozo y acarrear los detritos a la superficie. El mayor volumen es el usado para formar la mezcla con arena del *fracking*. A este compuesto se añade un pequeño porcentaje de aditivos para facilitar la fracturación. Un fluido de fracturación promedio contiene un 98% de agua y arena y un 2% de aditivos en combinaciones variables.

En el proceso de fracturación, el fluido alcanza los blancos por conducto de un pozo entubado que lo inyecta en las formaciones más impregnadas de gas. A fin de minimizar el riesgo de contaminación de aguas subterráneas, se requiere insertar y cementar los recubrimientos de acero hasta aislar el pozo de las formaciones circundantes. La profundidad media de los acuíferos es menor a 500 metros, mientras que la de los pozos de *shale gas* oscila entre los 1.500 m y los 2.000 m.

Dependiendo del grosor de las capas de roca interpuestas entre las formaciones de lutita y los acuíferos, siempre es necesario aplicar las mejores prácticas de la industria para el revestimiento y cimentación del pozo, aun en formaciones de muy baja permeabilidad. Cuando se siguen las mejores prácticas, el riesgo de contaminación es bajo.

La mayor parte del refluo proveniente de la fracturación se transporta desde las plataformas de perforación hacia puntos de tratamiento y eliminación o se reutiliza después de remover los sólidos suspendidos. Pero el reciclaje es costoso. En la actualidad se desarrollan nuevas y más eficientes técnicas para procesar el fluido *in situ* a fin de reducir costos. Este aspecto de la industria es motivo de disputa con autoridades ambientales y grupos ecologistas.

Para formar los puntales se mezcla arena con el líquido de fracturación. Los puntales mantienen las grietas abiertas para extraer el gas. A esta mezcla se añaden agentes químicos que forman un gel que se distribuye homogéneamente, reduciendo así la fricción. Al final del proceso, el gel debe ser disuelto para permitir el refluo del fluido.

El uso de “mancha de agua” para fracturación ha aumentado con los pozos horizontales de hasta nueve intervalos. La función de los aditivos es reducir la presión por fricción durante el bombeo para encontrar el máximo contacto con el depósito por el mayor. La limitación principal del uso de aditivos es su alto costo. Una alternativa es el uso de tensoactivos, que han mostrado ser eficaces para provocar el retorno de los fluidos inyectados (Kaufman, 2008).

RECUADRO 1 EL FLUIDO DE FRACTURACIÓN

El fluido: función y composición

- Fluido de fracturación = Fluido base + Aditivos + Puntales
- Funciones del fluido de fracturación:
 - Transmitir energía a la formación según la presión y la tasa de inyección
 - Transportar el puntal por tubulares, terminación, región del pozo y fractura
 - Su recuperación debe ser fácil y compatible con los minerales y fluidos de la formación
- Fluidos de fracturación básicos
 - Los fluidos pueden estar basados en agua o en aceite
 - El CO₂, N₂ o ambos se usan como energéticos para recuperar el fluido
 - Contienen agentes gelificantes (de 1 a 10 *centipoises* para espesar fluidos de fracturación), mejorar su eficiencia y facilitar el transporte del puntal.¹⁵
 - Los reticulantes se usan para espesar algunos fluidos de fracturación (de 100 a 1.000 *centipoises*).

Componentes de los fluidos de fracturación

- *Reductores de fricción*. Se utilizan en agua aceitosa para disminuir las pérdidas por fricción en la tubería, mientras se inyectan los fluidos de fracturación.
- *Interruptores automáticos*. Reducen la viscosidad de los fluidos y facilitan el desplazamiento de los líquidos fuera de la formación y durante su recuperación.
- *Tensoactivos*. Reducen la tensión superficial y facilitan la recuperación del líquido.
- *No-emulsionantes*. Evitan la disgregación del fluido y de los líquidos del yacimiento.
- *Agentes temporales de control de arcilla*. Evitan la hinchazón de la arcilla y contienen su migración.
- *Gelificantes*. Forman una red macromolecular tridimensional sólida que conserva su propia fase líquida en sus nodos. Pueden generar condiciones bacterianas.
- *Biocidas*. Eliminan bacterias del agua de reposición, evitan la disolución de los agentes gelificantes y minimizan el endurecimiento de los yacimientos durante el tratamiento.

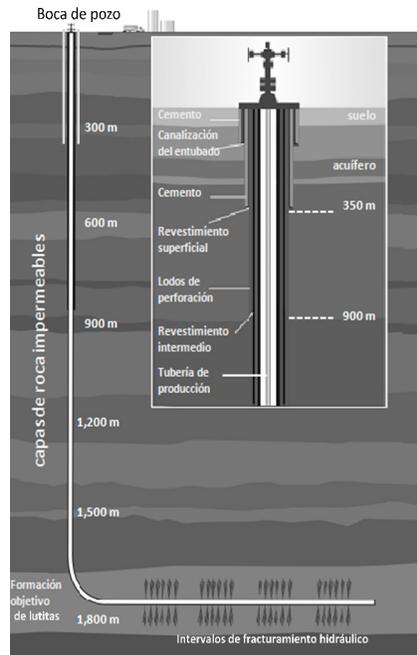
Puntales: usos y selección

- *La permeabilidad* depende del tamaño y distribución de la fractura, la presión de cierre y los posibles daños al puntal bien por el tratamiento de líquidos residuales, o por la conducción de otros flujos.
- Los puntales mantienen abierta la fractura a la longitud y altura del intervalo y funcionan como vía permeable para acelerar el flujo al pozo.
- *Calibración*. A mayor proporción del puntal, mayor permeabilidad y mayor dificultad de colocación.
- Los puntales más grandes abren áreas más amplias al flujo, pero pueden reducir el diámetro de perforación, el cual debe ser seis veces mayor que el diámetro del puntal. El ancho de la fractura debe ser tres veces mayor que el diámetro del puntal.

Fuente: USHRCEC, 2011.

¹⁵ Poise, unidad de medida de la viscosidad, con las dimensiones siguientes; [(1 poise (P) \equiv 1g•(s•cm)⁻¹], donde: g = gramo; s = segundo; c = centímetro. Generalmente se usa el centipoise (cP), cuya referencia para la viscosidad del agua es de 1,002 cP a 20 °C.

GRÁFICO 3 POZO PARA FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE LUTITA



Fuente: Elaboración propia con base en diversas fuentes.

RECUADRO 2 COMPONENTES TÍPICOS DEL FLUIDO DE FRACTURACIÓN

- Agua (90%), puntales (8% y 9%) aditivos químicos (1% y 2%).
- Los aditivos químicos sirven como:
 - Disolventes en grietas (ácido clorhídrico)
 - Agentes antibacterianos (glutaraldehído)
 - Dilatadores de descomposición del polímero (persulfato de amonio)
 - Inhibidores de corrosión (dimetil formamida)
 - Conservadores de la viscosidad del fluido (sales de borato)
 - Reductores de fricción (poliacrilamida)
 - Apoyos del puntal (hydroxyethyl celulosa)
 - Controladores del hierro (ácido cítrico)
 - Portadores de salmuera (cloruro de potasio)
 - Excavadores de oxígeno (sulfato de amonio)
 - Ajustadores de PH (carbonato de sodio)
 - Inhibidores de hidratos (etilenglicol)
 - Agentes tensoactivos (isopropanol)
- Existen más de 2.500 productos que contienen más de 750 tipos de químicos.
- Muchos componentes están protegidos por leyes de propiedad intelectual o son “secretos comerciales”, por lo que hasta ahora no es posible conocer sus propiedades ni sus posibles efectos colaterales.

Fuente: USHRCEC, 2011.

Una vez que la presión del agua inyectada se reduce, el agua residual puede transportar fragmentos de metales pesados y radioactivos que se mezclan con los reflujos de la roca, llevándolos a la superficie con el gas extraído.

El uso de aditivos antibacterianos ha causado preocupación, pues el agua inyectada puede propiciar bacterias reductoras de sulfato cuando no se trata adecuadamente. Estas bacterias producen sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otros compuestos como el sulfuro de hierro negro.

e) **Caracterización y simulación del yacimiento**

Una vez que se han identificado los lechos de lutitas, el siguiente paso es evaluar el yacimiento a fin de calibrar la perforación y la fracturación hidráulica (Quijano, 2011). Para ello se requiere obtener la información siguiente:

Características del yacimiento a partir de registros eléctricos y núcleos: porosidad, permeabilidad, mineralogía, contenido orgánico, gas libre y absorbido, saturación de agua, mecánica del subsuelo y sellos.

- Fracturas: porosidad, presión, contención, conductividad y mantenimiento del área fracturada.
- Heterogeneidad de la formación objetivo: clúster, tipo de roca, respuesta a registros eléctricos, calibración con datos de núcleos, identificación de las mejores áreas.
- En la explotación: presión de fractura, contención, conductividad, apertura, sinuosidad, producción de sólidos y sensibilidad a los fluidos.¹⁶
- Simulación de fracturas naturales: imágenes, redes discretas, modelo dinámico.
- Almacenamiento de gas: gas libre y gas absorbido en la matriz en función de la presión y tipo de roca.
- Simulación: física del yacimiento (almacenamiento y difusión de la matriz a la fractura), sistemas de porosidad, incorporación del gas reabsorbido por la fractura, doble o multiporosidad.
- Simulación de fracturas: mallado, doble porosidad, transmisibilidades.

f) **Plataforma de perforación (“PAD del pozo”) y equipos para la fracturación**

i) PAD del pozo

La base de operaciones del *shale gas* es la plataforma de perforación (Pad) más las áreas de almacenamiento de equipo, oficinas, estacionamiento de camiones y almacenamiento de productos químicos, dragado de estanques y circulación de contenedores de aguas residuales. Las características típicas de las plataformas son las siguientes:

- Entre 6.000 y 12.000 m² (1,5–3 acres) de terreno.
- Un Pad típico se diseña para tres o más, hasta diez pozos. El promedio de Marcellus es de dos pozos por Pad. Normalmente, la superficie del Pad no incluye la requerida para almacenamiento de agua, caminos y otras áreas.
- La fracturación de un pozo puede requerir de 7 a 18 millones de litros de agua. El diseño de un Pad debe calcular el uso y manejo de agua según el número de pozos a perforar. Por ejemplo,

¹⁶ La sinuosidad o tortuosidad se refiere a los poros interconectados de la roca que funcionan como canales de los fluidos del yacimiento. Las interconexiones no son tubos capilares rectos ni tienen pared lisa. Dada la interfase entre fluidos, se generan presiones capilares que afectan el desplazamiento. Por ello la tortuosidad se mide como la desviación del sistema poroso real respecto de un sistema equivalente de tubos capilares.

para tres pozos se necesitan presas con capacidad de 20 a 40 millones de litros. En ausencia de presas, el transporte del agua se hace por pipa. Agregando el transporte de arena, el movimiento diario requiere entre 50 y 250 camiones de gran capacidad. Siempre es conveniente contar con al menos un estanque del tamaño de una alberca olímpica para manejar entre 600.000 litros y un millón de litros.

- La operación de un Pad requiere áreas de manejo de las aguas residuales del fracturamiento, que fluyen a la superficie, mezcladas con las sustancias químicas añadidas en el proceso y otros elementos del subsuelo. Esta superficie puede duplicar la del Pad.
- Considerando lo anterior, un Pad con varios pozos puede requerir entre 16.000 y 20.000 m² en los períodos de perforación y fracturación.
- La explotación del *shale gas* requiere amplios espacios entre Pads. La regulación de terrenos en los Estados Unidos depende de cada estado. El espaciamiento típico en campos convencionales es de un pozo por cada 640 acres (260 hectáreas o 2,6 km²), pero en Barnett es de un pozo por cada 160 acres (1,5 pozos por km²). A medida que se han ido perforando los llamados "pozos de relleno" (para extraer las reservas que se encuentran entre dos pozos distantes), las autoridades han permitido espaciamientos de hasta 40 acres (aproximadamente seis pozos por km²). Entre pozos exclusivamente verticales, el espacio es menor, como ocurre en la explotación de *tight gas*.
- La búsqueda de mayor productividad y menores costos ha conducido a las prácticas *Zipper Drilling* y *Pad Drilling*. La primera fue desarrollada para perforar pozos laterales de gran extensión a fin de reducir el impacto ambiental. La técnica consiste en perforar y fracturar por pares de pozos de manera secuencial, en forma de zíper (Belhadi, 2011). Mientras se fractura un pozo para estimularlo, los trabajadores montan los equipos y realizan la perforación del siguiente segmento de otro pozo en el mismo Pad. La presión para estimular un pozo puede contribuir a desviar la dirección de la fractura del pozo adyacente, lo que hace más difícil la operación. Para lograr una máxima eficiencia en este tipo de trabajos es necesario contar con un modelo sísmico confiable y realizar disparos de verificación.
- La técnica Pad Drilling es la perforación de grupos de pozos con el mismo equipo, el cual es movilizado sobre ruedas, reduciendo el tiempo de desplazamiento. Esto ha contribuido a disminuir también el tiempo de perforación de pozos horizontales de 23 días a 19 días en 2011. Con ello la demanda de equipos de perforación ha decrecido, aún en condiciones de producción creciente. Una vez que se perforan los pozos, la superficie queda ocupada sólo por sus cabezas, de cinco a diez, en distintas direcciones, pero muy próximas entre sí.
- El gas extraído debe ser transportado a la red de distribución. Como la mayoría de los pozos tienen tasas de producción bajas con perfil de rápido descenso, a menudo el gas se queda almacenado en el pozo hasta que se construyen los ductos. En las regiones con alta densidad de Pads se construyen redes de recolección del gas con estaciones de compresión. El almacenamiento y el transporte pueden ser subterráneos o superficiales.
- Los Pads también están conectados con caminos vecinales y carreteras para transporte pesado, lo cual aumenta el uso del suelo. Adicionalmente, el uso intensivo de camiones genera polvo, desgasta el equipo y aumenta el riesgo de choques y volcaduras por estrés y cansancio de los choferes.
- Los problemas y costos ligados a la adquisición de terrenos y administración de recursos están forzando a las compañías a intensificar la perforación horizontal, aumentar el número de pozos por Pad, extender la longitud de las perforaciones y acrecentar el número de intervalos

productores. Esto también ha resultado en disminución del uso de químicos y lubricantes, así como en mayor inversión en recirculación y tratamiento de agua.

ii) Equipos y compresores

La rapidez y eficiencia de los procesos de fracturación de lutita dependen también de los equipos para inyectar los fluidos de perforación. A continuación se enlistan los principales componentes (LaFollette, 2010):

- Licuadora: mezcladora de líquidos, productos químicos y puntales que incrementa la presión de la mezcla al ingresar a las bombas de fracturación.
- Unidad de adición de químicos en las cantidades exactas.
- Camiones de arena. Llevan el puntal al sitio, dejándolo junto a la licuadora para hacer la mezcla.
- Bombas de fracturación: inyectan el fluido de perforación a presión suficiente para dividir o fracturar la formación del pozo. La tasa de inyección depende de la potencia de las bombas (generalmente referida en Caballos de Fuerza Hidráulicos (HHP) utilizados. Esto se calcula multiplicando la tasa de inyección (en barriles por minuto, bpm) por la presión (medida en psi), ambos divididos entre 40,8. Por ejemplo, para inyectar 80 bpm a una presión de 10.000 psi se requieren 19.608 HHP, lo que equivale a 20 bombas de 1.000 HHP o a 10 de 2.000 HHP.

C. ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA EXPLOTACIÓN DE *SHALE GAS*

1. Costos y consideraciones de un proyecto convencional y otro no convencional

El gas natural puede obtenerse de yacimientos convencionales y no convencionales. La diferencia es la forma, facilidad y costos de su extracción. El gas convencional es típicamente "gas libre" atrapado en múltiples y pequeñas zonas porosas en diversas formaciones rocosas, como carbonatos, areniscas y limolitas. Pero la mayor parte del crecimiento de la oferta de gas proviene de formaciones no convencionales, vuelto económicamente viable por los avances tecnológicos en perforación horizontal y fracturación hidráulica, lo cual ha revolucionado las perspectivas energéticas de América del Norte.

En general, los costos de perforación de gas de lutita están en función de:

- a) Localización geográfica
- b) Profundidad
- c) Presión
- d) Condiciones del mercado e infraestructura

CUADRO 4
COMPARATIVO DE PROYECTOS DE GAS CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

Características	Convencional (en tierra)	No convencional
Enfoque	Pozo por pozo	Clústeres de 30–40 pozos
Decisiones	Proceso definido de aprobaciones	A medida que se avanza
Riesgo geológico	Alto (20%–60% Pg ^a)	Bajo (90%–95% Pg ^a)
Días de perforación	40 a 200	20 a 40
Recuperación de gas	40% a 75%	20% a 30%
Costo por pozo	\$80 a \$200 mmd	\$4 a 7 mmd

Fuente: Statoil, 2012.

^a Pg = Predicción de recuperación del gas o el aceite, manteniendo el flujo de hidrocarburos a partir de dato iniciales de geología regional y aspectos locales, tales como migración, sello, yacimiento y roca.

2. Análisis económico

La exploración y explotación de *shale gas* es una industria en desarrollo. La ciencia, la tecnología y las prácticas comerciales representan retos a los que aún se están adaptando no sólo los operadores, sino sus proveedores y el mercado en general. Por estas razones, es prematuro predecir el futuro desarrollo de la actividad. En esta sección se muestran los aspectos más relevantes del análisis financiero y administrativo del negocio del *shale gas*.

a) Experiencia y entorno de negocios

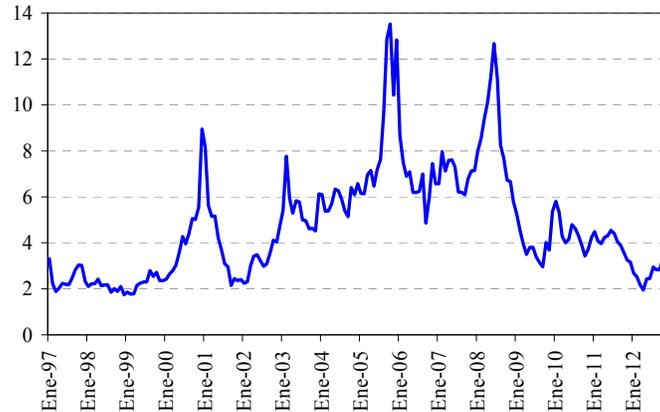
Un factor a tomar en cuenta en la evaluación económica de la exploración y explotación de *shale gas* es la disponibilidad de datos de largo plazo que permitan evaluar el desempeño de los pozos a lo largo del ciclo. La escasez de estos datos se explica por la novedad de la industria. Si bien los trabajos en Barnett y Fayetteville iniciaron en los años ochenta, la mayoría de las explotaciones son más recientes, y sólo 16 empresas han logrado producir volúmenes comerciales (Baylor, 2010).

También debe considerarse el corto tiempo de vida de los pozos. En Marcellus el descenso es entre un 65% y un 80% el primer año de producción (USDOE, 2012 y 2009).

La recuperación final esperada (EUR) es otro factor de incertidumbre (Duman, 2012). Los contratos especifican volúmenes de producción determinados y fechas de entrega programadas. Cuando el descenso de la producción de un pozo es más rápido que lo esperado, es necesario incorporar más pozos, o aumentar la inversión en estimulación de los pozos en operación, lo cual puede anular los rendimientos esperados. En este ciclo de inversiones y expectativas no cumplidas, los rendimientos pueden llegar a ser negativos.

Esta incertidumbre es independiente de la caída de los ingresos esperados por movimientos de precio del combustible, como ocurrió entre 2008 y mediados de 2012 (véase el gráfico 4). A esto se suma el peso de la inversión acumulada hasta 2008, cuyo crecimiento fue acicateado por los altos precios del gas hasta ese año. El disparo de la inversión propició alzas de costos en arrendamiento de terrenos y de producción a tasas más altas que las del precio del gas natural. De 2002 a 2008, los costos de operación, arrendamiento y equipos se incrementaron entre un 60% y un 65% (Hefley, 2011).

GRÁFICO 4
PRECIO DEL GAS NATURAL EN HENRY HUB
(En dólares/mmBtu)



Fuente: Banco Mundial, "Commodity Price Data, Monthly world prices of commodities and index, 2012"

b) Costo del terreno y espaciamento

- i) Como quedó dicho, el espaciamento adecuado para las explotaciones de *shale gas* es de 2,6 millones de m² (259 hectáreas o 640 acres) (Green, 2012).
- ii) Para obtener los derechos del terreno es necesario negociar con varios propietarios, cuyas condiciones pueden variar. Pero 259 hectáreas pueden considerarse como unidad con un precio promedio de 8.525 dólares la hectárea.
- iii) El propietario del terreno recibe un porcentaje del gas natural producido antes de incluir gastos e impuestos. Las regalías se calculan a partir del precio promedio anual del gas a cabeza de pozo. Los porcentajes van de un 12,5% a un 18%.

c) Permisos, derechos y trabajos preoperativos

- i) Deben pagarse permisos para perforar y extraer gas natural por un determinado número de años, en ocasiones cinco, con prerrogativa de renovación automática (PDEP, 2012).
- ii) El precio del permiso de perforación depende de la longitud del pozo. Un permiso para un pozo de 10.000 metros cuesta 2.600 dólares.
- iii) En muchos estados de la Unión Americana el operador debe obtener permiso del departamento de protección ambiental y depositar fianzas por abastecimiento de agua, normas de perforación, clausura del pozo una vez abandonado y restitución de las condiciones del terreno. La fianza por pozo es de 2.500 dólares.
- iv) También deben costear la construcción de caminos para el transporte de personas y suministros, nivelación del terreno y remoción de escombros, construcción de estanques revestidos para retener los líquidos del *fracking*, manejo de aguas residuales, construcción de la plataforma de perforación y siembra y mantenimiento de la zona circundante para evitar su erosión. Los costos aproximados de preparación del sitio ascienden a 400.000 dólares.

- v) Los precios de permisos, fianza y preparación del sitio suman 405.000 dólares, pero son menores para varias perforaciones desde una sola plataforma.

d) Costos de perforación y terminación

- i) Los costos de perforación representan un 40% de los costos totales. El resto corresponde a las actividades de terminación, que incluyen fracturación hidráulica, revestimiento y cementación del pozo (Naturalgas.org, 2012).
- ii) En algunos casos, los costos de perforación y terminación también incluyen los costos de simulación de las formaciones de lutita. En algunos *plays* nuevos la suma de todos estos costos asciende a 4,5 millones de dólares.
- iii) Las erogaciones más gravosas son los gastos cotidianos de producción y uso de la red de gas. Éstos incluyen los gastos de operación como arrendamiento y los costos directos de extracción como mano de obra, reparación y mantenimiento de pozos, materiales y suministros, además de los gastos de administración. Su costo equivale a 0,70 centavos de dólar por mpc de gas natural ¹⁷ a lo largo del ciclo productivo del pozo (RRC, 2012).

e) Ingresos, deducciones fiscales y flujo de efectivo

Los ingresos de las explotaciones están determinados por el precio del gas natural a boca de pozo. En las proyecciones de flujo de efectivo se deben incluir las deducciones fiscales aplicables. ¹⁸

- Costos Intangibles de Perforación: comprenden los costos de mano de obra, productos químicos usados en el proceso de terminación, fluidos de perforación y otros usados en la perforación y terminación, cuya recuperación carece de valor. Las deducciones pueden aplicarse en el año de su erogación en un rango del 65% al 80% del costo total de perforación y terminación estimado en 4,5 millones de dólares.
- Costos Tangibles de Perforación: son los costos recuperables de perforación y terminación e incluyen las erogaciones por equipos empleados en la perforación y terminación del pozo. Puede aplicarse el principio de depreciación acelerada en un período de siete años según las tasas fiscales.
- Deducciones de hasta un 9,99% por los impuestos mercantiles aplicables a “otros gastos”.

¹⁷ Mil pies cúbicos (mpc) de gas natural equivalen a un millón de BTUs (10 termias).

¹⁸ Con base en varias fuentes, especialmente del servicio de impuestos internos de los Estados Unidos (USIRS).

CUADRO 5
ANÁLISIS ECONÓMICO DE UN PROYECTO DE *SHALE GAS*

Valores iniciales de los costos incluidos en el flujo de caja				
• Costos de perforación y terminación (dólares)				4 500 000
• Costos de operación del arrendamiento				\$ 0,70
• Precio estimado del gas natural (dólares por mpc)				\$ 4,04
• Preparación del terreno y tarifas de los permisos				405 100
• Porcentaje de comisión al propietario				17%
• Costo de los derechos (8 525 dólares por hectárea)				2 208 000
Resultados a	a 10 años	a 20 años	a 20 años con reparaciones y reestimulaciones	a 20 años con un nuevo pozo al año 10
EUR (en mmmmpc)	4,14	5,24	5,78	8,26
VPN (dólares)	1 156 284	1 884 464	1 389 170	2 154 848
TIR	19%	24%	21%	21%
Precio de equilibrio del gas (dólar/mpc)	3,29	2,94	3,27	3,09

Fuente: Duman, Ryan, "Economic viability of *shale gas* production in the Marcellus shale; indicated by production rates, costs and current natural gas prices", tesis, Universidad de Michigan, 2012.

f) La crítica a la viabilidad económica de los proyectos de *shale gas*¹⁹

- i) Si bien los datos anteriores muestran que la producción de *shale gas* puede ser rentable a largo plazo con precios superiores a los 3,30 dólares/mmBTU (a boca de pozo), su viabilidad económica ha sido objeto de debate desde hace varios años.
- ii) Los escépticos creen que los productores no están considerando todos los costos. Con frecuencia se argumenta que si se sumaran todos los costos estructurales efectivos (arrendamiento, sismología, operación, estimulación de los pozos, administración y una mínima tasa de descuento de 8%), el precio debería de ser entre 7,5 dólares y 8 dólares por mpc.
- iii) Para los nuevos desarrollos en arrendamientos existentes, considerando exclusivamente los costos de perforación, terminación y operación, se requieren entre 5 dólares y 6 dólares por mpc.
- iv) Las reservas se calculan sobre la base de las altas tasas de producción iniciales, las cuales disminuyen rápidamente. No hay datos suficientes para tener una estimación confiable de la productividad de los pozos a lo largo del ciclo.
- v) La explicación de los escépticos sobre la continuación de la producción de *shale gas*, pese a ser un negocio de pérdida, es la necesidad de recuperar la renta erogada para explotar amplias extensiones de terrenos, lo que constriñe a las empresas aprobar que el gas puede ser producido en un corto período y así mantener su valor en libros. De otra forma perderían el derecho de uso y sus grandes inversiones. Firmas de capital de riesgo se han asociado a las empresas de gas y petróleo, aportando capital de trabajo. Esto ha mantenido las operaciones.
- vi) Los trabajos de perforación se realizan con dinero de inversionistas y prestamistas, lo cual presiona a dar continuidad a los presupuestos de las empresas.
- vii) Algunas grandes empresas están vendiendo derechos sobre superficies con reservas "semiprobadas".

¹⁹ Berman, 2010, Dizard, 2010 y Williams, 2011.

- viii) Con el fin de mostrar rentabilidad, las empresas han recurrido a un complejo sistema de reportes financieros y contables. En lugar de presentar lo cálculos estándar de retorno de la inversión (utilidad neta por barril de petróleo equivalente o por mpc de gas producido), presentan un intrincado conjunto de enunciados. A partir de 2008, las coberturas financieras han compensado parte de las pérdidas en producción, mientras el incremento en costos de capital se ha excluido de la contabilidad. Algunos operadores han instrumentado sistemas de pagos variables a deudas adquiridas en efectivo, evitando así contabilizarlas como deuda y, en vez de eso, registrarlas como activos.
- ix) La producción de líquidos asociados al gas natural, los cuales contienen componentes que pueden costar la mitad del precio del crudo, complica la opacidad financiera (el precio promedio del crudo en los Estados Unidos fue de 95 dólares por barril en 2011, lo que corresponde a 16,39 dólares por mmBTU, superior en casi un 500% al precio promedio del gas, 3,29 dólares por mmBTU el mismo año). Los líquidos del gas natural generan ingreso, pero no se sabe cuánto, porque éstos no se reportan de manera separada. Los críticos estiman que su valor podrían agregar 1 dólar/mpc de ingreso después del procesamiento. El problema es que si los pozos se abandonaran una vez que se extrajeran los líquidos, se dejaría en el yacimiento una gran cantidad de reservas reportadas que nunca se explotarían.
- x) Algunas empresas han tenido que reducir la perforación al nivel mínimo para mantener sus concesiones y asociaciones hasta que los precios del gas vuelvan a elevarse por encima de los 6 dólares/mpc.
- xi) Los grandes productores de *shale gas* están reorientando sus operaciones hacia *plays* ricos en líquidos por su mayor valor de mercado. La lógica financiera es arrendar grandes terrenos para luego vender participaciones minoritarias que permitan recuperar el costo del arrendamiento.
- xii) También se ha observado que el número de equipos de *shale gas* en operación se ha reducido en más de un 50% desde su pico en 2008.
- xiii) En el *play* más antiguo y productivo de los Estados Unidos, el Barnett Shale en Texas, la productividad de los pozos ha disminuido un 44%. Estudios muy difundidos reportan que la tasa de descenso es de un 65% el primer año y un 53% el siguiente, hasta caer gradualmente a 20% anual, más o menos (Berman, 2010). En promedio, los pozos de *shale gas* rinden más de la mitad de su producción total el primer año de actividades, así que el operador debe seguir perforando para mantener una tasa fija de producción. No obstante, tiende a reportar sólo las tasas altas del flujo inicial, dando una impresión equivocada de su productividad, que podría estar sobreestimada en más del 100%.
- xiv) A medida que se van conociendo más datos de estas operaciones, las expectativas se reorientan a la baja. Algunos reportes sugieren que se podría producir un máximo de 3.000 millones de pies cúbicos de gas, no los 6.000 o 10.000 millones de pies cúbicos prometidos por los operadores, según sus propias estimaciones basadas en la alta productividad inicial de los pozos.
- xv) Los escépticos concluyen que por ahora no se cuenta con los conocimientos suficientes para estimar la magnitud del recurso, cuánto gas puede ser técnica o económicamente producido y cuál sería su rentabilidad.

D. PROBLEMÁTICA AMBIENTAL Y SOCIAL

1. Problemática ambiental

La explotación de *shale gas* en los Estados Unidos ha provocado una preocupación creciente por sus posibles efectos ambientales, en particular el consumo de grandes volúmenes de agua, el uso de aditivos químicos y otras tecnologías sofisticadas. La sola acumulación de medios y productos usados puede provocar efectos secundarios (Stapelberg, 2010). A continuación se mencionan las principales preocupaciones:

a) Subsuelo, perforación y químicos en los fluidos

- i) De acuerdo con informes de institutos de investigación, la lutita de Marcellus se encuentra a temperaturas de 35° C a 51° C y a profundidades y presiones que pueden alcanzar los 6.000 psi. El impacto de la perforación puede alterar las condiciones de las salmueras saturadas y los gases ácidos. Se supondría que las temperaturas altas afectan el comportamiento del cemento, dilatan el desplazamiento de los lodos y disminuyen la circulación. A mayor profundidad, mayor dificultad para cementar los pozos (Husain, 2011). Las inspecciones han identificado revestimientos incorrectos que son riesgos de fugas.
- ii) Se ha afirmado que algunos trabajos de fracturación han provocado pequeños sismos.
- iii) La fracturación hidráulica puede afectar la movilidad de sustancias naturales en el subsuelo como fluidos, gases, elementos traza, materiales radiactivos y materia orgánica.
- iv) Estas sustancias pueden llegar a tierra o a aguas superficiales si las fracturas se extienden más allá de la formación objetivo y alcanza los acuíferos, o si la cementación del pozo falla bajo las presiones de la fracturación hidráulica, además de que se pueden mezclar con el reflujo y llegar así a la superficie.
- v) Los impactos potenciales de la fracturación repetida de un pozo durante su vida útil necesitan mayor estudio. No hay suficiente información sobre sus efectos sobre el revestimiento y la cementación de pozos a corto y largo plazos.
- vi) Hay casos de longitudes de fractura diferentes a las previstas, por lo que es difícil predecir y controlar su ubicación. Debido a esta incertidumbre, se debe considerar la posibilidad de que las fracturas provocadas conduzcan a fracturas naturales o a otras artificiales, creando vías subterráneas de contaminación de agua potable por líquidos o gases.
- vii) La distancia entre pozos de agua potable, pozos exploratorios, pozos de producción, pozos abandonados, pozos de inyección y minas subterráneas debe tener una regulación más estricta.
- viii) Existe el temor de que los fluidos químicos inyectados y su eliminación expongan los pozos de agua de consumo humano local a agentes contaminantes.
- ix) Entre 2005 y 2009, las 14 empresas principales de petróleo y gas usaban más de 2.500 productos de fracturación hidráulica que contenían 750 productos químicos y otros componentes objetables por su contenido de: a) agentes cancerígenos, b) regulados por la *Safe Drinking Water Act* por sus riesgos a la salud humana y c) contaminantes peligrosos del aire en la *Clean Air Act* (Waxman, 2011).

b) Tratamiento en superficie

- i) Los cortes de perforación contienen lutita, arena, arcilla y quedan cubiertos por los contaminantes del lodo de perforación y del pozo. En la superficie, los residuos se separan del lodo de perforación, que se almacena para su reutilización, mientras que los residuos se solidifican y se eliminan fuera del sitio.
- ii) Para prever la exposición a derrames superficiales de los fluidos, se deben estudiar a fondo las características del sitio y los compuestos químicos en cuestión.
- iii) Otros posibles impactos están relacionados con el almacenamiento y tratamiento de residuos y lodos de perforación. Un pozo horizontal genera casi el doble de lodo que el de un pozo vertical simple. El manejo de residuos requiere tanques de acero especialmente diseñados.
- iv) Los derrames superficiales del reflujo y de las aguas residuales de fracturación hidráulica pueden ocurrir por fugas de tanques, fallas de embalse o de superficie, derrames, vandalismo, accidentes, incendio o simple manejo incorrecto. Los derrames pueden fluir como agua superficial o infiltrarse al subsuelo y alcanzar agua cercana, con el peligro de alcanzar mantos de agua potable.
- v) Los defectos de diseño, construcción, operación, cierre de pozos y almacenamiento de desechos también pueden provocar emanaciones, fugas y derrames.
- vi) Las instalaciones de tratamiento de agua potable pueden verse afectadas por la descarga de aguas residuales en la superficie.
- vii) Las altas concentraciones de cloruro y bromuro no son los únicos problemas que deben abordarse en relación con las instalaciones de tratamiento de agua potable. Éstas también pueden ser contaminadas por elementos radiactivos naturales traídos a la superficie.

c) Composición de las emisiones atmosféricas

- i) Metano (CH_4). Es liberado por equipos de procesamiento y dispositivos neumáticos.
- ii) Óxidos de nitrógeno (NO_x). Se producen cuando el carbón se quema para proporcionar energía a máquinas, compresores y camiones.
- iii) Compuestos orgánicos volátiles (COV). Sustancias que contienen carbono fácilmente evaporable.
- iv) Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX). Compuestos tóxicos emitidos en bajas cantidades.
- v) Monóxido de carbono. Se produce durante la combustión de hidrocarburos.
- vi) Dióxido de Azufre (SO_2). Se forma de la quema de combustibles fósiles que contienen azufre.
- vii) Partículas de polvo y suelo resultantes de la construcción, el tráfico dentro y fuera de las carreteras y los escapes de vehículos y motores diesel.
- viii) El sulfuro de hidrógeno (H_2S). Existe en las formaciones de gas y de aceite y puede liberarse al quedar expuesto y por la quema incompleta de gas.

2. Problemática social

a) Permisos

Además de los problemas científicos y tecnológicos propios, la industria del *shale gas* debe lidiar con las autorizaciones oficiales, como las que a continuación se enlistan:

- i) Multiplicidad de permisos relativos a erosión, cruce de arroyos, aguas pluviales, tomas y distribución de agua, perforación de pozos, mitigación de humedales, gestión de residuos, ocupación, carreteras, zonificación local, uso de suelo y construcción, entre otros.
- ii) La tramitación se hace en una diversidad de agencias públicas, por lo que el proyecto requiere planificar tiempos y coordinar acciones para obtenerlos.
- iii) Mención especial merecen los permisos de impacto ambiental, ya que deben iniciarse con gran anticipación a los trabajos.
- iv) Negociaciones para obtener el usufructo de los terrenos, los derechos de vía y las ocupaciones temporales. Estas negociaciones pueden ser dilatadas.

b) Recomendaciones

Algunos especialistas sugieren que podría surgir una etapa de preferencia del gas natural a nivel global bajo las condiciones siguientes:²⁰

- i) Conocimiento y participación
 - Participación de la comunidad, residentes y propietarios de tierra desde el inicio.
 - Establecer las bases de los indicadores ambientales clave.
 - Medir y publicar la información operativa de uso del agua en la industria del *shale gas*.
 - Adjudicar los costos de las responsabilidades sociales y ambientales.
- ii) Elección del sitio de la perforación
 - Escoger sitios por su mínimo impacto en las comunidades locales.
 - Estudiar la geología del área antes de elegir el sitio de perforación y fracturación.
 - Monitorear que la fracturación se limite a las formaciones productoras.
- iii) Aislamiento de pozos y reducción de fugas
 - Implementar reglas para el diseño, construcción, cementación e integridad de los pozos.
 - Establecer la profundidad mínima de la fracturación hidráulica.
 - Prevenir derrames superficiales y fugas de los pozos.
- iv) Tratamiento responsable del agua
 - Minimizar el uso de agua fresca mediante eficiencia y reciclaje
 - Almacenar y manejar el agua desechada con seguridad.
- v) Eliminación del venteo, minimización de quema y otras emisiones
 - Establecer cero emisiones por venteo y un mínimo de quema durante la producción.
 - Minimizar la contaminación del aire por vehículos, máquinas perforadoras y compresoras.

²⁰ Este listado toma elementos de publicaciones de la Secretaría de Energía de los Estados Unidos (SEAB, 2011).

- vi) Economías de escala
 - Alcanzar economías de escala en coordinación con el desarrollo de la infraestructura local.
 - Prever los efectos acumulados de perforación, producción y actividades relacionadas.

- vii) Asegurar un alto nivel de desempeño ambiental
 - Buscar concordancias entre la producción de gas y la política energética nacional a fin de obtener apoyo político para establecer regímenes regulatorios confiables.
 - Encontrar un balance apropiado entre la regulación prescriptiva y la regulación por resultados para garantizar altos estándares operativos de la industria.
 - Demostrar progreso en la prevención y reducción del impacto ambiental y asegurar que los dispositivos de respuesta a emergencias sean eficaces y suficientes.

II. DESARROLLO DEL GAS NATURAL Y DEL GAS NO CONVENCIONAL EN LOS ESTADOS UNIDOS

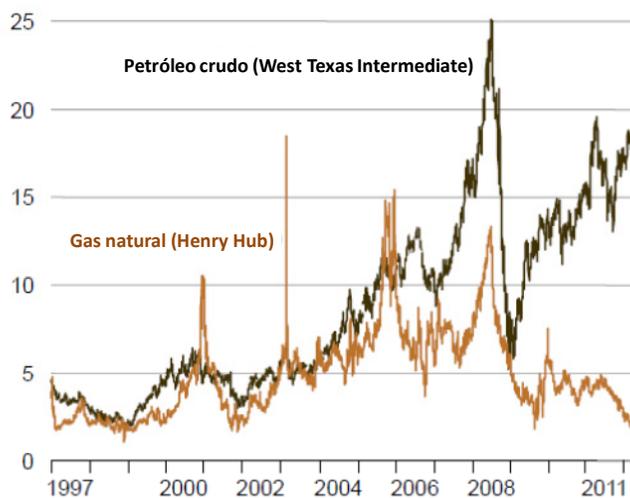
A. BALANCE ACTUAL DE GAS NATURAL Y PROYECCIONES A 2035

El Departamento de Energía de los Estados Unidos publica el anuario *Perspectiva Anual de la Energía (Annual Energy Outlook)* con estimaciones actualizadas del comportamiento futuro de la oferta y la demanda de energía en el país, con perspectiva de 25 años.

Los anuarios de los últimos años enfatizan la producción de hidrocarburos a partir del *shale*. En esta sección se toma referencia de los porcentajes de oferta y demanda de gas natural del anuario más reciente. El consumo total de energía en ese país continuará la tendencia de lento crecimiento, a tasa del 3% medio anual de 2010 a 2035. Los Estados Unidos no regresarán a los niveles de crecimiento de demanda de las dos décadas anteriores a la recesión de 2008 y 2009. Ahora se esperan crecimientos económico y poblacional moderados y mayor eficiencia energética.

La intensidad energética primaria, medida en BTU por dólar de PIB en dólares de 2005, decrece a una tasa del 2,1% anual de 2010 a 2035. Del lado de la demanda se espera un modesto crecimiento hasta 2035, pero también se estima que la producción nacional de crudo y gas natural seguirá creciendo, en gran medida por la extracción de *tight crude* y *shale gas*. En consecuencia, se espera una importación de crudo decreciente, posibles remanentes de gas natural para exportar y mayor generación de electricidad por gas natural y fuentes renovables.

GRÁFICO 5
PRECIOS DEL GAS NATURAL EN HENRY HUB Y DEL CRUDO WTI
(En dólares del 2010 por millón de Btu)



Fuente: Energy Information Agency (EIA).

La caída de la producción doméstica de crudo iniciada en 1986 se revirtió en 2008, hasta alcanzar 5,5 millones de barriles diarios (mmbd) en 2010. Se espera que la producción siga creciendo hasta 2035 por los yacimientos de arenas comprimidas y los del Golfo de México. La producción nacional de crudo podría llegar a 6,7 mmbd en 2020 y a 7,8 mmbd en 2035, sin incluir posibles incrementos por mayor eficiencia de nuevas tecnologías.

En cuanto a la demanda, se espera que el consumo total de petróleo y otros líquidos, incluyendo los biocombustibles, se eleve de 19,2 mmbd en 2010 a 19,9 mmbd en 2035. Las importaciones netas pasarían del 60% en 2005 al 49% en 2010, disminuyendo hasta el 36% en 2035.²¹

CUADRO 6
OFERTA TOTAL DE ENERGÍA, DESTINO Y PRECIOS, 2010-2035
(10¹⁵ Btu por año, salvo otras anotaciones. TCA = Tasa de crecimiento anual)

	Caso de referencia							Tasas de crecimiento
	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2010-2035
Producción	73,0	75,5	79,6	84,8	88,6	91,9	94,7	0,9
Petróleo y condensados	11,4	11,6	13,2	14,4	13,8	13,7	12,9	0,4
Líquidos del gas natural	2,6	2,8	3,3	3,8	3,9	4,0	3,9	1,4
Gas natural seco	21,1	22,1	24,2	25,7	26,9	27,6	28,6	1,0
Carbón	21,6	22,1	20,2	20,7	22,3	23,2	24,1	0,4
Nuclear/Uranio	8,4	8,4	8,7	9,3	9,6	9,6	9,3	0,4
Hidroelectricidad, biomasa y otros	29,6	30,6	30,2	31,6	34,4	37,0	40,0	1,1
Importaciones	29,6	29,5	27,4	24,3	24,1	23,9	24,7	-0,7
Petróleo crudo	19,7	20,1	18,9	16,0	16,2	16,0	16,9	-0,7
Gas natural	3,9	3,8	3,7	3,5	2,8	3,0	2,8	-1,2
Otras importaciones	6,0	5,5	4,8	4,8	5,2	4,8	5,0	-0,4
Exportaciones	6,8	8,1	9,7	9,8	10,8	11,4	12,3	1,7
Líquidos y derivados	4,2	4,8	5,0	4,4	4,5	4,7	5,0	0,1
Gas natural	1,1	1,2	1,9	3,1	3,5	3,9	4,2	5,3
Carbón y otros	1,5	2,1	2,7	2,4	2,8	2,9	3,1	1,6
Diferencia estadísticas	1,0	-1,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,2	
Consumo	94,7	98,2	97,4	99,3	102,0	104,3	106,9	0,3
Líquidos y derivados	36,5	37,3	36,7	36,4	36,6	37,0	37,7	0,0
Gas natural	23,4	34,7	26,0	26,1	26,1	26,7	27,3	0,4
Carbón	19,6	20,8	17,8	18,7	20,0	20,6	21,2	0,1
Nuclear, hidro, biomasa y otros	15,2	15,4	16,9	18,1	19,3	20,0	20,8	1,2
Precios (US\$2010)								
Crudo ligero (\$/bbl)	62,4	79,4	116,9	126,7	132,6	138,5	145,0	2,4
Crudo importado (\$/bbl)	59,7	75,9	114,0	115,7	121,2	126,5	133,0	2,3
Gas nat Henry hub (\$/mmBtu)	4,0	4,4	4,3	4,6	5,6	6,3	7,4	2,1
Gas natural en cabeza de pozo (\$/mmBtu)	3,8	4,1	3,8	4,1	5,0	5,6	6,5	1,9
Gas natural en cabeza de pozo (\$/mpc)	3,9	4,2	3,9	4,2	5,1	5,7	6,6	1,9
Carbón en boca de mina (\$/mmBtu)	1,7	1,8	2,1	2,1	2,2	2,4	2,6	1,5
Carbón usuarios (\$/mmBtu)	2,3	2,4	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	0,9
Promedio de electricidad (£/kwh)	9,9	9,8	9,7	9,6	9,7	9,8	10,1	0,1

Fuente: Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2012*, with projections to 2035, U.S. Department of Energy, Washington, junio de 2012.

Cifras cerradas a primer decimal.

Las anotaciones de uso común son: m = mil; mm = un millón; bbl = barril = 42 galones = 159 litros. Los contenidos energéticos aproximados son: carbón = 25 mmBtu/tonelada; petróleo crudo = 5,6 mmBtu/bbl; crudo ligero 5,78 mmBtu/bbl = 1.700 kWh/bbl; gasolina 5,6 mmBtu/bbl = 1,33 therms/galón; líquidos del gas natural 4,2 mmBtu/bbl; gas natural = 1.027 BTU/pie cúbico. 1 mpc de gas natural = 1,027 mmBtu = 1,083 10⁹ J = 301 kWh.

²¹ Este capítulo ha sido elaborado con información de la industria del gas natural de los Estados Unidos, las unidades de volumen de gas utilizadas son consistentes con las fuentes originales de información y pueden diferir de las acostumbradas en la industria del gas natural en México. La nomenclatura y sus equivalencias se explican en las secciones Abreviaturas y Conversiones al inicio del documento.

B. RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LUTITA

La opinión pública internacional empezó a reaccionar ante el rápido desarrollo del *shale gas* en los Estados Unidos hace apenas cinco años. La causa fue el repentino aumento de reservas y producción y la caída de los precios del energético, mientras el precio del crudo aumentaba a niveles históricos.

El gas natural ha sido una de las principales fuentes de energía de los Estados Unidos desde los años sesenta. Hoy cubre el 27% de sus necesidades de energía primaria. En 2001 la producción de *shale gas* representaba menos del 2% de la producción de gas natural, pero entre los años 2000 y 2010 creció hasta alcanzar el 23% de la producción de gas seco en el país. Las reservas de *shale gas* húmedo llegaron a 60,64 TPC en 2009, representando el 21% del total de reservas de gas natural en ese país, el nivel más alto desde 1971.

Sin embargo, no fue sino hasta 2008 cuando se reconoció que la producción de *shale gas* mostraba un crecimiento extraordinario. Desde entonces han sido incorporadas nuevas regiones productoras a la oferta energética. Un ejemplo es la producción de *shale gas* en Haynesville, Luisiana, que empezó con niveles insignificantes en 2008 para representar luego el 8% de la producción de gas natural del país.

De acuerdo con la prospectiva más reciente de la EIA al año 2035, el crecimiento acelerado de la oferta de *shale gas* podría continuar varios años.

Los reportes de las autoridades de los Estados Unidos muestran que en 2010 el consumo de gas natural superó la producción nacional, lo que se tradujo en importaciones por 2,6 TPC provenientes de Canadá, principalmente. El nuevo escenario prevé que hacia 2022 la producción de gas natural podría superar al consumo, con el consecuente surgimiento de las exportaciones, hasta alcanzar 1,4 TPC en 2035.

En este escenario se espera que entre 2010 y 2035 el consumo de gas natural de los Estados Unidos crezca a un ritmo del 0,45% anual, lo cual representaría una demanda adicional de 2,5 TPC con respecto a 2010, con lo que llegaría a 26,6 TPC en 2035. El sector de mayor crecimiento seguirá siendo la generación de electricidad, seguido por el industrial y el residencial. El crecimiento dependerá de factores como el crecimiento de la economía y la evolución de los precios de los energéticos a los consumidores.

Se estima que la producción de gas natural crecerá un 1% anual hasta alcanzar 27,9 TPC en 2035. El crecimiento podría provenir de desarrollos en aguas profundas, del Ártico o incluso del gas de lutita.

Las expectativas de producción de gas de carbón (gas grisú) o de yacimientos *off-shore* son bajas. Se espera que el *tight gas* sea la segunda fuente de gas natural del país con un promedio de producción anual relativamente constante de 6,1 TPC hasta 2035. El gas grisú se mantiene en un nivel promedio anual de 1,8 TPC. La producción de gas natural de campos *off-shore* declina gradualmente a 0,8 TPC de 2010 a 2014, pero luego crece lentamente hasta el final del período considerado.

Por lo tanto, el mayor crecimiento provendrá del desarrollo de las reservas de *shale gas*, el cual puede llegar a representar el 49% de la producción de gas natural en 2035, el doble de 2010.

Este escenario se basa en una estimación de 542 TPC de Recursos Técnicamente Recuperables (TRR) de *shale gas*, como parte de un total de 2.203 TPC de TRR de gas natural en los Estados Unidos. Otros escenarios estiman que hacia 2020 la producción de *shale gas* podría encontrarse entre 8 TPC y 14

TPC, aunque las expectativas del caso de referencia favorecen la estimación de 9,7 TPC. Para 2035 los rangos oscilan entre 9,7 TPC y 20,5 TPC con 13,6 TPC como cifra de referencia.

CUADRO 7
CUATRO CASOS PARA EL GAS NATURAL, 2020-2035,
PRECIOS, OFERTA Y CONSUMO

Año de proyección =>	2010	2020			2035				
		Ref.	EUR bajo	EUR alto	TRR alto	Ref.	EUR bajo	EUR alto	TRR alto
Casos =>									
Precio spot del gas natural en Henry Hub (2010 US/MMBtu)	4,39	4,58	5,31	4,04	3,02	7,37	8,26	5,99	4,25
Producción total (TPC)	21,6	25,1	23,6	26,3	29,1	27,9	26,1	30,1	34,1
En tierra (menos Alaska)	18,7	22,5	21,0	23,6	26,6	25	21,2	27,2	31,7
<i>Shale gas</i>	5,0	9,7	8,0	10,9	14	13,6	9,7	16	205
Otros	13,7	12,8	12,9	12,7	12,6	11,3	11,4	11,2	11,1
<i>Offshore</i> (menos Alaska)	2,6	2,3	2,4	2,3	2,2	2,7	3,1	2,6	2,3
Alaska	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	1,8	0,2	0,2
<i>Shale</i> como porcentaje del total	23,0	39,0	34,0	42,0	48,0	49,0	37,0	53,0	60,0
Importaciones de gas natural (TPC)	2,6	0,3	0,5	0,2	-0,2	-1,4	-1,2	-1,7	-2,4
Consumo de gas natural (TPC)	24,1	25,5	24,2	26,5	28,9	26,6	25,1	28,3	31,8
Generación de electricidad	7,4	7,9	6,8	8,7	10,5	9,0	7,7	10,1	12,6
Residencial	4,9	4,8	4,8	4,9	4,9	4,6	4,6	4,7	4,8
Comercial	3,2	3,4	3,4	3,5	3,6	3,6	3,5	3,7	4,0
Industrial	6,6	7,1	7,0	7,1	7,4	7,0	6,9	7,2	7,6
Otros	2,0	2,3	2,2	2,3	2,5	2,4	2,4	2,6	2,8

Fuente: Energy Information Administration (EIA).

NB. Cifras cerradas al decimal más cercano.

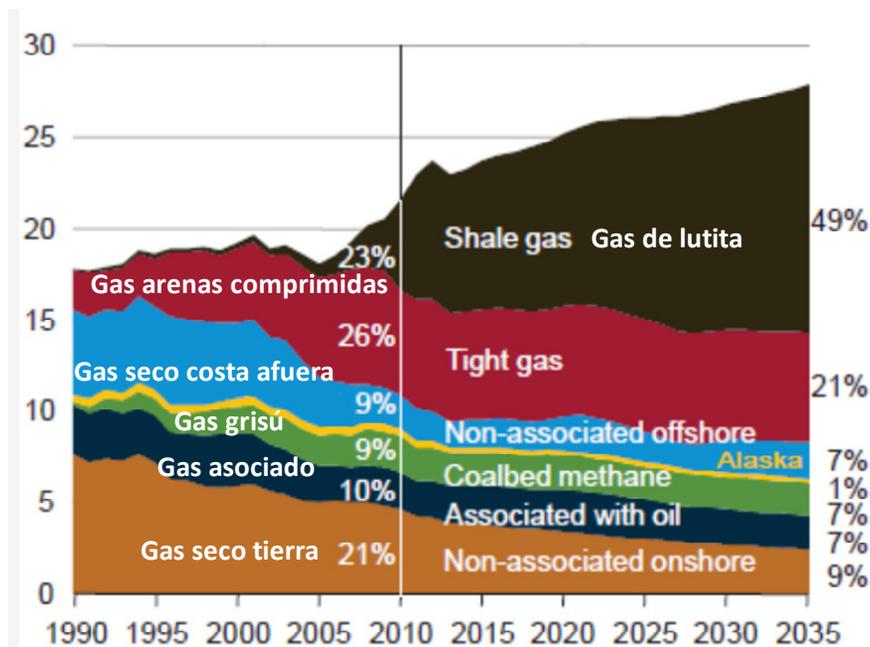
EUR = Estimated Ultimate Recovery = Recuperación Final Estimada.

TRR = Technically Recoverable Ressources = Recursos Técnicamente Recuperables.

Como lo sugieren los escenarios del cuadro anterior, las estimaciones conllevan cierto nivel de incertidumbre, tanto de producción como de demanda. Existen dudas incluso con relación al cálculo de las posibles exportaciones de gas natural. Otro factor que debe revisarse es el potencial de exportaciones de gas natural de Canadá.

GRÁFICO 6
ESTADOS UNIDOS: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL,
1990–2035, CASO DE REFERENCIA

(En TPC = Trillones de pies cúbicos = 10¹² PC)



Fuente: Energy Information Administration (EIA).

C. REGIONES PRODUCTORAS DE *SHALE GAS* EN LOS ESTADOS UNIDOS

La generalización de la perforación horizontal para la producción de petróleo empezó a ocurrir en los años ochenta por el desarrollo de las capacidades operativas de los motores de fondo de pozo y otros equipos de apoyo, materiales y tecnologías de telemetría. La explotación de *shale gas* a gran escala empezó en Barnett *Shale* en el centro de Texas.

El éxito de Barnett *Shale* atrajo muchas empresas y Barnett produjo 0,5 TPC en 2005. También se confirmaron prospectos de lutita en Fayetteville, Arkansas. A partir de entonces se han desarrollado otros *plays* como Haynesville, Marcellus, Woodford e Eagle Ford, entre otros y luego en Dakota del Norte y Montana.

La base de datos de la AIE sobre recursos de *shale gas* y aceite muestra que en las secciones por desarrollar en 20 *plays* hay 29 áreas de producción futura (véase el cuadro 8). Los 750 TPC que se enlistan no incluyen los siguientes renglones: reservas probadas, reservas inferidas en áreas activamente desarrolladas y recursos no descubiertos pero estimados por el U.S. Geological Survey (USGS).

De los 750 TPC de *shale gas* técnicamente recuperables señalados en el cuadro anterior, 86% se encuentra en las regiones noreste, costa del golfo y el suroeste con 63%, 13% y 10% de total, respectivamente. Los mayores recursos se encuentran en Marcellus (410,3 TPC o 55% del total), Haynesville (74,7 TPC o 10% del total) y Barnett (43,4 TPC o 6% del total).

GRÁFICO 7
ESTADOS UNIDOS: PRODUCCIÓN, CONSUMO Y COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL,
1990–2035, CASO DE REFERENCIA

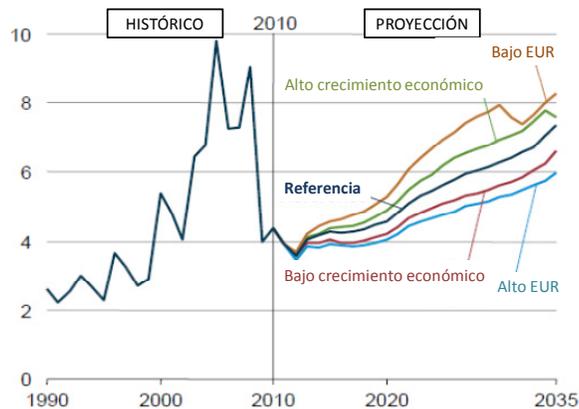
(En TPC = Trillones de pies cúbicos = 10^{12} PC)



Fuente: Energy Information Administration (EIA).

GRÁFICO 8
ESCENARIOS DE PRECIOS ANUALES DEL GAS NATURAL EN HENRY HUB, 1990–2035

(En dólares de 2010 por millón de Btu)



Fuente: US EIA, “Annual Energy Outlook 2012, Projections to 2035”, junio de 2012, F.105.

El cuadro 8 también resume la evaluación de los recursos de petróleo de lutita técnicamente recuperables en 24.000 millones de barriles. La mayor formación de aceite de lutita es Monterey/Santos en California, cuyos recursos se estiman en 15,4 mil millones de barriles, 64% de los recursos totales de petróleo de lutita. El *play* de Monterey es la roca fuente de los yacimientos de petróleo convencional de las cuencas de Santa María y San Joaquín en el sur de California. Le siguen las formaciones de los *plays* Bakken e Eagle Ford, que se estima contienen 3,6 millones y 3,4 millones de barriles de aceite, respectivamente.

Los 750 TPC de *shale gas* forman el subconjunto principal del total de recursos de lutita técnicamente recuperables en tierra de los Estados Unidos, los cuales ascienden a 862 TPC. El reporte de la AIE incluye 35 TPC de reservas probadas reportadas a la Comisión de la Bolsa de Valores (SEC), 20 TPC de reservas inferidas no incluidas en el informe de INTEK *Shale* y 56 TPC de recursos no descubiertos, pero estimados por el USGS.

Se espera que la producción de *shale gas* de los Estados Unidos crezca a un promedio anual del 5,2% entre 2010 y 2035, alcanzando un nivel de 3,9 TPC. La región Marcellus Shale representaría 3 TPC de ese aumento. El atractivo de Marcellus se explica por la magnitud de sus reservas, la cercanía a los mercados y el acceso a una extensa red de gasoductos.

En el Golfo de México la producción de gas natural aumenta a un ritmo de 1,4% anual, pudiendo alcanzar 2 TPC en 2035. El impulso de esta región proviene de las formaciones Haynesville-Bossier e Eagle Ford, que incrementan su producción en 2,8 TPC durante el período, pero eso sólo compensa las caídas de otros yacimientos, por lo que el incremento neto de la región es de 2 TPC.

En las Rocallosas la producción crece 0,9 TPC entre 2010 y 2035. Ahí la producción de *tight gas* y aceite de arenas compactadas aumenta en 0,8 TPC, mientras que el *shale gas* lo hace en 0,4 TPC. Aquí también el crecimiento compensa las caídas de producción en otros yacimientos.

Los recursos remanentes de *shale gas* y aceite TRR no probados en yacimientos continuos de lutitas o de arenas comprimidas se calculan en función de:

- Área del terreno.
- Espaciamiento entre pozos.
- Porcentaje de área no perforada.
- Porcentaje de área con potencial.
- Recuperación Final Esperada por pozo (EUR).

El USGS revisa periódicamente los parámetros usados por la EIA para evaluar los recursos remanentes de *shale gas*. La revisión comprende la capacidad de recuperación de gas y petróleo, ajustada en función de los pozos perforados y de las tecnologías aplicadas en el momento de la evaluación.

Cada estimación de TRR incorpora los datos más recientes de perforación, terminación y técnicas de recuperación, así como la inclusión de los estimados de gas de lutita y de aceite no evaluados por el USGS. La AIE puede revisar los estándares de distancia entre pozos a fin de reflejar la evolución de las prácticas de perforación y las tasas de declinación de la producción.

Un supuesto básico de la evaluación de la rentabilidad esperada es la Recuperación Final Esperada (EUR) por pozo, la cual muestran fuertes variaciones no sólo entre *plays* sino dentro de un mismo *play*. Para captar los aspectos económicos de cada *play*, los recursos no probados de las cuencas se dividen en sub-*plays*, primero distribuidos según la entidad y luego en tres categorías de productividad: mejor, promedio e inferior. Aun cuando la EUR media por pozo de un *play* no puede variar mucho de un año a otro, el rango de rendimientos con respecto a otras EUR representativas debe ser tomado en cuenta.

CUADRO 8
ESTIMACIÓN DE RECURSOS DE *SHALE GAS* Y ACEITE TÉCNICAMENTE RECUPERABLES
AÚN NO DESARROLLADOS EN *PLAYS* DE LOS ESTADOS UNIDOS, EXCLUYENDO
ALASKA, AL 1 DE ENERO DE 2009

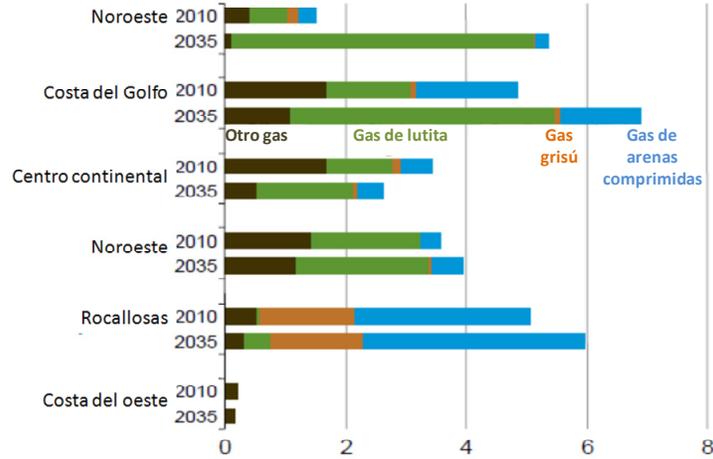
Región proveedora y <i>Shale play</i>	Recursos de gas (TPC)	Subtotal	% del total	Recursos de aceite (B bbl)	Subtotal	% del total
Total en tierra		750			24	
Noreste		472	63	
Marcellus	410			...		
Antrim	20			...		
Devonian	14			...		
New Albany	11			...		
Greater Siltstone	8			...		
Big Sandy	7			...		
Cincinnati Arch ^a	1			...		
Costa del Golfo		100	13		3	14
Haynesville	75			...		
Eagle Ford	21			3		
Floyd-Neal				...		
Conasauga	4			...		
Continental central		60	8	
Fayetteville	32			...		
Woodford	22			...		
Cana Woodford	6			...		
Suroeste		76	10		2	7
Barnett	43			...		
Barnett-Woodford	32			...		
Avalon & Springs	...			2		
Rocallosas		43	6		4	15
Mancos	21			...		
Lewis	12			...		
Williston-Niobraran ^a	7			...		
Hilliard-Baxter	4			...		
Mancos				...		
Bakken	...			4		
Costa oeste			15	64
Monterey/Santos				15		

Fuente: US Energy Information Administration, "Review of Emerging Resources: U.S. *Shale Gas* and Shale Oil Plays", julio de 2011(www.eia.gov. U.S.), Department of Energy, Washington, D. C. La *US Energy Information Administration* explica que las estimaciones se basan en estudios realizados por INTEK Inc. Los subtotales y totales están redondeados.

^a Estimados anteriores de la EIA, no evaluadas por INTEK.

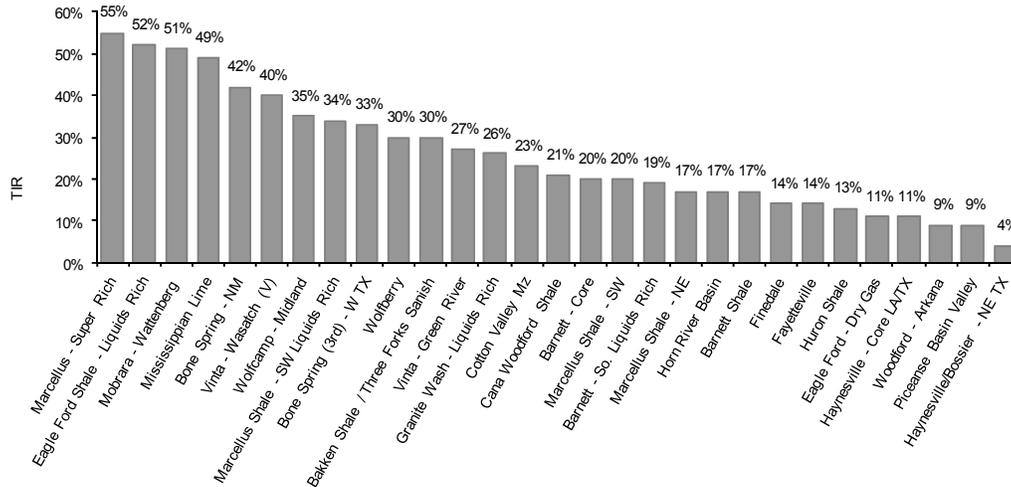
GRÁFICO 9
PRODUCCIÓN REGIONAL DE GAS NATURAL EN LOS ESTADOS UNIDOS,
EXCLUYENDO ALASKA, 2010–2035

(En TPC = Trillones de pies cúbicos = 10¹² PC)



Fuente: Oficina de Administración de la Información sobre la Energía de los Estados Unidos, *Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035*, Washington, D. C., junio de 2012.

GRÁFICO 10
TASA INTERNA DE RETORNO DE INVERSIÓN DE LOS PRINCIPALES ACTIVOS
DE SHALE PLAYS EN LOS ESTADOS UNIDOS



Fuente: Credit Suisse Research Report, octubre de 2012.
 Ref. Magnum Hunter Resources Corporation.
 (http://magnumhunterresources.com/Magnum_Hunter_Resources.pdf).

En cada actualización, la EUR de cada sub-play se calcula de nuevo con el ajuste de la producción histórica a una curva hiperbólica descendente que incluye la producción del último año. De esta manera se van registrando los cambios de desempeño del pozo promedio. Las revisiones anuales de

shale gas y aceite en arenas compactas son indispensables, ya que ambos han experimentado un rápido desarrollo. Esto se explica por el cambio sustantivo de las técnicas de perforación que hasta 2003 fueron principalmente verticales y que desde entonces son crecientemente horizontales. La EUR de esos *plays* se calcula en función del rendimiento, de modo que los pozos verticales resultan ser hoy menos relevantes para estimar la producción esperada de futuras perforaciones.

Los perfiles anuales de producción asociados a la EUR varían sustancialmente entre *plays*. Por ejemplo, en los de *shale gas* de Marcellus, Fayetteville y Woodford casi el 65% de la EUR se produce en los primeros cuatro años de actividad. En Haynesville e Eagle Ford, en los primeros cuatro años se produce el 95% y el 82%, respectivamente. Para un nivel dado de EUR, el aumento de “carga inicial” mejora el perfil de producción, pero obliga a realizar más perforaciones para mantener el nivel inicial.

Los altos niveles iniciales de extracción de un *play* sólo se mantienen mientras se mantenga o incremente el ritmo de perforación. La duración de un crecimiento sostenido de la producción depende del volumen de los recursos técnicamente recuperables, de la velocidad del crecimiento de las perforaciones y de la extensión de las áreas productivas. El crecimiento decae conforme las altas tasas iniciales son contrarrestadas por las bajas tasas de los nuevos pozos, a medida que la perforación incursiona en áreas de menor productividad. La consecuencia de este proceso es que, una vez que los recursos de un *play* se agotan, se requiere un aumento significativo de la perforación para mantener una tasa de crecimiento estable.

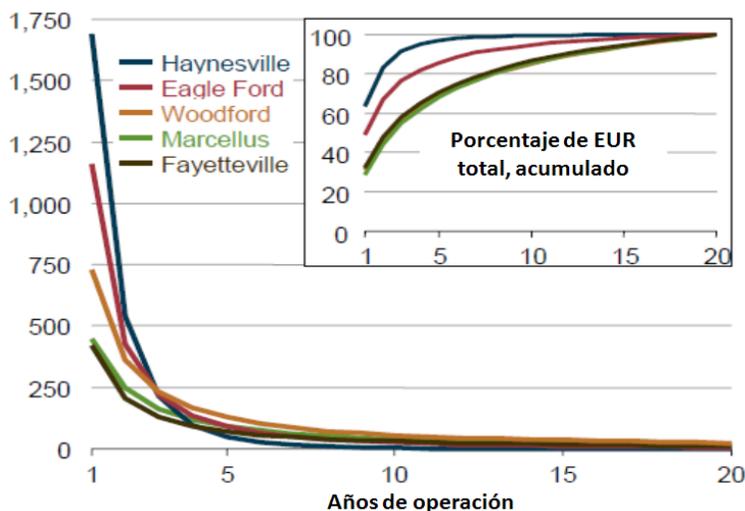
El total de perforaciones anuales depende del presupuesto de las empresas, de las finanzas y economía de la perforación y de la terminación y funcionamiento de los pozos, lo que a su vez es función de los precios del recurso a boca de pozo en la zona. Como se ha comentado, las diferencias de precio favorecen la perforación en áreas con mayor contenido de líquidos (crudo, condensados y líquidos de gas natural). Para recuperar la totalidad de los recursos de *shale gas* y de aceite en arenas de todos los *plays* de los Estados Unidos se requerirán más de 630.000 nuevos pozos. En 2010 se perforaron aproximadamente 37.500 pozos de gas y petróleo. Ante esta realidad, es evidente que se requerirán muchos años e importantes inversiones para evaluar y desarrollar estos recursos.

Las proyecciones de producción de hidrocarburos también son afectadas por las estimaciones de volumen y costos de TRR y la oportunidad de los proyectos. Los ajustes de TRR generalmente no afectan las estimaciones de producción iniciales y no son tomadas en cuenta en las proyecciones.

El renglón clave de la estimación de TRR de *shale gas* y petróleo de arenas comprimidas es la EUR o recuperación final estimada. La EUR genera incertidumbre con respecto al futuro de los pozos, dependiendo de la aplicación de nuevas y mejores tecnologías, así como de la geología. El cálculo de la EUR normalmente tiene mayor impacto que cualquier otro parámetro sobre la producción proyectada.

En 2012 se eligieron dos casos para analizar los impactos superior e inferior de las TRR en función de la EUR. Los ejercicios tuvieron por objeto ilustrar la sensibilidad de las proyecciones de producción nacional, los precios y el consumo a la EUR. Para enfatizar este punto, la AIE desarrolló un caso de EUR alta que influye en la distancia entre pozos y encontró que la distancia entre pozos representa una gran incertidumbre, la cual está relacionada también con la aplicación de nuevas o mejores tecnologías, la geología de la formación y la ubicación del sitio a perforar. En el caso de la referencia, el espaciamiento entre pozos de *shale gas* fue entre dos y 12 pozos por milla cuadrada.

GRÁFICO 11
PERFIL PROMEDIO DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE GAS DE LUTITA EN LOS PRINCIPALES
PLAYS DE LUTITA EN LOS ESTADOS UNIDOS, POR AÑOS DE OPERACIÓN
 (En millones de pies cúbicos al año)



Fuente: US EIA, "Annual Energy Outlook 2012. Projections to 2035", junio de 2012, F.54.

D. RESUMEN DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN, CONSUMO Y PRECIOS DEL GAS NATURAL

En los ajustes anuales de la AIE a las estimaciones de TRR de *shale gas* no probados (véase el cuadro 4), destaca el de la cuenca de Appalachian. En su revisión de 2011 (con datos hasta 2009) alcanzó un pico de 441 TPC, pero al año siguiente le fue reducido a menos de la mitad, 187 TPC. Algo similar pero en menor escala sucedió en la revisión de las cuencas Arkoma, TX-LA-MS Salt, Columbia, Permian y Greater Green, que redujo el total de 827 TPC a 482 TPC en el país. La disminución es significativa, pero los recursos de *shale gas* de los Estados Unidos siguen siendo muy grandes, aunque por ahora tendrán poco efecto en las tendencias de su explotación comercial.

El *play* de Marcellus sigue siendo uno de los que reciben mayor atención por el volumen de su producción. No obstante, los recursos estimados han sido reducidos de manera drástica.

Las variables consideradas muestran también que la distancia entre los pozos, la productividad anual, la profundidad y longitud de las perforaciones, el número de intervalos y el total de pozos por Pad varían mucho entre y dentro de los *plays*, por lo que resulta difícil generalizar sobre la viabilidad económica del *shale gas*. Sin embargo, la producción de aceite y condensados, así como la tendencia del precio del gas natural a aumentar gradualmente sin perder competitividad, siguen dando confianza al crecimiento general de la producción de *shale gas*, sin ignorar que el nivel de producción proyectado a 2035 muestra grandes incertidumbres.

No menos relevante es la posible variación del precio del gas natural bajo un escenario de TRR altas, que se traduciría en una mayor oferta del recurso, presionando los precios a niveles de 3,1

dólares/mmBTU en 2015, 3,5 en 2025 y 4,3 en 2035 (dólares de 2010). En un escenario de PIB alto en 2035, el precio del gas natural alcanza los 10,9 dólares/mmBTU.

Como lo muestran los cuadros 5 y 6, las variaciones de producción y consumo de gas natural van aparejadas a escenarios de comercio exterior que tampoco son concluyentes. En la mayoría de los escenarios de la AIE hacia 2035, los Estados Unidos se convierten en exportadores netos relativamente modestos. Si se considera que el país podría importar gas de Canadá y exportarlo por ducto y como LNG, la mitad del gas por ducto podría destinarse a México, mientras la otra mitad iría a países más lejanos en forma de LNG.

Estos temas serán considerados en mayor detalle en las siguientes secciones. Baste decir por ahora que algunos de los escenarios elaborados por otras empresas o agencias son menos optimistas, que pronostican que los Estados Unidos seguirá siendo importador neto de gas natural en 2035.

CUADRO 9
ESTIMACIONES Y ATRIBUTOS RELATIVOS A LOS RECURSOS TÉCNICAMENTE
RECUPERABLES NO PROBADOS POR CUENCA DE *SHALE GAS*

(En TPC = 10¹² pies cúbicos)

Cuenca	AEO2006 (1/1/2004)	AEO2007 (1/1/2005)	AEO2008 (1/1/2006)	AEO2009 (1/1/2007)	AEO2010 (1/1/2008)	AEO2011 (1/1/2009)	AEO2012 (1/1/2010)
Appalachian	15	15	14	51	59	441	187
Fort Worth	40	39	38	60	60	20	19
Michigan	11	11	11	10	10	21	18
San Juan	10	10	10	10	10	12	10
Illinois	3	3	3	4	4	11	11
Williston	4	4	4	4	4	7	3
Arkoma	...	42	42	49	45	54	27
Anadarko	...	3	3	7	6	3	13
TX-LA-MS Salt	72	72	80	66
Western Gulf	18	21	59
Columbia	51	41	12
Uinta	7	21	11
Permian	67	27
Greater Green R	18	13
Black Warrior	4	5
<i>Shale gas</i> total	83	126	125	267	347	827	482

Atributos de las principales cuencas y *plays* de *Shale gas* al 1° de enero de 2010
(TPC)

Cuenca/ <i>Play</i>	Área en millas cuadradas	Pozos por milla cuadrada	% no probado del área	% del área con potencial	EUR promedio (BPC / pozo)	Pozos potenciales	TRR (BPC)
Appalachian							
Marcellus	104 067	5	99	18	1,56	90 216	140 565
Utica	16 590	4	100	21	1,13	13 936	15 712
Arkoma							
Woodford	3 000	8	98	23	1,97	5 428	10 678
Fayetteville	5 853	8	93	23	1,30	10 181	13 240
Chattanooga	696	8	100	29	0,99	1 633	1 617
Caney	2 890	4	100	29	0,34	3 369	1 135
TX-LA-MS Salt							
Haynesville/ Bossier	9 320	8	98	34	2,67	24 627	65 860
Western Gulf							
Eagle Ford	7 600	6	99	47	2,36	21 285	50 219
Pearsall	1 420	6	100	85	1,22	7 242	8 817
Anadarko							
Woodford	3 350	4	99	29	2,89	3 796	10 981
Total de <i>plays</i> de <i>shale gas</i> seleccionados						181 714	318 825
Total de <i>plays</i> de <i>shale gas</i> en los Estados Unidos						410 722	481 783

Fuente: US Energy Administration, "Annual Energy Outlook 2012".

CUADRO 10
BALANCE DE COMERCIO EXTERIOR DEL GAS NATURAL: SENSIBILIDAD A PIB, PRECIO DEL CRUDO, EUR Y TRR EN ESCENARIOS BAJO, DE REFERENCIA Y ALTO
IMPORTACIONES, EXPORTACIONES Y PRECIO EN HENRY HUB SON RESULTADOS
(En volumen TPC, precio en US\$/mmBTU)

Variable =>	Histórico	PIB 2015			PIB 2025			PIB 2035		
Escenario =>	2010	Bajo	Referencia	Alto	Bajo	Referencia	Alto	Bajo	Referencia	Alto
Importaciones	3,7	3,6	3,6	3,7	2,5	2,7	2,8	2,7	2,8	2,8
Exportaciones	1,1	1,9	1,9	1,9	3,5	3,4	3,4	4,2	4,1	4,0
Henry Hub	4,4	4,5	4,6	4,6	7,7	7,2	7,5	14,5	11,7	10,9
Variable =>	Histórico	Precio del crudo 2015			Precio del crudo 2025			Precio del crudo 2035		
Escenario =>	2010	Bajo	Referencia	Alto	Bajo	Referencia	Alto	Bajo	Referencia	Alto
Importaciones	3,7	3,8	3,6	3,6	3,1	2,7	2,5	3,2	2,8	2,5
Exportaciones	1,1	1,9	1,9	1,9	3,4	3,4	3,4	4,1	4,1	4,1
Henry Hub	4,4	4,2	4,3	4,3	5,6	5,6	5,6	7,4	7,4	7,2
Variable =>	Histórico	EUR 2015			EUR 2025			EUR 2035		
Escenario =>	2010	Bajo	Referencia	Alto	Bajo	Referencia	Alto	Bajo	Referencia	Alto
Importación neta	2,6	1,8	1,7	1,7	-0,4	-0,8	-1,1	-1,2	-1,4	-1,7
Henry Hub	4,4	4,6	4,3	3,9	6,9	5,6	4,8	8,3	7,4	6,0
Variable =>	Histórico	TRR 2015			TRR 2025			TRR 2035		
Escenario =>				Alto			Alto			Alto
Importación neta	2,6			1,4			-1,6			-2,4
Henry Hub				3,1			3,5			4,3

Fuente: US Energy Administration, "Annual Energy Outlook 2012"

CUADRO 11
COMPARATIVO DE PROYECCIONES DE AIE Y OTRAS AGENCIAS:
OFERTA, DEMANDA Y PRECIOS DEL GAS NATURAL EN 2035
(En TPC = 10¹² pies cúbicos)

	2010	Caso de referencia	IHSGI	Deloitte	Otras proyecciones		
					SEER	ExxonMobil	INFORUM
Producción	21,58	27,93	31,35	27,87	27	26	30,71
Importaciones	2,58	-1,36	2,36	0,14	-0,46	2,5	-6,05
• Ductos	2,21	-0,7	...	0,07	0,28
• LNG	0,37	-0,66	...	0,08	-0,74
Consumo	24,13	26,63	33,54	27,3	27,24	29	24,66
Henry Hub*	4,39	7,37	5,13	6,63	7,7

Fuente: US Energy Administration, "Annual Energy Outlook 2012".

Nota: Precio spot en valores de 2010.

III. DESARROLLO DEL GAS NATURAL Y DEL GAS NO CONVENCIONAL EN MÉXICO

A. RECIENTES LEYES E INSTRUMENTOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MÉXICO

1. Antecedentes

La reforma energética de México fue una gran expectativa al inicio de la administración del presidente Calderón en 2006. Una gran variedad de grupos políticos, económicos y sociales esperaba una reforma que revitalizara la industria, pero los acalorados debates fueron acotando el espacio político para transformar el arreglo institucional de larga trayectoria por el cual México ha manejado el sector energía.

El diagnóstico en 2006 era que la producción de crudo había llegado a su pico en 2004, mientras gradualmente se iban desvelando las dificultades y complejidades de aumentar las reservas de petróleo y gas natural. Algunos análisis predecían que México podría convertirse en un creciente importador de ambos productos en 15 años. Otros protestaban por el mal estado de la infraestructura, principalmente la obsolescencia de las refinerías, la insuficiencia del transporte, el almacenamiento y la distribución y, peor aún, el creciente endeudamiento de Pemex, que la amenazaba con la quiebra técnica. Había dudas sobre el financiamiento del presupuesto federal a corto plazo.

Ciertamente estos riesgos de degradación del sector petrolero nacional no sólo reflejaban preocupaciones sobre la disponibilidad de recursos energéticos que el país iba a requerir para realizar sus actividades productivas. También generaba dudas sobre el financiamiento del presupuesto federal en el corto plazo.

Todo indicaba que era indispensable invertir más en Pemex y ampliar su capacidad de ejecución para resolver más tareas, muchas de ellas riesgosas y de alto costo, como la exploración y producción de petróleo en aguas profundas del Golfo de México; otras aún en etapa experimental, como la extracción de crudo de las arenas discontinuas de Chicontepec. Sin embargo, antes de transferir mayores recursos financieros a Pemex era necesario dotarla de una estructura más eficiente.

En abril de 2008, el presidente Calderón presentó su iniciativa de reforma con varias sorpresas. Una era que se abstenía de proponer cambios a la Constitución para permitir la inversión privada en exploración y explotación de hidrocarburos y para construir refinerías. Tampoco abarcaba al conjunto del sector energético, ya que no cubría al sector eléctrico ni a la energía renovable, aunque sí proponía medidas de producción de biocombustibles y proyectos de cogeneración en Pemex.

La iniciativa se enfocó en buscar apoyo de empresas para obtener tecnología y capitalizar un programa de expansión, pues se consideraba que los problemas de Pemex no sólo eran financieros, sino también operativos, tecnológicos y de ejecución. Se buscaba darle mayor flexibilidad y hacerle llegar la tecnología de punta requerida. También se buscaba dotarla de autonomía financiera, mayor flexibilidad en adquisiciones y contrataciones y, eventualmente, cambiar su régimen tributario. Para ello se planteaba reforzar la administración de la empresa mediante una estructura similar a la de las grandes petroleras privadas. En este rubro destacaba la incorporación de cuatro consejeros profesionales adicionales a los 11 con que ya contaba el consejo de administración.

Los aspectos más controvertidos de la iniciativa tuvieron que ver con la apertura a la inversión privada en actividades consideradas exclusivas del Estado. El caso principal fue la posibilidad de que

Pemex contratara a empresas especializadas para construir y operar refinerías, sin que el Estado renunciara a la propiedad del recurso. Otro fue la propuesta de permitir que Pemex contratara servicios petroleros integrados para realizar actividades de perforación, mantenimiento y operación. Los contratos deberían incluir incentivos para motivar la eficiencia del contratista, sin compromiso de compartir riesgos o utilidades.

Entre abril y octubre de 2008, después de un largo debate público, la iniciativa incorporó otras propuestas que corregían las insuficiencias en electricidad, energía renovable, planeación y regulación. Las negociaciones concluyeron con un paquete de reformas del sector de energía en conjunto. Pero la parte medular siguió siendo la gestión de Pemex. Al final, muchas de las provisiones fueron suavizadas ante la presión de la opinión pública, especialmente las relativas a la participación privada.

El presidente Calderón declaró que la reforma resultante no era la deseada, sólo la posible, así que su instrumentación generó poco entusiasmo en los mercados, mientras la expectativa de grandes cambios se apagaba poco a poco. Se manifestaron dudas sobre la pertinencia de las nuevas leyes e instituciones para modificar el *modus operandi* de Pemex y dar a México los recursos requeridos. Las siete leyes que constituyen la reforma mantienen el principio de control nacional del subsuelo y el derecho exclusivo del Estado a su explotación.

Las reformas trajeron algunos cambios como la modificación del modelo de administración de Pemex. La ley introduce un apartado sobre las “Disposiciones Administrativas de Contratación” (DAC) que dan a Pemex mayor flexibilidad para adquirir bienes y servicios. Las DAC vienen a remplazar el complejo sistema basado en la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas, la cual establece múltiples restricciones al funcionamiento cotidiano de la industria. Debe mencionarse que Pemex usa las DAC y la vieja ley de obra pública. Las adecuaciones también buscaban aumentar el contenido nacional de las contrataciones de Pemex.

Otro cambio es el reforzamiento político de la Secretaría de Energía (SENER) al otorgársele la facultad de establecer los lineamientos de la Estrategia Nacional de Energía, diseñar y operar un programa de energía renovable e implementar la estrategia nacional para el uso sustentable de la energía, con capacidad para incentivar empresas relacionadas.

La creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y el reforzamiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) son cambios relevantes también. La primera se crea para regular la exploración y la producción de hidrocarburos, mientras que la segunda adquiere facultades adicionales para regular algunas actividades *midstream* de la industria.

Pero en cuanto a la modernización de las refinerías y la ampliación de la capacidad de refinación, la reforma resultó insuficiente. El proyecto de una nueva refinería sigue estancado por su dudosa viabilidad económica, pese a que el sitio ya fue adquirido.

En conjunto, el nuevo marco legal y regulatorio del sector energía busca mejorar la gestión corporativa de Pemex y abrir algunos espacios a las empresas privadas en el sector. Se espera que la administración entrante del Presidente Enrique Peña Nieto presente una nueva iniciativa en 2013 para dar al sector el impulso necesario.

2. Sector hidrocarburos

a) Marco legal e institucional

La Constitución Política reserva para la nación o el Estado la propiedad y dominio directo de los recursos del subsuelo del territorio nacional. La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley del Petróleo) establece que sólo la nación puede llevar a cabo la exploración, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta de primera mano de los hidrocarburos nacionales y de los petroquímicos básicos.

Pemex se instituye como monopolio estatal verticalmente integrado. La ley le impide hacer contratos de riesgo, convenir el pago en especie y compartir la producción, ventas o utilidades de los hidrocarburos. Pero el poder monopólico de Pemex cesa con la venta de sus productos al mercado. A partir de ese momento los particulares pueden comerciar los derivados con limitantes a la participación extranjera.

La exploración, producción, procesamiento y primera venta de gas natural y petroquímicos básicos son exclusivos de Pemex. Sin embargo, la Ley del Petróleo se ha modificado para permitir que las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural sean realizadas por empresas privadas nacionales. Las actividades permitidas a los privados en materia de gas natural y gas grisú están reguladas por los permisos de la CRE y comprenden:

- i) Transporte.
- ii) Almacenamiento en cavernas, salinas y campos marginales.
- iii) Licuefacción y regasificación.
- iv) Distribución.
- v) Comercialización.
- vi) Distribución de gas carburante en estaciones de servicio.
- vii) Prestación de servicios a lo largo de la cadena productiva de Pemex.

Pemex también tiene la exclusividad de la producción y primera venta de gas licuado de petróleo (GLP). Su venta al menudeo y para transporte público tiene cláusula de exclusión de extranjeros, pero éstos pueden tener derechos económicos y corporativos en sociedades dedicadas al transporte y la distribución de GLP. La inversión privada es permitida en las siguientes actividades:

- i) Transporte.
- ii) Almacenamiento.
- iii) Distribución local.
- iv) Estaciones de gas carburante.

La refinación de hidrocarburos en territorio nacional es también exclusiva de Pemex, quien realiza la primera venta de gasolinas y diesel a expendedores minoristas y privados. Como quedó dicho, la venta al menudeo no está reservada a Pemex, únicamente a los mexicanos.

b) Modificaciones institucionales

- i) SENER: recibe autoridad regulatoria; obtiene mayor poder para realizar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos y para expedir normas técnicas.
- ii) CRE: A sus facultades se agrega la regulación de las ventas de primera mano, transporte por ductos almacenamiento y distribución de petroquímicos básicos y transporte de combustóleo y biocombustibles en pipa (este último caso no está incluido en la regulación de las ventas de primera mano).
- iii) Consejo de Administración de Pemex: mayor número de miembros, mayores facultades y mayor autonomía respecto del Poder Ejecutivo; mayor independencia de decisiones administrativas, de presupuesto, deuda e inversión; flexibilidad para establecer subsidiarias, filiales y coinversiones.
- iv) Pemex como empresa paraestatal: mayor flexibilidad para realizar adquisiciones, contratar terceros, manejar deuda, cogenerar electricidad en sus instalaciones y trabajar con empresas extranjeras en yacimientos transfronterizos. La adjudicación de contratos de obras y servicios para refinación, exploración y producción debe realizarse mediante licitación pública, con excepciones de invitación restringida a tres participantes y de adjudicación directa. Pemex puede negociar precios, realizar contratos multianuales con ajuste de precios en caso de mejoras tecnológicas y otros renglones. Puede también establecer fórmulas de pago por la pronta ejecución de obras y servicios o por beneficios de tecnología nueva o mejorada y utilidades inesperadas por eficiencia atribuida al contratista.

3. Sector eléctrico

a) Marco legal e institucional

Igual que en hidrocarburos, la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad corresponde exclusivamente al Estado por medio de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Para la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica el suministro de energía eléctrica es un servicio público que incluye planeación de la red eléctrica nacional y ejecución de todas las obras necesarias para el Sistema Eléctrico Nacional. En 1992 se hicieron modificaciones legales para permitir la participación privada en las actividades siguientes:

- i) Autoabastecimiento de la demanda propia.
- ii) Cogeneración para uso propio o para sociedades de autoabastecimiento de electricidad y vapor u otro tipo de energía térmica.
- iii) Pequeña producción de electricidad para su venta a CFE mientras no exceda de 30 MW.
- iv) Exportación de electricidad de cogeneración, de generación independiente o de pequeña producción.
- v) Importación de electricidad para autoconsumo.

b) Modificaciones institucionales

La Reforma Energética de 2008 promueve y regula las fuentes renovables de energía, las tecnologías limpias y la eficiencia energética. La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética establece que la CRE:

- i) Expedirá normas, directrices y metodologías para regular la generación de electricidad con fuentes renovables (eólica, solar, maremotriz, geotérmica y bioenergética).

- ii) Regulará las tarifas de transmisión, de respaldo y de otros servicios de electricidad a partir de fuentes renovables.
- iii) Evaluará las reglas de despacho para generadores privados que usen fuentes renovables.
- iv) Expedirá reglas de interconexión de líneas particulares con la Red Eléctrica Nacional.
- v) Expedirá mecanismos de compensación entre generadores particulares basados en fuentes renovables y las empresas estatales.
- vi) Emitirá los lineamientos de transmisión, respaldo, energía excedente y otros a los que estarán sujetos los generadores que usen fuentes renovables. La CFE deberá celebrar contratos de largo plazo con generadores privados que usen fuentes renovables.
- vii) La CFE recibirá energía eléctrica generada por centrales privadas que usen fuentes renovables.

La ley incluye la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de Energía, cuyo objeto es promover el uso de energía renovable y la eficiencia energética mediante el otorgamiento de garantías y apoyo para el financiamiento de proyectos. También se crea la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, cuyo objeto es promover y regular los aspectos técnicos de la eficiencia energética. Esta Comisión deberá presentar un programa de eficiencia energética que incluya el transporte público eléctrico del país.

c) Leyes modificadas o adoptadas por la Reforma Energética de 2008²²

El 28 de octubre de 2008 el Congreso de la Unión aprobó los decretos que reforman y adicionan diversas disposiciones legales y expidió nuevas leyes para la industria energética nacional. El 28 de noviembre de 2008 el Diario Oficial de la Federación publicó los siete decretos:

- Ley de Petróleos Mexicanos
 - Adición al artículo 3° de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales.
 - Adición al artículo 1° de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.
 - Adición al artículo 1° de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
 - Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
 - Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
 - Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
 - Reformas y adiciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
 - Reformas y adiciones al Artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
 - Reformas y adiciones a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.
- i) Modificaciones relevantes a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
- No podrá cederse la propiedad de los hidrocarburos, ni suscribir contratos de producción compartida u otro que comprometa porcentajes de producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos o sus derivados, ni de las utilidades de la entidad contratante.
 - Pemex incorporará en la Estrategia Nacional de Energía la orientación de su participación en el mercado mundial de acuerdo con los intereses nacionales.

²² Cámara de Diputados, H. Congreso de la Unión, LX Legislatura (2008).

- Los yacimientos transfronterizos son los que se encuentran en la jurisdicción nacional y se extienden fuera de ella, así como aquellos fuera de la jurisdicción nacional, compartidos con otros países, de acuerdo con los tratados firmados por México o bajo lo dispuesto en la Convención sobre Derecho del Mar de las Naciones Unidas.
- Los yacimientos transfronterizos podrán ser explotados en los términos de los tratados internacionales firmados por México.
- No se acepta la jurisdicción extranjera en controversias por contratos de obra y prestación de servicios en territorio nacional.
- SENER, CNH y CRE expedirán las disposiciones administrativas y normas generales sobre las actividades contempladas en esta ley.
- Enumera las obligaciones de Pemex en las actividades de la industria petrolera y ventas de primera mano.
- Especifica las obligaciones y sanciones a los permisionarios y a quienes vendan directamente al público gasolina y líquidos de la refinación.
- Cuando alguna obra presente un riesgo alto para las personas o sus bienes, SENER, CNH y CRE podrán ordenar medidas de seguridad, desde suspender trabajos hasta ordenar el desmantelamiento de las instalaciones.

ii) Modificaciones relevantes a la Ley de Petróleos Mexicanos

- El Consejo de Administración de Pemex incorpora cuatro consejeros profesionales designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado.
- Se crean los comités de Remuneraciones, Auditoría y Evaluación de Desempeño, Estrategia e Inversiones, Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable, Transparencia y Rendición de Cuentas y Desarrollo e Innovación Tecnológica.
- Se crean comités de toma de decisiones de la operación de Pemex con participación de los consejeros. Se crea la figura de Comisario con funciones de vigilancia y fiscalización.
- Se otorga al Consejo de Administración la facultad de proponer la creación de subsidiarias.
- Se otorgan atribuciones al Consejo de Administración en materia de deuda, presupuesto y adquisiciones, arrendamientos y servicios, con responsabilidades específicas.
- Da facilidades administrativas y de gestión a Pemex para manejar su deuda y autonomía para emitir bonos ciudadanos que estipulen un rendimiento asociado al desempeño económico de la entidad.
- Pemex podrá contratar financiamiento sin autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
- Pemex tendrá un régimen presupuestario propio a fin de disponer de sus propios excedentes y aprobar adecuaciones al presupuesto.
- En la celebración de contratos, Pemex podrá pactar un porcentaje de sus productos, ventas o utilidades. La remuneración debe estar en función del valor que el contratista le añade al proyecto sin compartir los hidrocarburos ni perder control ni exclusividad de los mismos.
- Establece la obligación de Pemex de instrumentar un esquema para proveer a la industria de fertilizantes y a los distribuidores de amoníaco de uso agrícola un suministro estable y contratos de largo plazo con precios fijos de los insumos.
- Obliga a Pemex a rendir informes al Congreso de la Unión y a enviar a la SHCP informes anuales de deuda y de la situación operativa, programática y financiera de la empresa.

iii) Modificaciones relevantes a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía

- Amplía las actividades reguladas para disminuir el riesgo de distorsiones de los precios relativos y en la selección de los medios de transporte y almacenamiento de gas natural.
- El informe del Presidente de la Comisión debe incluir un listado de los permisos otorgados y no otorgados en el año y el fundamento de las decisiones adoptadas.
- Los nombramientos de los comisionados son escalonados para garantizar la continuidad e independencia de la CRE.

iv) Aspectos relevantes de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética

- Regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovable y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica.
- Establece la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.
- Busca que los mecanismos de generación de electricidad se desarrollen acordes con la realidad social y ambiental del país, determinando las modalidades de participación pública y privada, así como los instrumentos que regularán el financiamiento para lograr el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable.
- Detalla los mecanismos de pago de las contraprestaciones para los generadores de electricidad a partir de fuentes renovables.
- Delinea la estrategia nacional de transición energética y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y tecnologías limpias.
- Establece el catálogo de fuentes renovables: viento, radiación solar, movimiento del agua en cauces naturales o artificiales, mareas, geotermia y bioenergía.
- SENER coordina y aplica el programa para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Consejo Consultivo para las Energías Renovables.
- También establece la constitución y los principios del fondo para la transición energética.

v) Modificaciones relevantes a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF)

- La reforma al artículo 33 de la LOAPF otorga facultades a SENER para conducir la política energética e implementar acciones de supervisión de su cumplimiento, dando prioridad a la seguridad, la diversificación energética, el ahorro de energía y la protección del ambiente.
- Especifica las atribuciones de SENER en materia de planeación energética a mediano y largo plazo según principios de soberanía, seguridad energética, mejoramiento de la productividad, restitución de reservas de hidrocarburos, reducción progresiva de impactos ambientales, mayor participación de energías renovables, ahorro de energía, mayor eficiencia en producción y uso y apoyo a la investigación y al desarrollo tecnológico.
- Instruye a SENER para establecer el Consejo Nacional de Energía y expedir las reglas para su funcionamiento.
- Faculta a SENER para otorgar, rechazar o cancelar asignaciones de exploración y explotación de hidrocarburos según los dictámenes técnicos de la CNH.
- Se le atribuye la facultad de promover el uso de fuentes de energía alternativa a los hidrocarburos.
- Con base en información de la CNH, SENER deberá registrar y dar a conocer las reservas de hidrocarburos.
- SENER podrá ordenar visitas de inspección a las instalaciones de los órganos, organismos y empresas que realicen cualquiera de las actividades reguladas por la Ley del Petróleo.

vi) Estipulaciones principales de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

- Se propone la creación de un órgano regulador en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, como órgano desconcentrado de la SENER, que aporte elementos técnicos para diseñar la política de hidrocarburos, establecer disposiciones técnicas aplicables a su exploración y explotación, autorizar proyectos en la materia y establecer un Registro Petrolero.
- Su objeto es regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos.
- La CNH procurará que los proyectos de exploración y extracción maximicen la recuperación de crudo y gas natural, repongan las reservas, usen la tecnología más adecuada, protejan el medio ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales y cuiden las condiciones de seguridad industrial.
- La CNH establecerá las disposiciones técnicas aplicables a la exploración y explotación de hidrocarburos y verificará su cumplimiento.
- Dictaminará y autorizará los proyectos y establecerá mecanismos de evaluación de su eficiencia operativa.
- Recabará, administrará, analizará y mantendrá actualizada la información relativa a producción, información geológica y geofísica y otros indicadores de crudo y gas natural, además de realizar estudios de evaluación, cuantificación y verificación de las reservas.
- Supervisará, verificará, vigilará y en su caso certificará el cumplimiento de sus disposiciones.
- Realizará las visitas de inspección solicitadas por SENER, entregándole el informe correspondiente.
- Emitirá su opinión sobre el otorgamiento o cancelación de asignación de áreas para exploración y extracción a que se refiere el artículo 5 de la Ley del Petróleo.
- Expedirá las normas oficiales del ámbito de su competencia.
- Establecerá un Registro Petrolero de sus resoluciones, acuerdos, dictámenes, disposiciones, normas, convenios, contratos, actos jurídicos, decretos de ocupación provisional, de ocupación definitiva o de expropiación, asignaciones de áreas para efectos del artículo 5 de la Ley del Petróleo y los decretos presidenciales que establezcan zonas de reservas petroleras.

vii) Estipulaciones principales de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

- Permite instrumentar acciones en materia de energía sustentable, entendida como uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades de su explotación, producción, transformación, distribución y consumo.
- Se prevé el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que contendrá estrategias para promover la aplicación de tecnología y uso de equipos, aparatos y vehículos eficientes.
- Se prevé la creación de un órgano técnico desconcentrado de SENER que promoverá la eficiencia energética. De igual manera se prevé la creación del Subsistema Nacional de Información sobre el Aprovechamiento de la Energía.
- La ley sienta las bases para que particulares y consumidores realicen certificación de procesos y cuenten con información de consumo energético de aparatos y equipos.

B. LEY GENERAL DE CAMBIO CLIMÁTICO DE MÉXICO

La Ley de Cambio Climático fue aprobada por el Congreso en abril de 2012 para regular y ordenar las políticas de mitigación y adaptación al cambio climático del país. Esta legislación deberá hacer posible que México adopte las disposiciones necesarias para migrar hacia una economía de bajas emisiones de carbono. El objetivo es reducir las emisiones de carbono en 50% en 2050, y asegurar que el 35% de la electricidad de México provenga de fuentes de energía renovables para el 2024. Asimismo, la ley tiene como propósito reducir los subsidios a los combustibles fósiles. Con ello se dará mayor viabilidad económica a la producción de energía renovable.

La ley conjuga provisiones de competitividad y sustentabilidad con una visión de Estado que busca comprometer a todos los sectores de la sociedad. Promueve la concientización sobre el uso racional de los recursos, propiciando la adaptación a las nuevas condiciones ambientales y reduciendo la vulnerabilidad de la sociedad y las actividades productivas al cambio climático. En resumen:

- Regular las acciones para la mitigación y adaptación al cambio climático.
- Reducir la vulnerabilidad de la población y los ecosistemas del país frente a los efectos adversos del cambio climático.
- Crear y fortalecer las capacidades nacionales de respuesta al fenómeno.
- Promover la transición hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono.

La ley también establece la creación del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomía de gestión, sectorizado en la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales. El Instituto será gestionado por seis consejeros sociales emanados de la comunidad científica, académica y técnica, con experiencia en el cambio climático.

C. PROPUESTAS DE REFORMA DEL SECTOR ENERGÉTICO QUE SE DISCUTEN EN MÉXICO

1. Opiniones sobre los grandes retos de Pemex y CFE

a) Sector de hidrocarburos

Existe amplio consenso sobre las prioridades de energía que el gobierno entrante deberá encarar. La mayoría de las preocupaciones se centran en la capacidad de Pemex de asegurar su rentabilidad a partir de nuevas condiciones laborales, fiscales, de contratación y de estrategia de negocios.

Muchos consideran que la paraestatal debe convertirse en una verdadera empresa petrolera, es decir, dejar de ser un organismo descentralizado o unidad administrativa del poder ejecutivo federal. Algunos se pronuncian por que se transforme en empresa mercantil, cuyo capital social sea propiedad del Estado en 100%; otros consideran que lo importante es que el Estado controle la totalidad de los votos, aceptando aportaciones privadas con derecho a dividendos. Al convertirse en empresa, Pemex deberá trabajar según metas y objetivos, pues muchos de sus proyectos pueden resultar contradictorios entre sí o excesivamente costosos.

También se critica en Pemex su estructura organizativa y en el exceso de personal de algunas filiales con rendimientos bajos o negativos, mientras que las más rentables, como exploración y producción, tienen insuficiencia de especialistas.

Con respecto al cambio generacional de técnicos y profesionistas, —problema que aqueja a toda la industria petrolera en el mundo—, Pemex está rezagado en todas sus áreas, desde exploración y producción hasta procesamiento, refinación, transporte, almacenamiento y distribución, en tanto que la rotación de personal es muy alta. Los esquemas de jubilación creados en la época del corporativismo mexicano han acumulado enormes pasivos. De los 150.000 empleados actuales, un tercio deberá pensionarse en los primeros años de la próxima década. Para renovar el personal, el sistema de educación tendría que crear nuevas carreras técnicas y profesionales.

Otras opiniones señalan que Pemex enfrenta retos de exploración y producción complejos, tanto en las aguas profundas del Golfo de México como en la región costera de Chicotepec, donde se requieren complejas técnicas de explotación de *shale gas* y de crudos pesados. Dadas estas dificultades técnicas y de capital, hay quienes proponen crear un marco legal que otorgue concesiones de hidrocarburos, como en Brasil, Noruega, Colombia y Ecuador. Esta postura implícitamente abre la necesidad de organizar licitaciones para interesados en participar en el sector. En este esquema sería necesario adoptar estructuras fiscales que den viabilidad económica a las inversiones.

La situación fiscal de Pemex es ilustrada por el subsidio a las gasolinas, cuyo precio al público se mantiene por debajo del ritmo de crecimiento internacional y no incorpora los nuevos estándares para gasolinas y diesel. Por otra parte, el subsidio de precios complica los planes de negocios de largo plazo de los interesados en financiar nuevas refinerías.

b) Sector eléctrico

El gran problema del sector eléctrico no es la insuficiencia de capacidad sino su exceso en cuanto a los picos de demanda, lo cual está resultando muy oneroso. El exceso de capacidad es producto del rápido crecimiento de las unidades de ciclos combinados basadas en gas natural, las cuales han ido sustituyendo a las plantas de generación basadas en combustóleo. Hay quienes consideran que el gas natural ya ha alcanzado un porcentaje muy alto en la generación eléctrica y que es momento de dar prioridad a las fuentes renovables, las cuales contribuirían a reducir las emisiones de gases efecto invernadero.

El margen de reserva de electricidad creció del 21,5% en 2000 al 44,7% en 2005, llegando a 47,3% en 2009. Hay quienes consideran que un margen del 18% cumple el estándar internacional y es suficiente para cubrir las necesidades nacionales. Por ahora, la CFE compra a los “Productores Externos de Energía” una parte creciente de la electricidad requerida, en tanto sus propias plantas han ido reduciendo su operación por ser menos eficientes. Disminuir el excesivo margen de reserva del sistema eléctrico nacional llevará varios años, por lo que ese objetivo debe ser parte de la planificación del sector a largo plazo.

Otra preocupación de fondo es que los servicios de la CFE aún no alcanzan los estándares internacionales de confiabilidad en sus servicios. En términos de calidad del servicio, México se encuentra aún atrás de Dinamarca, los Estados Unidos, Canadá, Chile y Colombia.

Además, los industriales y los consumidores residenciales manifiestan inconformidad por las altas tarifas de electricidad, las cuales han ido aumentando con el precio de los combustibles, pese a estar fuertemente subsidiadas. El subsidio a los consumidores superó los 88.000 millones de pesos en 2011. Por

lo tanto, hay confusión respecto del punto de equilibrio de tarifas y competitividad de la oferta en comparación con países competidores de México en mercados internacionales, principalmente en los Estados Unidos.

Otro conjunto de opiniones tiene que ver con la meta de generar el 35% de la electricidad con fuentes renovables en 2024. Expertos del sector consideran que la meta es poco realista. Sin embargo, en febrero de 2012 la capacidad de generación basada en energías renovables fue 14.324 MW, es decir, el 22,3% de la capacidad de generación total del país (incluyendo a las hidroeléctricas). México cuenta con un potencial hidroeléctrico de 53.000 MW; el potencial eólico se estima en 71.000 MW, tres veces superior al consumo residencial de electricidad en 2010; el potencial de energía geotérmica es superior a 40.000 MW. México es hoy el principal proveedor de módulos solares fotovoltaicos de América Latina, con una capacidad de producción anual superior a 270 MW. De conseguir la meta del 35% de la generación eléctrica con recursos renovables, esta capacidad podría alcanzar casi 19.000 MW en 2025, principalmente de origen eólico (60%) e hidráulico (24%).

2. Postura de la nueva administración federal

El 2 de diciembre de 2012 fue firmado el “Pacto por México” por el nuevo Presidente de México, Enrique Peña Nieto y los líderes del Partido de la Revolución Democrática, el Partido Revolucionario Institucional y el Partido Acción Nacional.

En el “Pacto Por México” destacan los acuerdos siguientes para el sector energía:

Acuerdo 2.4. Desarrollo Sustentable:

- El cambio climático es un reto global a enfrentar con responsabilidad y realismo. Es necesaria una nueva cultura y un compromiso ambiental que modifique nuestro estilo de vida, la forma en que se produce, se consume y se desecha.
- Para lograrlo se realizarán las siguientes acciones:
 - Transitar hacia una economía baja en carbono.
 - Para reducir la dependencia de los combustibles fósiles, se impulsará la inversión en investigación y desarrollo de proyectos de energía a partir de fuentes renovables (Compromiso 49).
 - Replantear el manejo hídrico del país.
 - El agua es un recurso estratégico para todo el mundo. Su futuro depende de un manejo inteligente y sustentable.
 - El agua de lluvia debe ser vista como recurso, no como riesgo. Por ello se creará un programa de infraestructura para la captación y el almacenamiento del agua pluvial.
 - Las obras de control de inundaciones en diversos estados del país serán concluidas (Compromiso 50).
 - Se incrementará la cobertura de agua, drenaje y tratamiento. Se revisarán y rehabilitarán 115 presas de alto riesgo; se inspeccionarán 5.000 km de bordos con las acciones correctivas correspondientes (Compromiso 51).
 - Se atenderán de manera prioritaria las sequías que afectan el norte y centro del país. Se impulsará la desalinización de agua de mar. Para llevar a cabo todo lo anterior se impulsará la aprobación de la nueva Ley de Agua Potable y Saneamiento y la reforma de la Ley de Aguas Nacionales (Compromiso 52).

- Mejorar la gestión de residuos
 - Se creará un programa de infraestructura para recolectar, separar, reciclar y aprovechar los residuos en todo el país (Compromiso 53).

Acuerdo 2.5. Realizar una reforma energética que sea motor de inversión y desarrollo:

- Se impulsará una reforma que convierta al sector energético en motor de crecimiento económico mediante la atracción de inversión, desarrollo tecnológico y formación de cadenas de valor.
- En las áreas de petróleo y gas se realizarán las siguientes acciones:
 - Los hidrocarburos seguirán siendo propiedad de la nación.
 - Se mantendrá en manos del Estado la propiedad de los hidrocarburos y de Pemex. En todos los casos, la nación recibirá la totalidad de la producción de hidrocarburos (Compromiso 54).
- Pemex como empresa pública de carácter productivo
 - Se reformará la regulación y el estatuto fiscal de las entidades paraestatales para transformarlas en empresas públicas productivas con capacidad de competir hasta convertirse en empresas de clase mundial. Para ello será necesario dotarlas de reglas de gobierno corporativo y transparencia, como todas las empresas privadas importantes (Compromiso 55).
- Multiplicar la exploración y producción de hidrocarburos
 - Se ampliará la capacidad de exploración y producción de hidrocarburos mediante una reforma energética para maximizar la renta petrolera (Compromiso 56).
- Competencia en refinación, petroquímica y transporte.
 - Se realizarán las reformas necesarias para crear un entorno de competencia en refinación, petroquímica y transporte sin privatizar las instalaciones de Pemex (Compromiso 57).
- Fortalecer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos
 - Se reforzarán las facultades del órgano regulador, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual podrá someter a Pemex a las exigencias de eficiencia y transparencia del resto de las empresas petroleras del mundo (Compromiso 58).
- Pemex como promotor de la cadena de proveedores nacionales
 - Pemex promoverá crear una cadena de proveedores nacionales y fortalecerá su capacidad de producción de fertilizantes (Compromiso 59).
- Pemex como frente de la lucha contra el cambio climático
 - Pemex será un frente de la lucha contra el cambio climático con una estrategia para desarrollar energías renovables y ahorrar energía (Compromiso 60).

D. DESARROLLO RECIENTE DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

1. Pasado reciente de la oferta y la demanda

En 1977, ante el inminente surgimiento de diversas regiones petroleras en el sureste del país, México lanzó un ambicioso plan energético que incluía la construcción de un ducto de 48 pulgadas de diámetro y 1.250 km de largo para transportar gas natural desde Chiapas-Tabasco hasta Reynosa, Tamaulipas con el fin de exportarlo a los Estados Unidos. Como las negociaciones se estancaron, el gobierno decidió destinar el ducto a abastecer la demanda interna.

Posteriormente, con el inicio de operaciones en Cantarell y el crecimiento de la producción, la oferta nacional de gas creció hasta 4.248 millones de pies cúbicos brutos por día (3.044 mmpcd netos) en

1982, el doble que en 1975. Ante la incapacidad de procesar y comercializar el creciente volumen, una parte importante tuvo que dejarse quemar, principalmente en las explotaciones marinas de Campeche. Más tarde, con la construcción de ramales de transporte y sistemas de distribución se pudo aprovechar un mayor porcentaje.

Así, el gas natural se estableció en México como combustible para la industria, generación eléctrica nacional y uso doméstico en las ciudades con redes de distribución.²³ La demanda para bombeo y reinyección de pozos aumentó también.

Las altamente eficientes turbinas de ciclo combinado sobre la base de gas natural, cuyo uso empezó a generalizarse en muchos países en los ochenta, empezaron a ser adoptadas en México en 1992.²⁴

El cuello de botella fue entonces el transporte de gas para abastecer a las nuevas centrales eléctricas y zonas industriales. La solución legal a este reto se alcanzó en noviembre de 1995 con la emisión del Reglamento de Gas Natural, el cual permitió complementar el sistema de gasoductos e instalaciones de Pemex con redes construidas y operadas por la iniciativa privada.

Pocos años después, las expectativas sobre la demanda de gas se toparon con que no se había invertido suficiente en exploración y producción de gas natural seco, mientras que la explotación de gas asociado dependía del ritmo de extracción del petróleo.

Ante el riesgo de seguridad energética nacional representado por el crecimiento sostenido de las importaciones de los Estados Unidos, el gobierno instó a Pemex aumentar la producción de gas natural a finales de los noventa. La política consistió en explotar yacimientos de gas no asociado y nuevos campos de crudo ligero con gas asociado que habían sido dejados en reserva.

A pesar del incremento de la producción, las importaciones de gas siguieron creciendo en las zonas fronterizas. Adicionalmente, la CFE decidió diversificar sus fuentes de aprovisionamiento mediante terminales de importación de gas natural licuado (LNG), traído en buques-tanque desde países lejanos.

Mientras tanto, el precio internacional del gas había empezado a crecer sobre sus niveles históricos desde 1996, con más fuerza entre 2000 y 2005. El gas había alcanzado alta preferencia mundial, pero las redes de transporte y distribución de México difícilmente lograban satisfacer la demanda. Parecía entonces que el combustible había alcanzado su límite de competitividad y los consumidores mexicanos empezaron a dudar de la rentabilidad de su uso.

Sin embargo, a partir de 2006 el precio empezó a descender. Hoy resulta sorprendente que todavía a mediados de la década pasada nadie imaginara que las reservas y la oferta de gas natural en los Estados Unidos aumentarían sustantivamente gracias a la producción de *shale gas*.

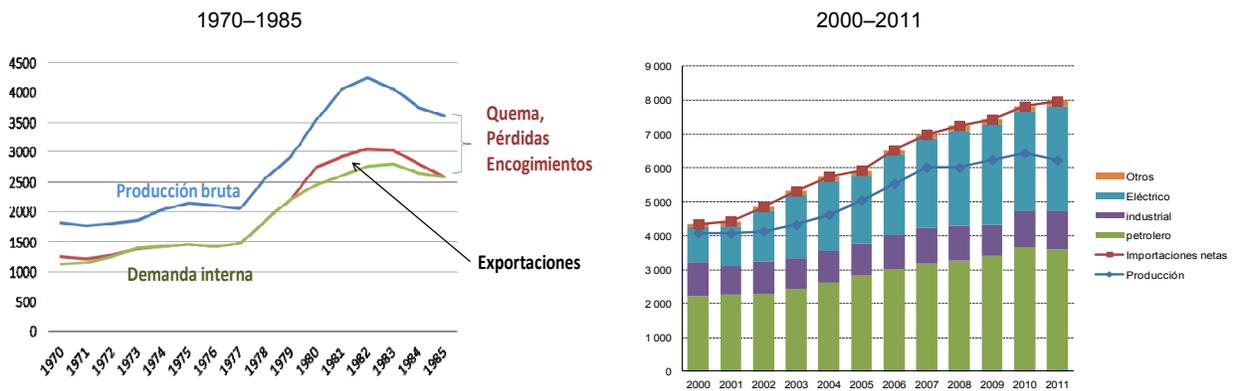
²³ Las redes locales de gas natural aparecieron en el orden siguiente: Cd. Juárez 1903, Monterrey 1909, Nuevo Laredo 1922, Cananea 1931, Piedras Negras 1935, Saltillo 1960, Querétaro 1966, Cd. de México 1974, Hermosillo-Guaymas 1997, Tampico-Cd. Madero 1997, Toluca 1997, Norte de Tamaulipas 1998, Cuautitlán-Texcoco 1998, La Laguna-Durango 1999, Bajío Sur 1999, Bajío Norte 2000, Puebla-Tlaxcala 2000, Guadalajara 2000 y Texcoco-Hidalgo 2001.

²⁴ En los años ochenta, en el mundo surgían nuevas tecnologías de alta eficiencia energética para generar electricidad: las turbinas de ciclo combinado a base de gas natural; y la cogeneración de calor y electricidad, también en gran medida basada en gas natural.

El resultado ha sido que el precio de referencia del gas natural en los Estados Unidos ha bajado de sus máximos, alrededor de 15 dólares/mmBTU en 2005, hasta 4 dólares/mmBTU entre 2009 y 2011, lo cual contrasta con el aumento anual del precio del crudo desde su piso de 17 dólares /bbl en 1997 a un máximo de 147,27 dólares /bbl el 11 de julio de 2008 (1 barril de petróleo crudo = 1 bpce = 5,41 mmBTU).

Estos cambios de precio revivieron la cuestión del papel del gas natural en el portafolio de fuentes primarias de energía en México. Como se observa en el gráfico 13, hoy el precio del gas es menor que el 25% del petróleo por el mismo nivel calorífico. Esto significa que los consumidores de gasolinas, turbosinas, combustóleos o diesel podrían ahorrar hasta un 75% en combustible si cambiaran a gas natural. El descenso del precio se explica en parte por la rápida evolución de la tecnología, lo que a su vez acelera el crecimiento de la demanda.

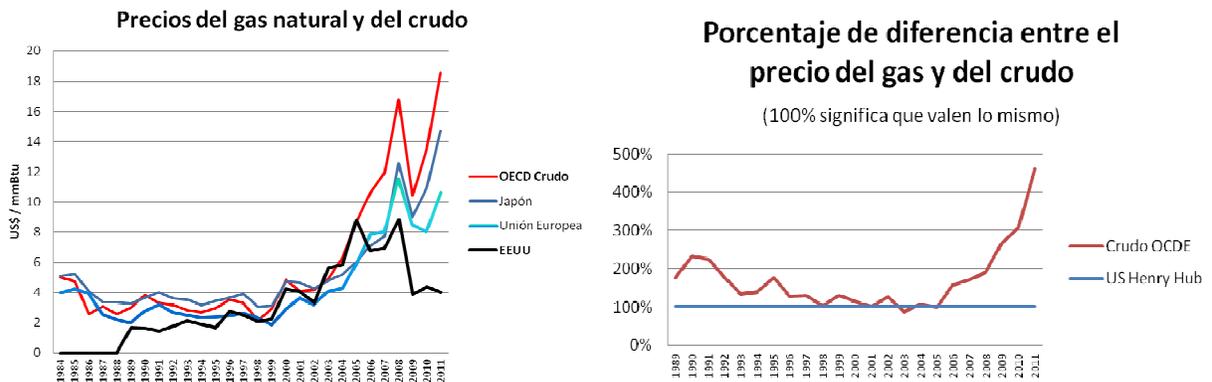
GRÁFICO 12
BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 1970–1985 Y 2000–2011
(mmpcd)



Fuente: Márquez D., Miguel H., “La industria del gas natural en México, 1970–1985” en Gas Natural en México, El Colegio de México, 1989.

Fuente: SENER, 2012.

GRÁFICO 13
COMPARATIVO DE PRECIOS DEL GAS Y DEL CRUDO, 1989–2010



Fuente: Gráficos propios con datos de BP Statistical Review of World Energy, agosto de 2012.

2. Perspectivas de la oferta y demanda nacional de gas natural hacia 2025

En el período 2000–2011, la producción nacional de gas natural creció a una tasa promedio anual del 4%, en tanto que la demanda doméstica lo hizo en 5,7%. Sin embargo, en 2012 la producción bajó un 5,2% con respecto a 2010, al pasar de 6.440 mmpcd a 6.107 mmpcd (excluyendo la extracción de nitrógeno).

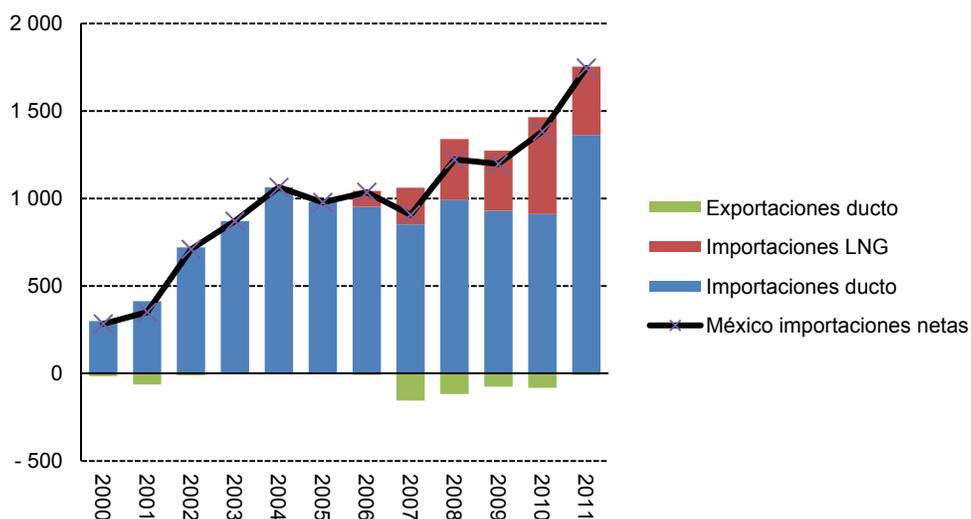
Como se muestra en el gráfico 14, la diferencia fue cubierta con importaciones. En 2011, México tuvo importaciones netas por 1.749 mmpcd, de los cuales un 78% ingresó por ductos conectados con los Estados Unidos y un 22% por terminales de regasificación.

Debe mencionarse que, desde 2007, Pemex Exploración y Producción empezó a incluir en sus estadísticas los volúmenes de nitrógeno que se inyectan hace muchos años a algunos yacimientos de Cantarell. También es notorio que desde 2006 la quema de gas aumentó, principalmente en Cantarell, hasta alcanzar un pico de 1.334 mmpcd en 2008.

En el gráfico 12 se representa el volumen creciente de gas natural usado por Pemex Exploración y Producción para recirculación y autoconsumo. De cada pie cúbico de gas producido entre 1993 y 2025, Pemex ha conservado y conservará alrededor de la mitad para sus necesidades. Si estos volúmenes fueran destinados al mercado nacional, Pemex podría aportar un 86% de la demanda nacional hacia 2026.

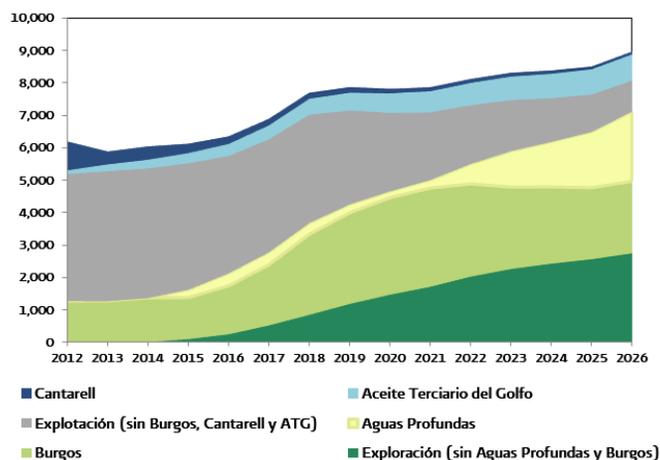
El escenario base de SENER sobre el balance de gas natural hacia 2026 estima un crecimiento promedio anual de la demanda del 3,4%, superior al 1,8% promedio anual estimado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en Inglés) para la demanda mundial (*International Energy Agency - IEA*, 2011b). Es interesante que la IEA advierta, con esta tasa de crecimiento, el advenimiento de “la era de oro del gas natural”. En un escenario así, la producción del energético podría crecer hasta representar un cuarto del consumo mundial en 2035. De hecho, la IEA espera que la demanda de gas supere a la de carbón antes de 2030, y a la de petróleo alrededor de 2035.

GRÁFICO 14
IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 2000–2011
(En mmpcd)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

GRÁFICO 15
ESCENARIO INERCIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 2012–2026
(En mmpcd)



Fuente: Sobre la base de estadísticas de la Secretaría de Energía de México (SENER).

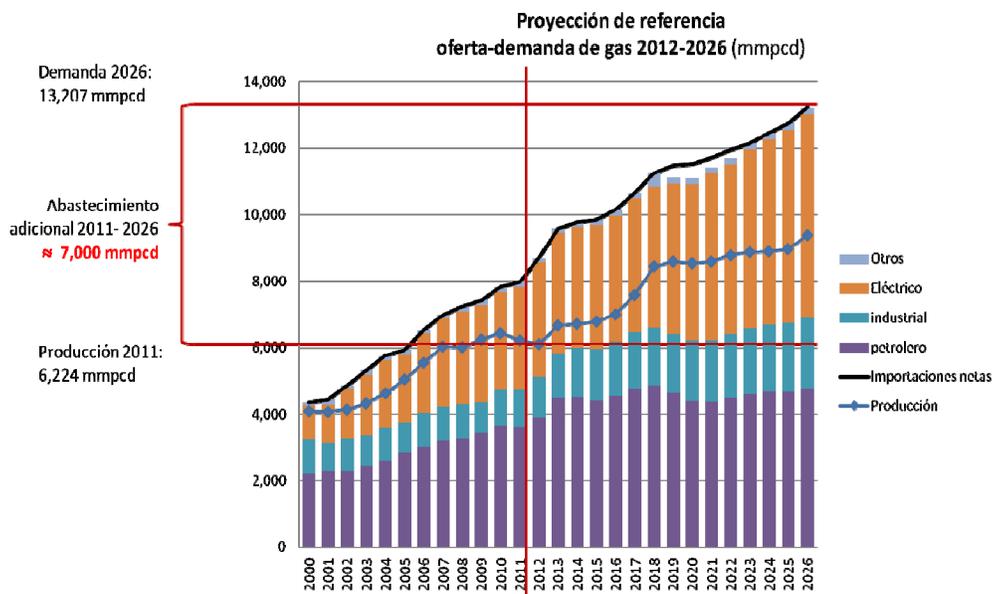
La SENER estima que en 2026 el país demandará 13.207 mmpcd de gas natural, así que requeriría poco más de 7.000 mmpcd adicionales a los 6.224 mmpcd que Pemex entregó al mercado nacional en 2011. El escenario asume que la producción de gas natural crecerá ligeramente los próximos 15 años (2,8% anual), pero será inferior al crecimiento de la demanda, lo que se traduciría en importaciones crecientes, aunque moderadas.

La tecnología disponible para uso de gas natural permite concebir escenarios de mayor demanda del combustible, sobre todo ahora que su precio equivale a una cuarta parte del precio del crudo. La experiencia muestra que, a menor precio, mayor demanda de gas, si bien los precios de la gasolina, gas licuado de petróleo (GLP) y electricidad en México suelen ser administrados por las autoridades para mitigar su efecto económico. Por ello es difícil conocer de antemano el efecto de sustitución de energéticos causado por las variaciones del precio internacional.

De cualquier forma, el mercado potencial de México es muy grande, ya que el gas puede generar electricidad, abastecer el transporte terrestre, marítimo y aéreo (en forma directa o mediante conversión de gas a hidrocarburos líquidos), abastecer hornos, motores, calentadores y turbinas industriales, clima artificial o presión inyectada en pozos petroleros para aumentar la recuperación de crudo. Por ahora no todas estas tecnologías son competitivas ni todas pueden obtenerse e instalarse con facilidad. Sin embargo, en los Estados Unidos ya se empieza a sustituir la gasolina por gas natural.

A mediano plazo, la demanda de gas natural tiene un gran campo de expansión en México. No obstante, los escenarios de demanda deben estimar el punto de coincidencia entre inversión e infraestructura a fin de prever que la oferta llegue a los nuevos consumidores. Como se muestra en la ilustración siguiente, el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) presenta amplios tramos saturados, mientras que las redes troncales del centro y oeste del país deben ser expandidas.

GRÁFICO 16
MÉXICO: OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 2012–2026



Fuente: Sobre la base de estadísticas publicadas por SENER.

Las variables relevantes para el incremento de la demanda son: actividad y tasa de crecimiento de los sectores económicos, equipos diseñados para el consumo de gas natural, expansión del SNG, de las redes de distribución y de la capacidad de almacenamiento de gas.

En cuanto a la oferta nacional, las variables relevantes son: identificación de los recursos, definición del portafolio de exploración y explotación, inversión en recolección, separación y dulcificación, tecnología, mejoras en las tasas de recuperación de reservas y adaptación al marco legal e impositivo.

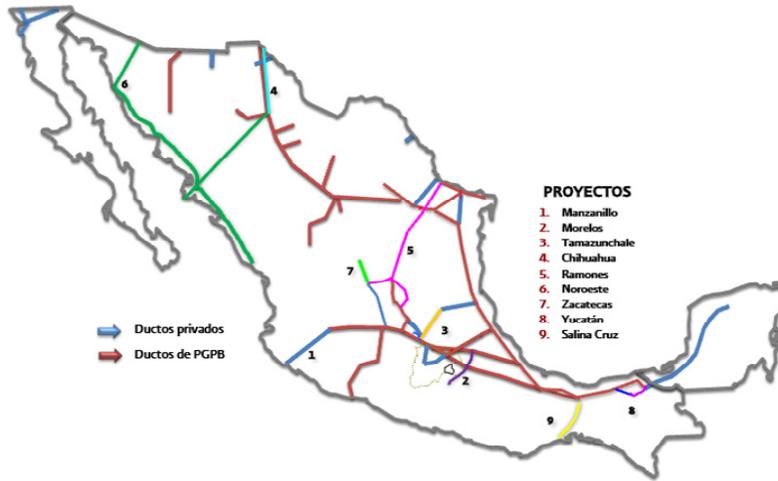
3. Reservas y zonas productoras

Desde mediados de los años ochenta, México transparenta los cálculos periódicos de sus reservas de hidrocarburos, según la metodología internacional estándar, para su debido registro.

Las reservas probadas son los volúmenes de petróleo o gas cuya recuperación comercial es estimada con "razonable certeza", a partir de una fecha dada, bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones presentes. Si se emplea el método determinista, "razonable certeza" significa alto grado de confianza. Si se usa el método probabilístico, debe existir al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades a recuperar serán iguales o excederán el estimado (correspondiente a las reservas probadas o reservas IP).

La "razonable certeza" se apoya en pruebas actuales de formación o producción y en la constatación de instalaciones industriales para procesar y transportar los recursos hacia un mercado real, o en la expectativa razonable de que tales instalaciones estarán disponibles.

GRÁFICO 17
EXPANSIÓN DE LA RED TRONCAL DE GASODUCTOS



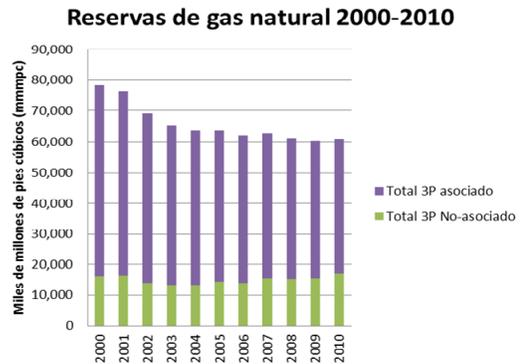
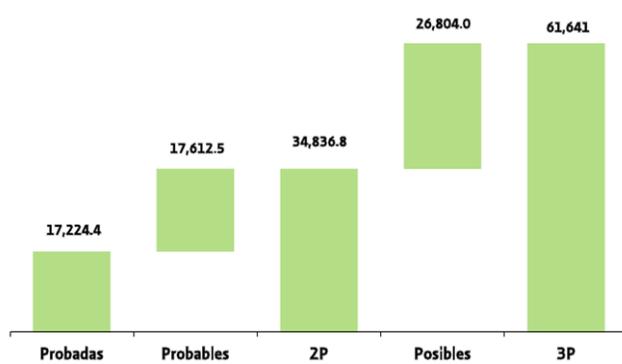
	km	mmpcd	Pulgadas	Inicio	Transportista
En construcción					
Tamazunchale-El Sauz	200	630	30	mar-14	Transcanada
Tlaxcala-Yacapixtla	170	320	30	jun-13	Elecnor
Cd. Juárez-El Encino	385	850	36	jul-13	Fermaca
Licitaciones recientes					<i>Ganador</i>
Sásabe-Pto. Libertad	224	760 ^a	36	sep-14	Sempra
Pto. Libertad-Guaymas	320	760 ^b	36	jul-15	Sempra
Guaymas-Topolobampo	364	500	30	jul-16	Sempra
Topolobampo-Mazatlán	462	200	24	jul-16	Transcanada
El Encino-Topolobampo	574	450	30	mar-16	Transcanada

Fuente: Comisión Reguladora de Energía de México (CRE).

^a SENER, “Cambio Estructural en México”, Julio de 2012 y licitaciones de CFE.

^b Capacidad máxima en el Estado de Sonora.

GRÁFICO 18
RESERVAS DE GAS NATURAL EN MÉXICO
(En mmmpc)



Fuentes: “Las Reservas de Hidrocarburos de México 2011”, Pemex Exploración y Producción (gráfico de la izquierda) y Comisión Nacional de Hidrocarburos.

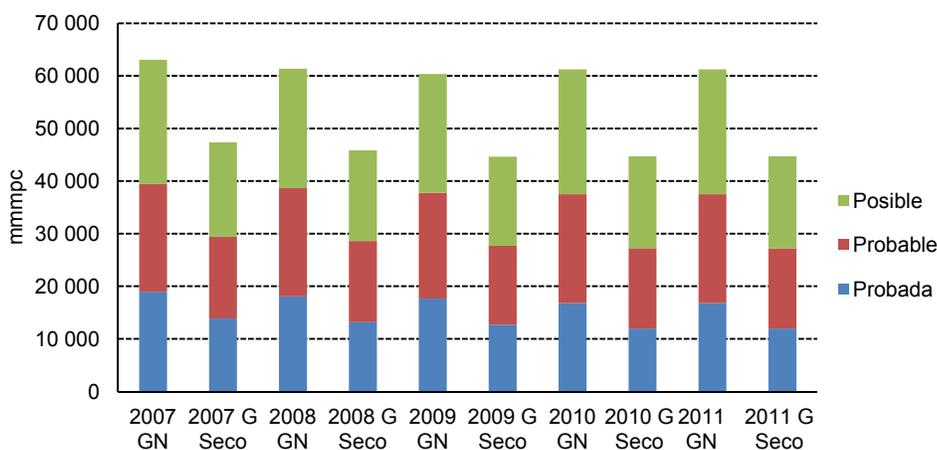
De acuerdo con este criterio, las reservas probadas de México han disminuido, mientras que la restitución al 100% de las reservas extraídas anualmente ha costado trabajo. La consecuencia es que el número de años disponibles de producción de gas (reservas probadas divididas entre la producción anual o “razón R/P”) ha disminuido por más de tres lustros. La tasa de restitución de reservas 1P en 2010 fue del 68% y la relación reservas 1P vs producción equivale a sólo 6.6 años de producción.

La relación 1P vs producción (6,6 años) asume que la producción permanece constante. Aún en ese caso, las definiciones de reserva y producción deben homologarse para que sus contenidos coincidan. Las definiciones de SENER comprenden los siguientes conceptos (IEA, 2011b):

- Gas asociado: gas natural en contacto y/o disuelto en el crudo del yacimiento. Se clasifica en gas de casquete (libre) y gas en solución (disuelto).
- Gas asociado libre: gas natural yacente sobre el crudo (gas de casquete).
- Gas asociado en solución o disuelto: gas natural disuelto en el crudo bajo idénticas condiciones de presión y temperatura.
- Gas húmedo: mezcla obtenida del proceso del gas natural, libre de impurezas y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano permite su comercialización.
- Gas natural: mezcla gaseosa en los yacimientos o en solución en el crudo, cuyo estado se conserva en condiciones atmosféricas. Incluye algunas impurezas y sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).
- Gas no asociado: gas natural en yacimientos sin crudo en las condiciones de presión y temperatura originales.
- Gas seco: gas natural con cantidades marginales de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de las plantas procesadoras de gas.

Otra observación de interés es que las reservas 2P (probadas + probables) también disminuyen. La recuperación de las reservas “probables” es menos segura que la recuperación de las reservas probadas (probabilidad del 50% de que sean iguales o superiores a la suma de las reservas probadas más las probables). Se trata de volúmenes asociados a acumulaciones conocidas estimadas como recuperables en las condiciones económicas y operativas presentes.

GRÁFICO 19
RESERVAS DE GAS NATURAL (GN) Y DE GAS SECO (G SECO)



Fuente: SENER, “Las Reservas de Hidrocarburos de México 2010”.

La calificación “probables” recae sobre reservas no plenamente probadas por control inadecuado del subsuelo e insuficiencia de datos de núcleos. Puede tratarse de formaciones separadas por una falla del área o pueden ser reservas incrementales en perforaciones muy separadas entre sí. Pueden ser reservas explotables con métodos de recuperación mejorada, probados por su repetida aplicación comercial, o por el reacondicionamiento, tratamiento, cambio de equipo u otro procedimiento mecánico futuros, o bien reservas incrementales por reinterpretación de yacimientos probados. Al 1° de enero de 2011, las reservas 2P fueron de 38.222 mmmmpc. Esta cifra suscita preocupación sobre la capacidad de México para sustentar un crecimiento acelerado de la producción. La suma de estas observaciones ilustra el escaso tiempo de México para aumentar sus reservas probadas y probables.

Las reservas “posibles” de gas natural de México son muy grandes y tienen gran potencial productivo. Se refieren a volúmenes de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, menos ciertas de recuperar de manera rentable que las probables (probabilidad de al menos 10% de que las cantidades recuperadas serían iguales o mayores a la suma de las reservas probadas, probables y posibles) y que suponen un escenario futuro con condiciones económicas favorables distintas a las presentes.

Las reservas posibles se basan en interpretaciones geológicas que podrían existir más allá del área clasificada como probable. Corresponder a formaciones que a partir de análisis de núcleos y registros parecieran contener hidrocarburos, en volúmenes o condiciones de explotación no rentables pero no ser productivas a tasas comerciales. Pueden corresponder a reservas incrementales atribuidas a perforación entre ubicaciones existentes, pero sujetas a incertidumbre técnica. Puede tratarse de reservas atribuidas a métodos de recuperación mejorada o a reservas en un área donde la formación parece estar separada por fallas del área probada o estructuralmente más bajas que el área probada.

Al 1° de enero de 2011, las reservas 3P (probadas + probables + posibles) alcanzaron los 61.275 mmmmpc, es decir, un 60,3% más que las reservas 2P. El 71% de las reservas 3P son de gas asociado y se concentran en la región norte (56,5%) y en la Marina Suroeste (21,6%). El resto corresponde a la región sur (14,1%) y a la Marina Noroeste (7,8%).

4. Otros recursos convencionales

Las reservas 3P parecen suficientes para cubrir la demanda de gas natural de México varios años después de 2025. Sin embargo, es indispensable reponerlas y ampliarlas anualmente. Este tipo de trabajo deriva de la identificación de los recursos contingentes y prospectivos. Los datos de los recursos contingentes son insuficientes, pero los prospectos son prometedores.

Se estima que México cuenta con 113 billones de pies cúbicos (10^{12}) de gas natural convencional identificado y no-identificado. Las cifras son teóricas y están basadas en proyecciones geológicas y sísmicas. En este total deben considerarse los recursos asociados a oportunidades exploratorias, posibles o documentadas, y asignarles una probabilidad de éxito. En el caso del gas natural, la probabilidad de éxito es superior en un 30% que la del crudo.

De la suma de oportunidades exitosas estimadas se deriva el “recurso prospectivo” cuyo volumen se estima en 5,3 mmmmpce o alrededor de 30,7 mmmmpc (10^{12} pc) de gas natural (datos de 2010). Estos recursos son considerados al definir la estrategia exploratoria, la cual se orienta a mantener la plataforma de producción y conseguir las metas de restitución de reservas. Es decir, la estrategia exploratoria del gas natural de México no ha tenido por objeto ampliar la base de reservas para garantizar mayores niveles de producción hasta ahora.

Las actividades exploratorias actuales de gas natural se enfocan en las cuencas de Burgos y de Veracruz, además de consolidar el desarrollo de las reservas de gas no asociado en el área de Holok y

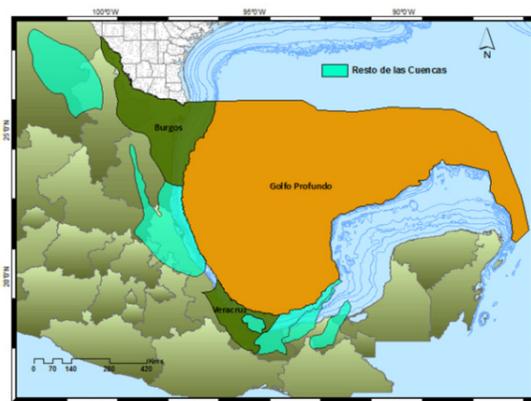
otras áreas de la Cuenca del Golfo de México. En el Norte terrestre (nominación administrativa establecida por PEP) destacan las cuencas de Burgos y de Veracruz.

La cuenca de Burgos es la principal región con recursos prospectivos de gas natural convencional. Su geología es similar a la del Distrito IV del sur de Texas, donde se ha obtenido una producción acumulada nueve veces superior a la de Burgos pero con 12 veces más pozos perforados.

A partir de 1994, Pemex inició la reactivación de la cuenca de Burgos con nuevos conceptos organizativos y tecnológicos. Con ello se logró incrementar la producción de gas natural de 220 mmpcd en 1994, a 1.330 mmpcd en 2006, subiendo a 1.478 mmpcd en 2010 y se espera que alcance 1.781 mmpcd en 2015. Burgos aporta el 25% de la producción nacional de gas natural. Cuenta con 232 campos en actividad y hay planes para reactivar 538 pozos que agregarían 40 mmpcd. Los planes buscan alcanzar el 100% de restitución de reservas en 2016. Para ello se realizan inversiones en sismología y otros estudios geológicos. Para conseguir las metas se han otorgado contratos a empresas especializadas. Las reservas remanentes totales ascienden a 826 mmbpce. Es por tanto preocupante que, hasta septiembre de 2011, la producción de Burgos haya disminuido un 8,9% con respecto a 2010.

La cuenca de Veracruz es la segunda mayor productora de gas no asociado del país con una producción de 819 mmpcd en 2010. Su producción acumulada es de 2,6 mmmmpc, la cuarta parte de lo obtenido en Burgos, pero con menos de una décima parte de pozos.

GRÁFICO 20
RECURSOS PROSPECTIVOS TOTALES (MMMBPCE) Y DE GAS NATURAL CONVENCIONAL
(En mmmmpce)

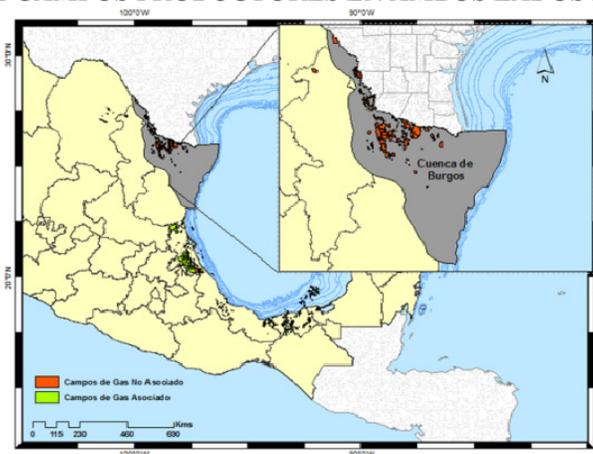


	Recurso prospectivo (mmbpce)	Recurso prospectivo documentado (asociado a oportunidad exploratoria)	Gas seco	Gas húmedo	Superligero	Aceite ligero	Aceite pesado
Sabinas	0,3	0,3	0,25				
Burgos	3,0	2,1	0,23	1,52		0,37	
Tampico-Misantla	1,7	0,7	0,08	0,04		0,53	0,04
Veracruz	0,6	0,6	0,44	0,04		0,04	0,06
Sureste	15,0	10,4	0,10	0,22	2,80	4,87	2,45
Golfo de México Profundo	29,5	9,6	1,31	1,07		6,41	0,78
Plataforma de Yucatán	0,3	0,3					
Total	50,5	23,9	2,4	2,9	2,8	12,2	3,3
Gas natural mmmmpc (1bpce=5800 pc)		30,7	14,0	16,7			

Fuente: "Las reservas de hidrocarburos de México 2010", Pemex Exploración y Producción.

Esta cuenca tiene un amplio margen de desarrollo. Está conformada por dos unidades geológicas bien definidas, con reservas 3P estimadas en 1,1 mmmmpc. Cuenta con 172 pozos exploratorios y 300 en desarrollo. El factor de recuperación es del 46% y se considera que podría aumentar al 76%. La cuenca presenta alto potencial de nuevos campos.

GRÁFICO 21
DESARROLLO DE CAMPOS PRODUCTORES EN AMBOS LADOS DE LA FRONTERA



Concepto	Distrito 4 Sur de Texas	Cuenca de Burgos
Superficie (km ²)	54 000	50 000
Inicio Producción	1 935	1 945
Campos descubiertos	1 548	252
Pozos perforados	86 876	7 015
Pozos productores	13 098	2 868
Producción actual (mmpcd)	3 397	1 536
Producción acumulada (mmpc)	86,1	9,9

Fuente: CNH, PEMEX, BDI.

CUADRO 12
CUENCA DE VERACRUZ

Pozos exploratorios	172
Pozos de desarrollo	300
Recursos de hidrocarburos	Mmmmpc
Producción acumulada	2,6
Reserva 1P	0,9
Reserva 2P	1,0
Reserva 3P	1,1
Volumen original	5,6
Factor de recuperación obs.	46%

Fuente: CNH, "Factores de recuperación de aceite y gas en México, DT-1".

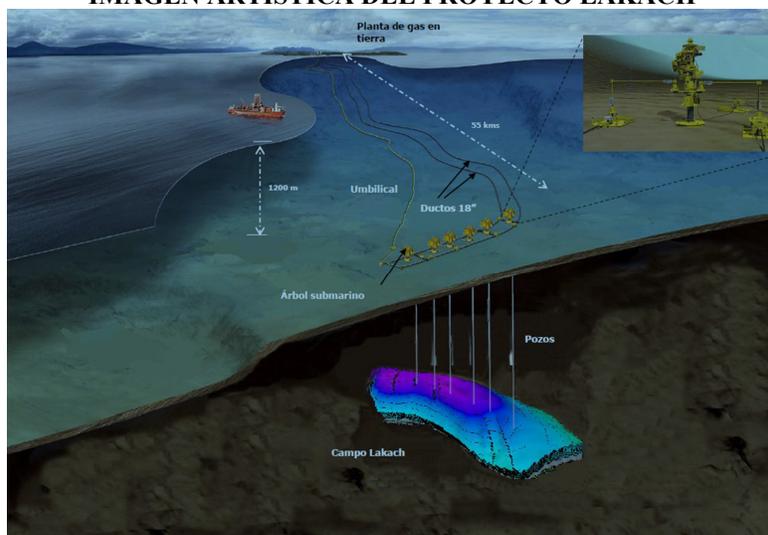
Las aguas profundas del Golfo de México representan para Pemex una frontera tecnológica y organizativa, cuyo éxito se traduciría en nueva fuente de riqueza. Los recursos prospectivos documentados de gas natural se estiman en 14 mmmmpc. Esta cifra podría aumentar con el ambicioso programa de sismología y perforaciones exploratorias en curso. El objetivo de los proyectos de exploración en aguas profundas es encontrar crudo en volúmenes que justifiquen su desarrollo comercial.

Sin embargo, hasta 2011 los principales hallazgos en tirantes de agua superiores a 500 metros habían sido de gas natural, como los pozos Noxal-1 (0,42 mmmmpc), Lakach-1 (1,3 mmmmpc), Lalail-1 (0,71 mmmmpc), Leek (0,1 mmmmpc) y Piklis (0,6 mmmmpc).

El descubrimiento más relevante es el proyecto Lakach con 18 perforaciones en tirantes superiores a 300 metros desde 2006. Lakach yace en un tirante de agua de 988 metros en la cuenca de Catemaco, 131 km al noroeste de Coatzacoalcos, 98 km al SE de la ciudad de Veracruz.

Lakach es el cuarto campo más importante en términos de reservas totales de gas no asociado en México. Su profundidad a partir del lecho marino es de 3.000 metros a 3.200 metros. Los datos iniciales en pruebas de producción fueron de 25 a 30 mmpcd en un pozo convencional. Las reservas en miles de millones de pies cúbicos de 1P son: 308; los de 2P son de 673 y los de 3P son de 1.302. Para desarrollar este proyecto se ha asignado una inversión superior a 20.000 millones de pesos, con un costo unitario estimado de 3,2 dólares/mpc. Se planea que la producción se realice a partir de árboles mojados en el lecho marino,²⁵ conectados por ductos a tierra en donde se encontrarán las instalaciones de separación y dulcificación. El factor de recuperación esperado es del 72%. La primera producción está planeada para 2014.

GRÁFICO 22
IMAGEN ARTÍSTICA DEL PROYECTO LAKACH



Fuente: Pemex.

Piklis 1 es el descubrimiento más reciente en aguas profundas (2011). Se ubica a 144 km de Coatzacoalcos, Veracruz, en un tirante de agua de 1.928 km y a una profundidad de 5.431 km. El volumen estimado es de 600 mmmmpc, constituido principalmente por gas y condensados.

Lakach y Piklis son retos tecnológicos novedosos para Pemex. La identificación del recurso no supone un concepto tecnológico seguro y económicamente viable para su extracción. De hecho, a los precios presentes del gas natural, Lakach es marginalmente viable antes de impuestos. Si los precios del gas continúan por debajo de 5 dólares/Mpc, otros proyectos de gas en aguas profundas serán difícilmente comercializables para México.

²⁵ Conjunto de válvulas que regula la producción de crudo en una instalación de aguas profundas.

Durante 2012, Pemex hizo nuevos descubrimientos de gas en aguas profundas del Golfo de México. Uno de ellos es el Cinturón Plegado Catemaco en la costa de Veracruz, donde el pozo Kunah-1 ha mostrado alto grado de productividad. Este pozo se encuentra en un tirante de agua de 2.157 metros y presenta cinco franjas de gas húmedo a diferentes intervalos. Las primeras estimaciones evalúan sus reservas de 3P podrían ser entre 1,5 y 2 mmmmpc.

Otro descubrimiento reciente en aguas profundas es el pozo Supremus-1 frente a la costa de Tamaulipas. Fue perforado en un tirante de agua de 2.900 metros, a 40 km de la frontera con Texas. Se estima que puede contener reservas 3P de entre 75 millones y 125 millones de barriles de crudo. Con este descubrimiento se estima que el potencial del sistema petrolero en la región pudiera ser entre 4.000 y 13.000 mm bbl, pero es temprano para afirmarlo.

El pozo Supremus-1 se perforó casi de manera simultánea al pozo Trión-1 en la misma región. Ahora hay planes de perforar los pozos Maximino (2.922 metros de tirante de agua), Basto y Corfu, todos en el área del Cinturón Plegado de Perdido. Trión-1, perforado en tirante de agua de 2.500 metros, podría contener reservas 3P de hasta por 400 mm bbl de crudo.

El resto de los recursos prospectivos identificados se encuentra en aguas someras y tierra en el noreste y el sureste del país. Como se muestra en el gráfico 23, los pozos exploratorios concluidos en 2010 dan cuenta de las perspectivas para aumentar los recursos y las reservas de gas natural.

5. Recursos no convencionales

En cuanto a los recursos prospectivos no convencionales, una estimación preliminar arroja 683 billones de pies cúbicos (mmmmmpc), casi el mismo cálculo de la IEA (IEA, 2011c). Dos billones corresponden a gas grisú.

El potencial de gas grisú se estima en 10,3 mmmmpc, pero las reservas respaldadas efectivamente por estudios son de 2,01 mmmmpc, de las cuales poco más de la mitad se concentra en la cuenca de Sabinas, Coahuila. Las reglas para explotar estos recursos están establecidas en el Reglamento de la Ley Minera en Materia de Gas Asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral, Diario Oficial de la Federación, 16 de diciembre de 2008. La Comisión Federal de Mejora Regulatoria emitió el dictamen final de estas reglas en agosto de 2011. El gas grisú puede ser explotado para autoconsumo o para ser entregado a Pemex. Las recientes reformas le permiten a empresas privadas producir, auto-consumir (incluso por conducto de asociaciones) o devolver gas grisú a PEMEX.

Las definiciones, técnicas y métodos de estimación de reservas y procesos de producción han sido descritas extensamente en los primeros capítulos de este estudio. Lo relevante para el presente capítulo es que la IEA identifica cinco regiones potencialmente productoras de gas y condensados de lutita: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

Los yacimientos de *shale gas* de Eagle Ford se extienden al noreste de México, demostrado con el pozo exploratorio Emergente-1. La IEA estima que al noreste y centro-este de México hay yacimientos espesos ricos en materia orgánica y madurez térmica, los cuales presentan edad geológica similar a los de los Estados Unidos (Eagle Ford, Haynesville, Bossier y Pearsall).

**GRÁFICO 23
POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS EN 2010**

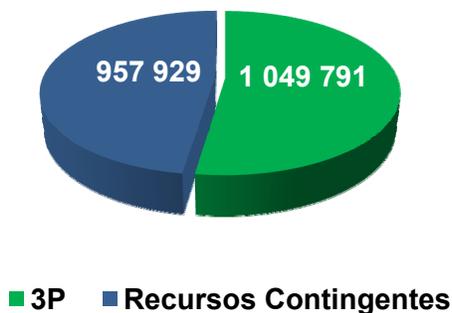


Fuente: Pemex.

Los recursos prospectivos de gas grisú se encuentran en:

- Coahuila (Sabinas, Río Escondido, Colombia-San Ignacio, Patricio)
- Baja California (Wagner)
- Chihuahua (San Pedro Corralitos, Ojinaga el Chapo)
- Oaxaca (Mixteca)
- Sonora (Barranca, Cabullona).

**GRÁFICO 24
RECURSOS TOTALES EN LA CUENCA DE SABINAS (MMPC)**



Fuente: CNH con información de Netherland-Sewell.

En cuanto al *shale gas*, México se encuentra en la etapa inicial para identificar y estimar los recursos potenciales.

CUADRO 13
ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS NO IDENTIFICADOS NO CONVENCIONALES
DE GAS NATURAL

Sistema petrolero (Play) de <i>shale gas</i> en México	Estimación de los Estados Unidos (EIA) ^a	Rangos estimados por Pemex ^b (inferior, central, superior)
Cretácico superior	507	54–106–171
Cretácico medio	8	0
Jurásico superior	166	95–190–285
Total	681	150–297–459

Fuentes: Energy Information Administration, “World *shale gas* Resources”. “An initial assessment of 14 regions outside the USA”, 2011; Luis Ramos, Pemex PEP, “*Shale Gas*”, 23 agosto de 2011.

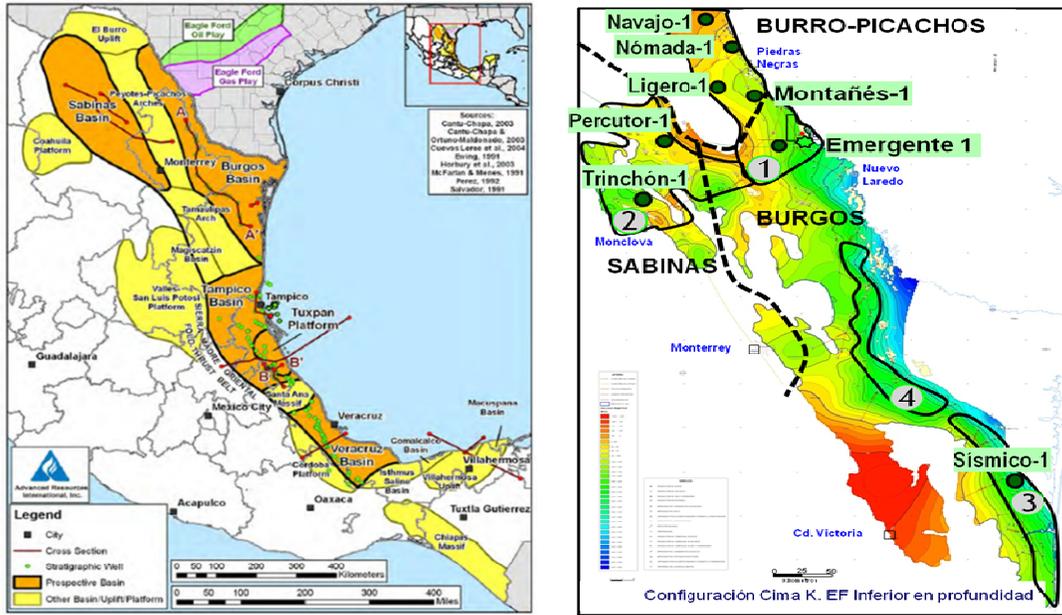
Estudios preliminares del volumen en sitio (con riesgo) de las cinco cuencas estiman 2.366 mmmmpc (10^{12} pc). El volumen recuperable se estima en 681 10^{12} pc (con riesgo), es decir, 11 veces más que las reservas 3P convencionales. Sin embargo, la complejidad estructural (fallas y pliegues), la profundidad (más de 5.000 m) y el poco grosor de los yacimientos en paleo-alturas limitan la evaluación.

La exploración y explotación de *shale gas* requieren estudios geológicos y petrofísicos, evaluaciones de impacto ambiental y social, infraestructura, capacidad de ejecución y aplicación de tecnologías nuevas y existentes mediante contratos con compañías especializadas. El costo de extracción depende del tipo de yacimiento y volumen, pero su rango oscila entre 3,5 dólares y 5 dólares/Mpc. El precio actual del gas natural fluctúa entre 3 dólares y 4 dólares/Mpc, pero es factible que aumente a 5 dólares/Mpc antes de 2017, como lo sugiere la evolución del mercado de futuros.

Sobre la base de información similar a la aquí expuesta, Pemex estima que los recursos prospectivos de *shale gas* están en el rango de 150 a 450 mmmmpc estimación inferior a la de la IEA, pero muy grande comparada con las reservas de gas natural convencional. La paraestatal pone como referencia un proyecto de 4.000 pozos con una inversión de 8.000 millones de dólares para alcanzar una producción de hasta 1.000 millones de pies cúbicos diarios.

Pemex ha anunciado que proyecta invertir 200 millones de pesos en estudios y tres nuevos pozos antes de 2013. El plan busca completar 20 pozos exploratorios para identificar y clasificar las áreas de rocas ricas en materia orgánica, susceptibles de ser fracturadas, así como evaluar los recursos prospectivos. La evaluación requerirá análisis de laboratorio para identificar la madurez y porcentaje de contenido orgánico, la porosidad, las características mecánicas de las rocas y el volumen de gas libre y almacenado. También se harán registros en los pozos para estudiar las características petrofísicas de las estructuras.

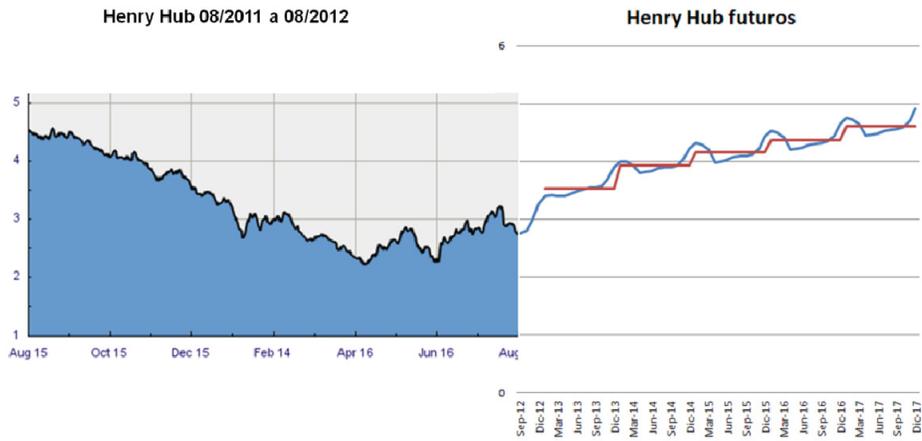
GRÁFICO 25
MAPAS DE LOCALIZACIÓN DE PLAYS DE SHALE GAS EN MÉXICO



Fuente: US-EIA, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the US", 2011.

Fuente: Luis Ramos, Pemex PEP, "Shale Gas", 23 abril de 2011.

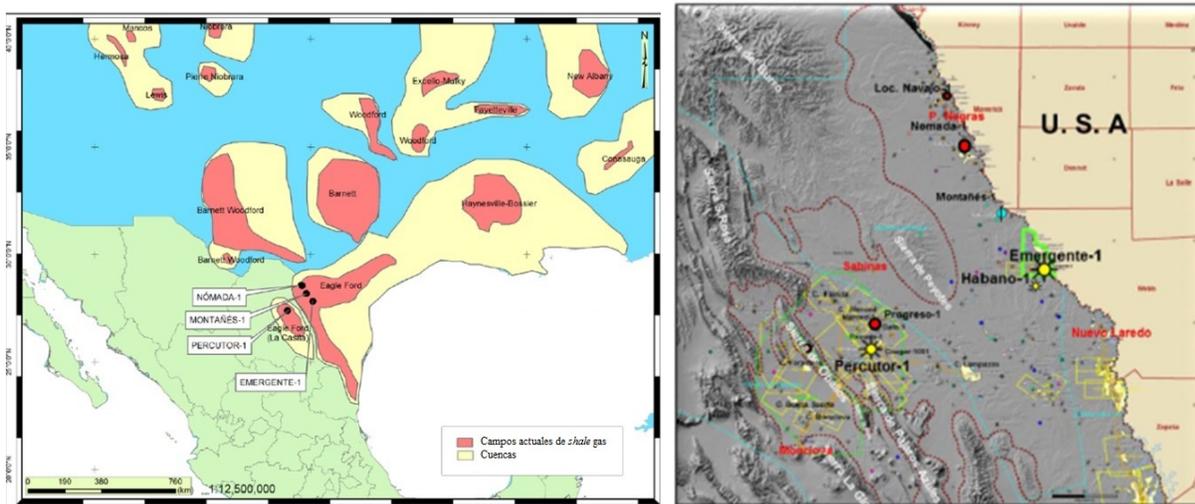
GRÁFICO 26
MERCADO DE FUTUROS DEL GAS NATURAL EN HENRY HUB



Fuente: <http://www.profitquotes.com/commodities-quotes.html?NGL%2015/08/2012>

Fuente: Página de Internet de Ticker Technologies (<http://www.profitquotes.com/>).

GRÁFICO 27
PRIMEROS POZOS DE *SHALE GAS* EN MÉXICO



Fuentes: SENER, “Nuevo Marco Institucional para el Gas Natural: 2007–2012”, Mario Gabriel Budebo, presentación Congreso AMEE, Acapulco, Gro., 25 de mayo de 2012. Pemex, “Resultados al 1er semestre 2012”, 27 julio de 2012.

Para lograr lo anterior deberán realizarse nuevos estudios y perforarse más pozos para reducir la incertidumbre. Deberán seguirse explorando las zonas contiguas a Eagle Ford, como Burro-Picachos, donde existe un alto potencial de gas, condensados e incluso crudo. Mientras tanto, deberán documentarse oportunidades exploratorias en La Casita, Pimienta, Agua Nueva y Maltrata. Ahí deberá obtenerse información geoquímica básica para simular modelos predictivos de características de suelos.

6. Postura de SENER sobre el desarrollo del *shale gas* en México

La estimación de SENER es que el potencial de *shale gas* es enorme y puede generar importantes beneficios para el país (SENER, 2012). Pero considera que para atender todos los posibles proyectos, incluyendo los de *shale gas*, Pemex tendría que incrementar su presupuesto de proyectos en más del 300%.

La renta petrolera que generarían los proyectos de *shale gas*, calculando una proporción del 30% de condensados, sería alrededor del 8% de la generada por los proyectos de crudo en tierra o marinos someros actuales. La capacidad operativa de Pemex para desarrollar los recursos de gas y crudo de lutita deben ser puestos en perspectiva. Pemex ha perforado 28.686 pozos (4.359 exploratorios y 24.327 de desarrollo) en su historia, mientras que en Barnett, Texas, se han otorgado alrededor de 22.690 nuevos permisos exploratorios del año 2000 a junio de 2012. Los datos que fundamenta la opinión de SENER se presentan en los cuadros siguientes:

CUADRO 14
ÁREAS PROSPECTIVAS DE *SHALE GAS* EN MÉXICO

Formación geológica	Provincia	Áreas y <i>plays</i>	Tipo de hidrocarburos	Área prospectiva	Rango prospectivo	Información disponible	Pozos perforados	Recursos prospectivos	Programa de evaluación de <i>plays</i>
Cretácico superior	Burro-Picachos-Sabinas-Burgos	Piedras Negras-Eagle Ford, Sabinas, Norte, Burgos y Agua Nueva	Gas seco	43 000km ²	2 500–4 000 m	860 km ² de sísmica 3D y 2 000 km de sísmica 2D	33	27–87	Perforar al menos seis pozos
Jurásico superior	Sabinas y Burgos	Sabinas, Norte, La Casita, Burgos Occidental y Pimienta	Gas seco	43 500 km ²	1 000–5 000 m	8 048 km ² de sísmica 3D	No disponible	55–162	Perforar al menos seis pozos
Cretácico superior (Agua y Nueva), Jurásico superior (La Casita y Pimienta)	Tampico-Misantla, Veracruz	Agua Nueva, Pimienta, Maltrata Central	Gas seco y crudo ligero	37 000 km ²	1 000–5 000 m	8 048 km ² de sísmica 3D	No disponible	Agua Nueva: 21–67 Pimienta: 42–121 Maltrata: 5–13	Perforar al menos cinco pozos
Potencial en formaciones del Paleozoico Pérmico-Devónico	Chihuahua	Ojinaga Bone Spring y Ojinaga Woodford	Gas seco	33 000 km ²	3 000–5 000 m	11 000 km de sísmica 2D	9 pozos exploratorios (Paleozoico)	Por definir	Por definir

Fuente: Luis Ramos, “*Shale Gas*”, 23 agosto de 2011.

Suponiendo recursos prospectivos por 100 TCF de *shale gas*, la producción crecería significativamente y demandaría grandes inversiones.

CUADRO 15
REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

	Convencional	No convencional
	Vertical	Horizontal
Trayectoria del pozo tipo		
Longitud de la perforación (metros)	2 500–3 500	> 4 000
Tiempo en perforación y terminación (días promedio)	165	208
Costo de la perforación (MMDIs)	2–5	6–15
Productividad media (MMpcd)	0,6	0,3
No. de pozos para alcanzar una producción de 1 000 MMpcd	1 650	3 300

Fuente: SENER con datos de Pemex.

CUADRO 16
INVERSIONES ESTIMADAS EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
 (En millones de dólares)

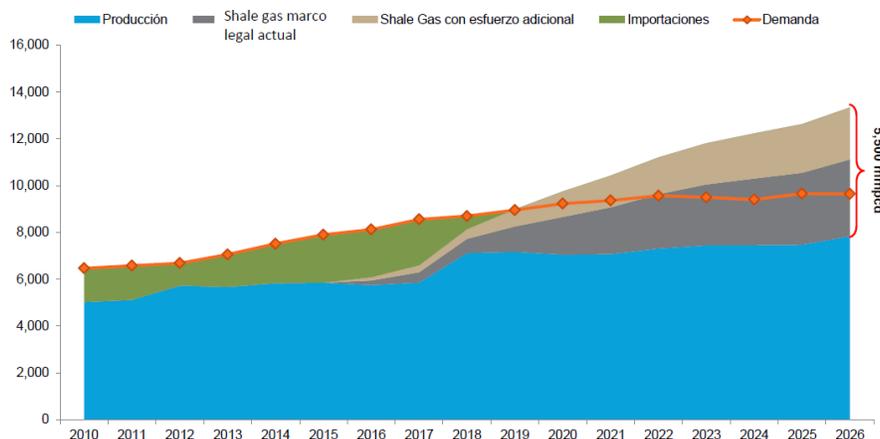
Tiempo de recuperación	Producción promedio (Mmpcd)	Inversiones requeridas (millones de dólares)
50 años	5 500	13 500
75 años	3 650	8 960
100 años	2 700	6 720

Fuente: SENER con datos de CNH y Pemex.

Se consideró una recuperación de 100 TCF y costos de 6 dólares/mmBtu.

SENER concluye que en un escenario de alta producción de *shale gas*, México podría tener una balanza comercial positiva de este combustible.

GRÁFICO 28
PROSPECTIVA DE PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE GAS NATURAL
 (En mmpcd)



Fuente: SENER con datos de Pemex.

2. Otras opiniones sobre el potencial productivo de la lutita en México

La estrategia de Pemex para desarrollar e *shale gas* tiene como objetivo evaluar el potencial de hidrocarburos de los *plays* no convencionales en el norte y noreste de México. Para ello ha planteado las actividades siguientes:

- Documentar proyectos de inversión regional.
- Realizar estudios geológicos y geoquímicos para confirmar los volúmenes de crudo, condensados y gas.
- Con base en los resultados obtenidos, perforar pozos exploratorios para probar el concepto y la productividad de los *plays* y áreas asociadas.

Con estas actividades se definirán las bases para el desarrollo masivo de los proyectos, cuyas fases son las siguientes:

- a) Fase 1: Evaluación regional de la prospección e identificación de recursos
- Identificación de *plays* potenciales
 - Jerarquización de cuencas y niveles de lutitas
 - Estimación de recursos
 - Portafolio de localizaciones exploratorias
 - Perforación de pozos piloto
 - Prueba del concepto
 - Evaluación de pozos piloto
- b) Fase 2: Caracterización geológica y reducción de incertidumbre
- Identificación y delimitación de áreas de mayor productividad
 - Perforación de pozos de evaluación y delimitación
 - Caracterización inicial de yacimientos
 - Colección de datos geoquímicos y geomecánicos en pozos
 - Diseño eficiente de terminaciones de fracturas múltiples
 - Monitoreo de fracturación y rendimiento de la producción de pozos
- c) Fase 3: Desarrollo masivo
- Plan de desarrollo
 - Diseño de fracturación de pozos para aumentar la producción
 - Eficiencia de costos
 - Desarrollo sustentable

Es prematuro conocer la estrategia y los beneficios de la explotación de *shale gas* en México, hasta que no tener resultados de los estudios. Mientras tanto, es importante conocer las características de cada *play* y estimar la producción inicial por pozo. Después de casi tres años de trabajos, la confirmación del gran potencial de *shale gas* de México tendrá que esperar todavía un poco.

CUADRO 17
JERARQUIZACIÓN DE ÁREAS

Provincia	Crudo (mmbb)	Gas húmedo (mmbmpc)	Gas seco (mmbmpc)	mmbbpce
1. Tampico-Misantla	30,7	20,7	0	34,8
2. Burgos MZ	0	9,5	44,3	10,8
3. Burro-Picachos	0,6	6,6	11,4	4,2
4. Sabinas	0	0	49	9,8
5. Veracruz	0,6	0	0	0,6
6. Chihuahua			En estudio	
Total	31,9	36,8	104,7	60,5

Fuente: J. Antonio Escalera Alcocer, "Potencial de recursos no convencionales asociados a *plays* de aceite y gas de lutitas en México", Pemex, Subdirección de Exploración, 1 agosto de 2012.

CUADRO 18
PLAN DE ACTIVIDADES

Cuenca/play	Actividad física, financiera y volumétrica 2012–2016					
	Sísmica 3D Km ²	Pozos (número)	Inversión (mm pesos)	Recursos de crudo a evaluar (mmmb)	Recursos de gas húmedo a evaluar (mmmpc)	Recursos de gas seco a evaluar (mmmpc)
Burgos-Sabinas Eagle	3 500	50	8 285	...	13	32
Ford Agua Nueva	1 750	25	4 359	...	3	73
La Casita-Pimienta	3 600	40	8 327	13	8	...
Tampico-Misantla	...	40	5 764	17	13	...
Agua Nueva	500	10	1 867	1
Pimienta	1 000	10	1 873
Veracruz Maltrata	10 350	175	30 475	31	37	105
Chihuahua Ojinaga La Casita						
Total						

Fuente: J. Antonio Escalera Alcocer, “Potencial de recursos no convencionales asociados a *plays* de aceite y gas de lutitas en México”, Pemex, Subdirección de Exploración, 1 agosto de 2012.

3. Regulaciones y otros retos para aumentar la producción de gas natural

La exploración y explotación de *shale gas* en México se rige por las leyes, regulaciones y permisos aplicables a la cadena productiva del crudo y gas convencional. Pero será necesario expedir una regulación especializada para diseño, ubicación, espaciamento, operación y abandono de pozos y protección del medio ambiente (uso de agua, manejo y eliminación de desechos, emisión de gases contaminantes, inyección subterránea, fauna, suelo superficial, salud y seguridad de los trabajadores).

Para la CNH será importante interactuar con reguladores de otros países a fin de controlar y supervisar eficientemente la exploración y explotación de *shale gas*. Resultará también conveniente impulsar debates sobre el alcance de los contratos con terceros, supervisión social y ambiental local y federal y un debate sobre la carga fiscal de las diversas fases de explotación del recurso.

El régimen fiscal vigente aplica a crudo y gas sobre el valor de la producción total, con las siguientes deducciones para el gas:

- Deducción de 0,50 dólares por cada 1.000 pies cúbicos de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen extraído en 2006
- Deducción máxima de 2,70 dólares por cada 1.000 pies cúbicos por concepto de costos, gastos e inversiones en gas no asociado extraído.
- Deducción del 5% del monto original de la inversión en gasoductos, terminales, transporte o tanques de almacenamiento.

Dados los costos de producción del gas convencional y no convencional en México, convendría revisar el régimen fiscal aplicable en su conjunto para dar viabilidad a la expansión de la exploración, extracción, y la construcción de gasoductos, terminales y almacenamiento. Los costos de producción de *shale gas* son mayores que los de gas convencional (sin considerar extracción de aguas profundas), por lo que la deducción fiscal podría aumentar 50 centavos de dólar al tope de 2,70 dólares/mpc por cada mpc de gas natural no asociado extraído, adicional al volumen extraído en 2006.

México está en buen momento para introducir un gran cambio en la industria del gas natural y consolidarlo como energético básico del desarrollo nacional. Para ello será necesario definir un plan estratégico para incrementar la exploración y producción, considerando la ampliación de del Sistema Nacional de Gasoductos a fin de:

- a) Diversificar la oferta energética.
- b) Cumplir los compromisos internacionales (protocolos ambientales y mitigación de gases de efecto invernadero).
- c) Desatar el potencial de los recursos convencionales (gas natural) y no-convencionales (*shale gas* y gas grisú).
- d) Homogeneizar los criterios que hoy contraponen la producción de crudo a la de gas natural.
- e) Construcción de infraestructura para la producción, transporte, almacenamiento, distribución y consumo de gas natural.
- f) Intensificar el uso de tecnología para aguas profundas, sedimentos clásticos comprimidos y extracción de *shale gas*.

A manera de resumen, a continuación se presentan tres áreas de reflexión:

a) Confrontar la realidad

- El consumo de gas natural en México seguirá creciendo más rápido que el resto de la demanda de energía en promedio.
- El crecimiento podría ser mayor que el esperado porque el gas natural tiene una amplia gama de aplicaciones.
- México tiene dificultades para reponer sus reservas probadas y producción de gas.
- El país cuenta con suficientes reservas 3P, recursos contingentes y prospectivos convencionales, así como abundantes recursos de gas no convencional.
- La explotación de gas natural libera crudo para exportar y contribuye a cumplir las metas de protección ambiental.
- Muchos proyectos de gas natural son sólo marginalmente rentables.

b) Regulación

- Es indispensable actualizar la norma y los estándares de extracción de *shale gas*.
- La regulación vigente de crudo y gas aplica para desarrollar el *shale gas*.
- Debe establecerse una relación de cooperación entre la CNH, las autoridades locales y las agencias reguladoras de *shale gas* de otros países.

c) Plan estratégico de exploración y producción de gas natural

- Se requiere una nueva orientación para promover proyectos de gas convencional y no convencional.
- Régimen fiscal apropiado al alto potencial productivo del país y a los bajos precios internacionales del gas natural.
- Investigación y tecnología especializada en materia de gas natural.
- Acción inmediata para identificar y producir los recursos prospectivos de *shale gas*.
- Sinergias de inversiones aguas arriba y aguas abajo en materia de gas natural.
- Evaluación de la organización del sector: contratos, operadores y cargas fiscales.

IV. BALANCE DE EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DE AMÉRICA DEL NORTE

A. EXPORTACIONES DE LNG DE CANADÁ Y LOS ESTADOS UNIDOS

1. Canadá

Canadá tiene vasta experiencia en producción de hidrocarburos en las provincias de Alberta, British Columbia, Saskatchewan y Northwest Territories al oeste. Agregando los resultados de las provincias de New Foundland, Labrador y Ontario, Canadá produjo 2.989 millones de barriles al día (mmbd) de petróleo convencional ligero y pesado, bitumen procesado, condensados y bitumen no procesado en 2011. El mismo año exportó 2.138 mmbd principalmente a los Estados Unidos e importó 0,686 mmbd.

Las proyecciones indican que la producción de petróleo en las provincias del oeste seguirá creciendo hasta alcanzar su máximo en 2017, para luego caer gradualmente hasta el año 2035. Sin embargo, la caída podría ser más que compensada por la explotación de arenas bituminosas, la cual podría crecer de 1,75 mmbd en 2011 a más de 5 mmbd en 2030. Sumando la producción de crudo convencional y no convencional, Canadá podría producir más de 6,5 mmbd en 2030. Esta producción sería exportada por ducto a los Estados Unidos y a las provincias al oeste de Canadá. En otras palabras, la industria petrolera de Canadá está altamente integrada al mercado de los Estados Unidos. Su principal reto es mantener la inversión en ductos para conservar su porción de mercado.

Adicionalmente, Canadá deberá enfrentar los retos siguientes:

- a) Sus exportaciones dependen de un solo mercado, los Estados Unidos, que se caracteriza por su demanda estable y una creciente producción nacional de petróleo. El crudo convencional y el crudo bituminoso de Canadá yacen en territorios lejanos, así que se requiere transporte para los mercados.
- b) Alberta necesita hacer crecer la producción de crudo en vista de su dependencia del mercado de los Estados Unidos y de la caída gradual de su producción de gas natural.
- c) El precio de los hidrocarburos de Canadá está siendo castigado por los cuellos de botella que se están formando en Cushing, Oklahoma.

La capacidad de los ductos canadienses se está reduciendo, lo cual afecta la producción de Edmonton-Hardisty y el desarrollo de algunos proyectos de arenas bituminosas y de crudo convencional.

Las fuentes de crudo y *shale gas* están compitiendo por ductos y acceso a refinerías. Así ocurre en Alberta y Saskatchewan, Bakken (Dakota del Norte), Niobrara, Eagle Ford y otras regiones.

En lo relativo al gas natural, el flujo se dirige del oeste hacia Ontario y Quebec por gasoductos que pasan por las Rocallosas y establecen conexiones en Sarnia, donde el fluido se mezcla con gas proveniente de Marcellus y Niágara. La motivación económica de los proyectos no convencionales es producir mayores volúmenes de petróleo y condensados en lugar de gas natural. Por ejemplo, a un precio de gas a boca de pozo de 1,87 dólares/mpc se requiere producir un mínimo de 60 barriles por mmpc. Este es un cambio dramático, pues hasta 2006 el precio promedio del gas natural fue de 14 dólares/mpc, cayendo a 1,87 dólares/mpc en marzo de 2012. La caída repercutió en el número de pozos perforados, que bajó de poco más de 23.000 en 2006 a 2.500 en 2012.

Estos grandes cambios en los mercados de gas natural iniciaron en 2008 por el crecimiento de la oferta de *shale gas* de los Estados Unidos. Hasta antes de 2008 se preveía que ese país necesitaría numerosas plantas de importación de gas LNG, por lo que Canadá planeaba algunos proyectos de exportación. Sin embargo, al cambiar la estructura de la demanda, seguido por la disminución del precio del gas, los proyectos de exportación se suspendieron o se cancelaron de plano. La única terminal en funciones para recibir LNG es Saint John, New Brunswick.

Una propuesta que está ganando interés es la de Kitimat LNG para construir una terminal de exportación en British Columbia. El proyecto original era crear un centro de importación de LNG, pero Kitimat lo cambió a centro de exportación de LNG en 2008. El proyecto prevé alcanzar un pico de 1.700 mmpcd en 2015, con inversiones de 42.000 millones de dólares en perforación y operación de campos, 8.000 millones de dólares en la terminal y su operación y más de 2.000 millones de dólares en ductos adicionales en 25 años. El proyecto es dirigido por Chevron para exportar al sudeste asiático. La planta, que se ubicará a 400 km al norte de Vancouver, incluye dos trenes de licuefacción con capacidad de cinco millones de toneladas de LNG anuales cada uno (750 mmpcd de gas natural). La transportación a la terminal requerirá un ducto de 463 km.

CUADRO 19
DIVERSOS PROYECTOS DE TERMINALES DE LNG EN CANADÁ

Proyecto	Provincia	Status	Fecha inicio	Capacidad
1. Canaport LNG - importación	New Brunswick	En operación	Junio de 2009	1 0 mmpcd
2. Kitimat LNG – exportación	British Colombia	En construcción	2014	0 7 mmpcd
3. Rabaska LNG	Quebec	Suspendido	N/A	N/A
4. Cacouna LNG	Quebec	Suspendido	N/A	N/A
5. Grassy Point	Newfoundland	Suspendido	N/A	N/A
6. Keltic/Maple LNG	Nova Scotia	Suspendido	N/A	N/A
7. Énergie Grand-Anse	Quebec	Suspendido	N/A	N/A
8. Westpac LNG	British Columbia	Cancelado	N/A	N/A
9. Teekay/Merrill Lynch Export	British Columbia	Cancelado	N/A	N/A

Fuente: Elaboración del autor.

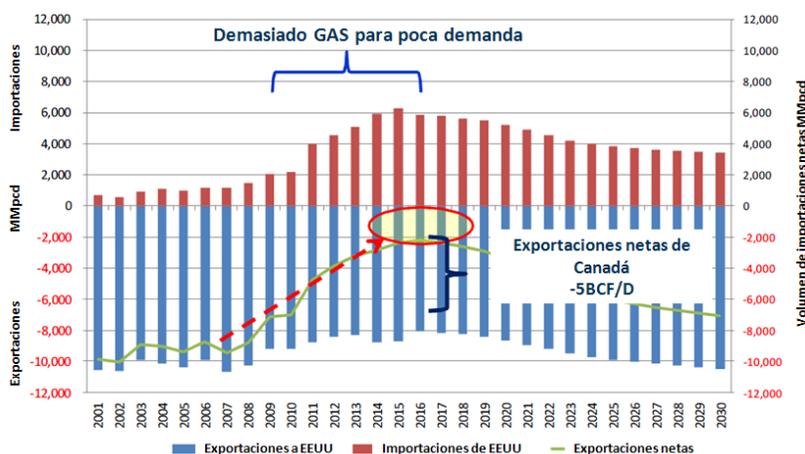
2. Estados Unidos

Durante la última década, la demanda de gas natural de los Estados Unidos ha superado a la oferta doméstica. Sin embargo, con el aumento de la producción de *shale gas*, la constancia del abastecimiento proveniente de Canadá y las importaciones de LNG han balanceado la relación oferta-demanda. Los Estados Unidos importan LNG de Trinidad y Tobago, Argelia, Indonesia, Malasia y Qatar. El LNG es todavía una fuente de suministro necesaria para satisfacer algunos tipos de demanda. Pero la construcción y

financiamiento de cadenas LNG toma mucho tiempo, pues demanda construir terminales de licuefacción y regasificación, buques y ductos.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos elabora un análisis de la exportación de gas natural, el cual debería haber sido concluido a finales de 2012. Este documento será clave para saber la postura del gobierno con respecto a unas 12 solicitudes para exportar gas, principalmente LNG. Hasta ahora sólo la empresa Cheniere Energy Inc., ha recibido aprobación para construir una terminal de gas natural licuado para exportar a países que no han firmado acuerdos de libre comercio con los Estados Unidos.

GRÁFICO 29
PROYECCIÓN DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL DE LOS ESTADOS UNIDOS PROVENIENTES DE CANADÁ. CASO “REALISTA” (FEBRERO 2012)



Fuente: Canadian Energy Research Institute, “The Changing Face of the Oil and Gas Industry in Canada”, Peter Howard, P. Eng President and CEO Canadian Energy Research Institute, agosto de 2012, Washington D. C.

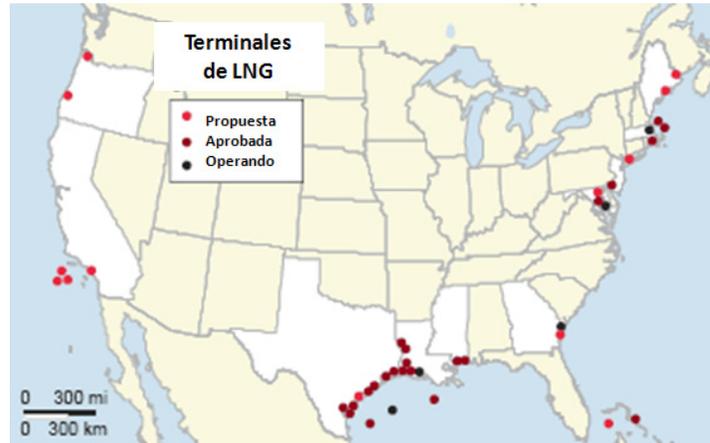
La posición de los Estados Unidos sobre la exportación de gas natural está dividida. Algunos legisladores sostienen que el país debe destinar su gas natural al consumo nacional y mantener bajos los precios internos; otros sostienen que las exportaciones crearían puestos de trabajo y ayudarían al país a reducir su déficit comercial. La postura de la IEA es que las exportaciones podrían elevar el precio interno del gas natural.

La infraestructura de importación y exportación de gas natural de los Estados Unidos a diciembre de 2012 era la siguiente:

- a) Terminales de importación de LNG (diciembre 2012):
 - i) Everett, Massachusetts
 - ii) Cove Point, Maryland
 - iii) Elba Island, Georgia
 - iv) Lake Charles, Louisiana
 - v) Northeast Gateway, Offshore Salem, Massachusetts
 - vi) Freeport, Texas
 - vii) Sabine, Louisiana

- viii) Hackberry, Louisiana
 - ix) Neptune LNG, Offshore Gloucester, Massachusetts
 - x) Pascagoula, Mississippi
- b) Terminales de importación de LNG en construcción:
- i) Sabine, LA: 2,6 Bcfd (Cheniere/Sabine Pass LNG)
- c) Terminales de importación de LNG aprobadas, pero no construidas:
- i) Freeport, TX: 2,5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev.—Expansion)
 - ii) Port Lavaca, TX: 1,0 Bcfd (Gulf Coast LNG Partners —Calhoun LNG)
 - iii) Baltimore, MD: 1,5 Bcfd (AES Corporation —AES Sparrows Point)
 - iv) Gulf of Mexico: 1,0 Bcfd (Main Pass McMoRan Exp.)
 - v) Offshore Florida: 1,2 Bcfd (Hoëgh LNG-Port Dolphin Energy)
 - vi) Gulf of Mexico: 1,4 Bcfd (TORP Technology —Bienville LNG).
- d) Terminales de importación de LNG propuestas y posibles:
- i) Robbinston, ME: 0,5 Bcfd (Kestrel Energy —Downeast LNG)
 - ii) Astoria, OR: 1,5 Bcfd (Oregon LNG)
 - iii) Corpus Christi, TX: 0,4 Bcfd (Cheniere —Corpus Christi LNG).
- e) Terminales de exportación de LNG propuestas:
- i) Freeport, TX: 1,8 Bcfd (Freeport LNG Dev/Freeport LNG Expansion/FLNG Liquefaction)
 - ii) Corpus Christi, TX: 2,1 Bcfd (Cheniere —Corpus Christi LNG)
 - iii) Coos Bay, OR: 0,9 Bcfd (Jordan Cove Energy Project)
 - iv) Lake Charles, LA: 2,4 Bcfd (Southern Union —Trunkline LNG)
 - v) Hackberry, LA: 1,7 Bcfd (Sempra —Cameron LNG)
 - vi) Cove Point, MD: 0,75 Bcfd (Dominion —Cove Point LNG)
 - vii) Astoria, OR: 1,30 Bcfd (Oregon LNG)
 - viii) Lavaca Bay, TX: 1,38 Bcfd (Excelerate Liquefaction)
- f) Terminales de LNG propuestas:
- i) Brownsville, TX: 2,8 Bcfd (Gulf Coast LNG Export)
 - ii) Pascagoula, MS: 1,5 Bcfd (Gulf LNG Liquefaction)
 - iii) Elba Island, GA: 0,5 Bcfd (Southern LNG Company)
 - iv) Sabine Pass, TX: 2,6 Bcfd (ExxonMobil —Golden Pass)
 - v) Plaquemines Parish, LA: 1,07 Bcfd (CE FLNG)
 - vi) Cameron Parish, LA: 0,16 Bcfd (Waller LNG Services)
 - vii) Ingleside, TX: 1,09 Bcfd (Pangea LNG (North America)

GRÁFICO 30
PROPUESTAS DE NUEVAS TERMINALES DE LNG EN LOS ESTADOS UNIDOS



Fuente: FERC.

B. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL DE MÉXICO

Una preocupación reciente de México es la insuficiencia creciente de gas natural a mediano plazo, la cual se caracteriza por lo siguiente:

- 1) Aumento de la demanda superior al crecimiento de la red de transporte, por lo que el sistema ha tenido que operar al límite de su capacidad. La situación se agrava por falta de incentivos para realizar expansiones que atiendan nuevos mercados a lo largo del país.
- 2) Esfuerzos limitados para aumentar las reservas de gas convencional y no convencional en respaldo a la necesaria expansión de la oferta.
- 3) Avances lentos de la renovación del marco institucional del gas natural en los últimos diez años, lo que ha limitado la expansión de ductos y saturado la red. Esto ha motivado un aumento del abasto mediante importaciones.
- 4) El escaso avance en marco institucional contrasta con el realizado en el período 1995–2002, que se tradujo en ampliación del sistema de transporte, la capacidad de almacenamiento y las redes de distribución con inversión privada.
- 5) Estas debilidades fueron reconocidas en el diagnóstico del mercado de gas natural de 2006:
 - a) Delimitación poco clara de las funciones de la Secretaría de Energía (SENER) y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE); necesidad de redefinir el papel y las condiciones de operación de Pemex Gas (PGPB).
 - b) Obstáculos administrativos entre y dentro de PEP y PGPB) para coordinar esfuerzos y usar recursos en común.
 - c) Excesivo alcance legal y factual del casi monopsonio PGPB en la importación de gas natural.

- d) Poca certidumbre de mercado para los inversionistas privados sobre cuándo y cómo realizar proyectos.
- e) Insuficiencia de programas de inversión y desarrollo tecnológico para la producción de gas natural.
- f) Hasta 2009, carencia de una regulación independiente de Pemex para evitar la quema y venteo excesivos de gas.

El avance de las redes de transporte de gas natural ha sido lento. Diez estados del noroeste no cuentan con esta infraestructura, y los que la tienen han tenido que recibir gas importado, cuyo volumen total alcanzó el 26% del consumo en 2011.

Ante esta situación, el gobierno mexicano ha hecho esfuerzos de coordinación entre autoridades y empresas del ramo, como lo muestra la reforma energética de 2008, que delimita las siguientes funciones:

a) SENER debe establecer los lineamientos de explotación del gas natural en la matriz energética de México y definir los esfuerzos específicos para su desarrollo.

b) La CRE adquiere mayor autoridad siguientes áreas:

- i) Definición de los términos y condiciones de venta de gas por Pemex, flexibilizando el mercado y evitando abusos de poder monopolista a fin de que los intermediarios y los consumidores tengan certidumbre de corto y largo plazo para realizar los planes correspondientes.
- ii) Proponer esquemas que permitan mayor coordinación entre las redes de transporte y los sistemas de almacenamiento de gas natural públicos y privados.
- iii) Calcular los precios y tarifas de los servicios de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización, así como establecer los términos de su contratación.
- iv) Instrumentar los mecanismos de sanción por incumplimiento de las reglas, lineamientos y estándares establecidos.

c) Reforzamiento de Pemex para aumentar la producción y mejorar los sistemas de procesamiento y transporte de gas natural:

- i) Las filiales de Pemex contarán con los recursos financieros y la capacidad operativa y administrativa para realizar sus inversiones de manera eficiente oportuna.
- ii) Pemex tendrá mayor variedad de esquemas de contratación que faciliten la compatibilidad de operaciones y esquemas administrativos y financieros.

Como consecuencia de la reforma energética de 2008, las autoridades han introducido medidas correctivas inmediatas y de largo alcance en transporte de gas natural:

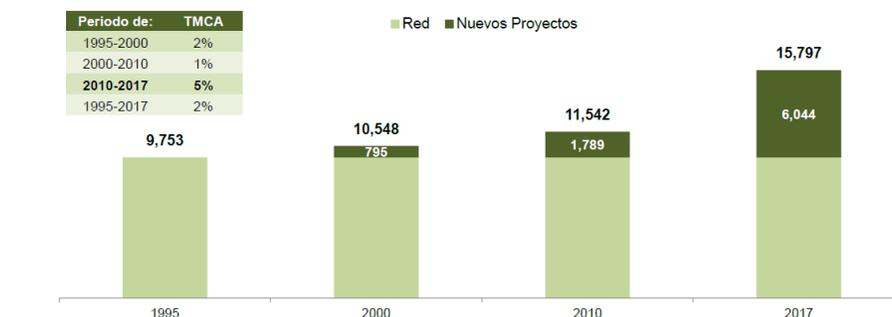
- i) Medidas inmediatas: ante la insuficiencia de la capacidad de transporte y el aumento de interrupciones del suministro, se adoptan nuevos esquemas operativos del sistema y de precios y tarifas para garantizar las prioridades de abastecimiento sin incurrir en grandes aumentos inesperados de costos del servicio. Las primeras medidas fueron decisiones de inversión inmediata de Pemex, apertura a coinversión con particulares y mejor coordinación entre ambos mediante nuevos esquemas legales.

- ii) Medidas de largo alcance: reformar el marco legal e institucional a fin de dar viabilidad a la inversión con instrumentos de mercado, por ejemplo:
 - Contratar reserva de capacidad en ductos y sistemas de almacenamiento.
 - Revender esos contratos de modo que los precios y tarifas se correspondan con la suficiencia del sistema de transporte o la necesidad de su expansión.
 - Asegurar que las fases de la cadena del gas natural, desde la producción hasta la distribución, pasando por el transporte, almacenamiento y comercialización, se mantengan como actividades separadas y competitivas entre sí, evitando la integración de inversiones que acarreen subsidios cruzados y generen prácticas monopólicas o dominantes. El acceso abierto a los servicios y la transparencia de las transacciones definirá los precios y las tarifas como señales neutrales para la toma de decisiones de inversión.
- iii) En los nuevos esquemas es importante que las inversiones en plantas de generación de electricidad basadas en gas natural se destinen a puntos estratégicos del país a fin de que sirvan como ancla a la inversión en ductos.
- iv) La selección adecuada de sitios para plantas de electricidad puede propiciar sinergias y complementariedad entre las redes de alta tensión y los ductos de transporte de gas natural, con los menores costos operativos o pérdidas.
- v) Para el sector de gas natural esto se traduce en un sistema de transporte más integrado con rutas alternativas para llevar el combustible a un mismo destino.
- vi) Lo anterior requiere que las tarifas distingan costos y optimización del sistema en su conjunto de las inversiones de “última milla” (aquellas que simplemente corresponden a la expansión de los últimos kilómetros de un ducto para que llegue a una nueva localidad). La optimización y flexibilidad de las redes ofrecen ventajas a los usuarios, las cuales se traducen en ahorro que puede contribuir a la inversión en expansión del sistema.
- vii) Dada la variación estacional de la demanda y los cambios diarios en la relación volumen base/demanda pico, los gasoductos debe tener margen para acomodar las oscilaciones referidas. El margen aceptado es un 30% respecto de la demanda promedio o un 10% con relación a la demanda coincidente (pico del sistema). Estos porcentajes pueden reducirse si se cuenta con capacidad de almacenamiento suficiente en puntos clave del sistema.

Dada la necesidad de coordinar las actividades del sector eléctrico con la expansión de las redes de gas resulta necesaria la coordinación con las autoridades locales beneficiadas por la infraestructura de estos energéticos. Para ello deben establecerse acuerdos para que las autoridades estatales coadyuven en labores de construcción, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones. Esto puede realizarse mediante la simplificación administrativa de procedimientos y permisos. En algunos casos podrán contribuir a una mejor selección de rutas dados su conocimiento del catastro de la propiedad y de los problemas sociales locales. Esto daría mayor certidumbre legal a los inversionistas.

SENER ha anunciado diversos proyectos de transporte de gas natural fundamentados en criterios similares a los aquí enunciados. Se estima que la inversión en nuevos ductos de gas natural alcance 7.788 millones de dólares para expandir la red 4.255 kilómetros más.

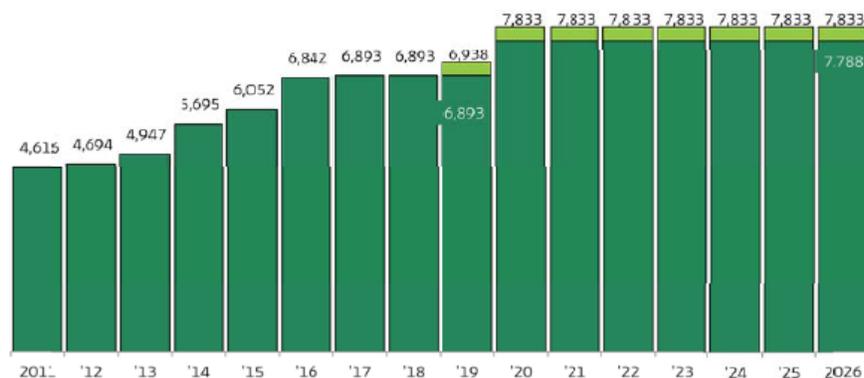
GRÁFICO 31
CRECIMIENTO DE LA RED DE GASODUCTOS EN MÉXICO (KILÓMETROS)



Fuente: SENER y CRE.

Con respecto a la regulación del sector, SENER y CRE tienen una propuesta de reforma al Reglamento de Gas Natural de 1995 a fin de contar con los mecanismos de mercado que permitan la expansión oportuna de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Para ello será necesario adoptar esquemas que propicien la inversión sin provocar pérdidas de competitividad y funcionamiento de los eslabones de la cadena. Si bien hasta ahora la comercialización de gas natural ha estado desregulada, en la realidad es una actividad monopsonica de Pemex Gas.

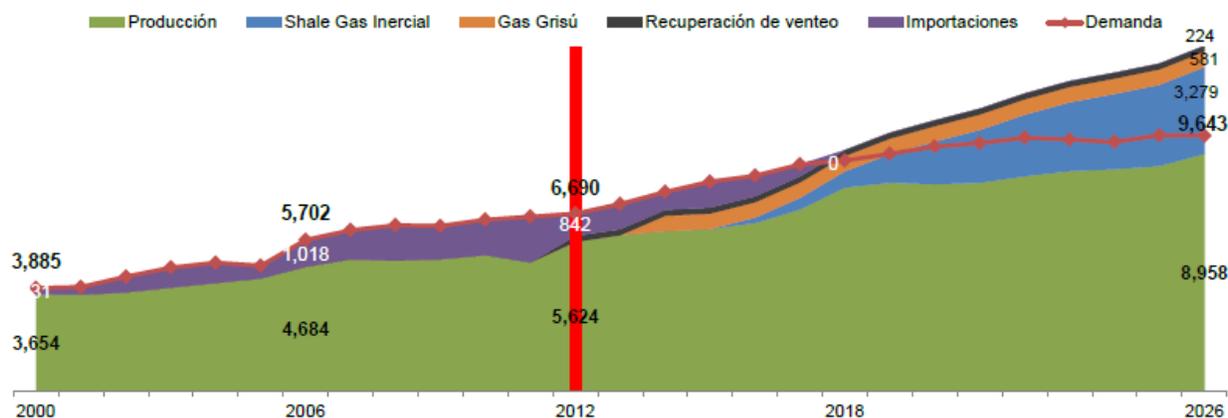
GRÁFICO 32
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN FÍSICO DE GAS NATURAL TRANSPORTADO
(En miles de metros cúbicos)



Fuente: SENER y CRE.

En lo relativo a la producción nacional de gas natural, es importante crear las condiciones para la exploración y producción del gas asociado al carbón, lo que podría aumentar la oferta en 581 mmpcd. En lo relativo al *shale gas*, como ya se ha explicado, la oferta podría ascender a 3.279 mmpcd en 2026. Con estos incrementos la importación de gas natural decrecería del 16% en 2012 al 7% en 2026. Si la producción de *shale gas* llegara a ser alta, el país podría lograr su autosuficiencia ese año.

GRÁFICO 33
BALANCE DE GAS NATURAL
(En mmpcd)

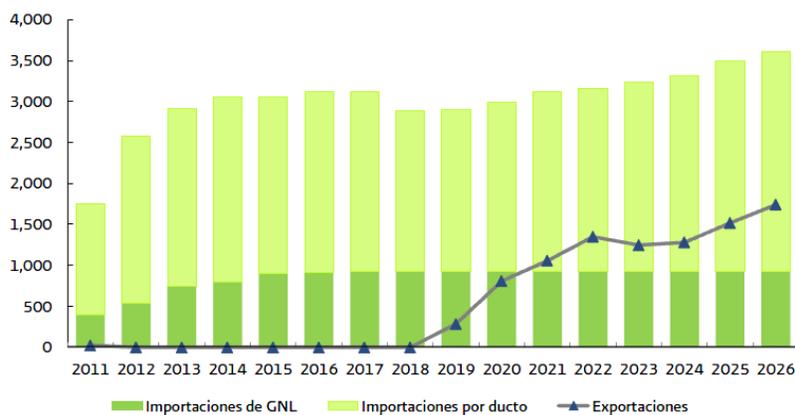


Fuente: Estrategia Nacional de Energía y PGPB.

La planificación del sistema de gas natural en México se ha ido redefiniendo a fin de dotar al transporte de capacidad para conducir *shale gas* proveniente de las zonas contiguas a Eagle Ford en los Estados Unidos, como el proyecto La Casita. Existe aún incertidumbre respecto de la inversión requerida, pero en escenario de alta producción podrían requerirse unos 23.000 millones de dólares.

En caso de que las expectativas de producción de *shale gas* se cumplan, podrían requerirse importaciones por 3.609 mmpcd en 2026. La mayor parte correspondería a importaciones por ducto de los Estados Unidos.

GRAFICO 34
ESCENARIO DE COMERCIO EXTERIOR DE GAS NATURAL, 2011–2026
(En millones de pies cúbicos diarios)

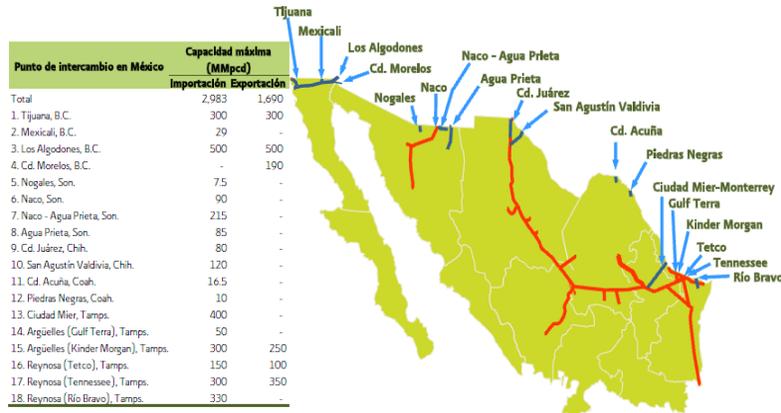


Fuente: IMP, con información de CFE, CRE, SENER, PGPB y empresas privadas.

En el escenario base, las importaciones podrían disminuir si aumentara la producción de Burgos, pero el precio del gas natural en los Estados Unidos seguirá motivando las importaciones por ducto en todos los escenarios. Las importaciones de gas LNG también crecerían, aunque en menor escala.

Las exportaciones ocurrirían por aumentos de producción en la franja fronteriza, lo cual explica las estimaciones de exportaciones crecientes desde 2019, hasta alcanzar 1.741 mmpcd en 2026.

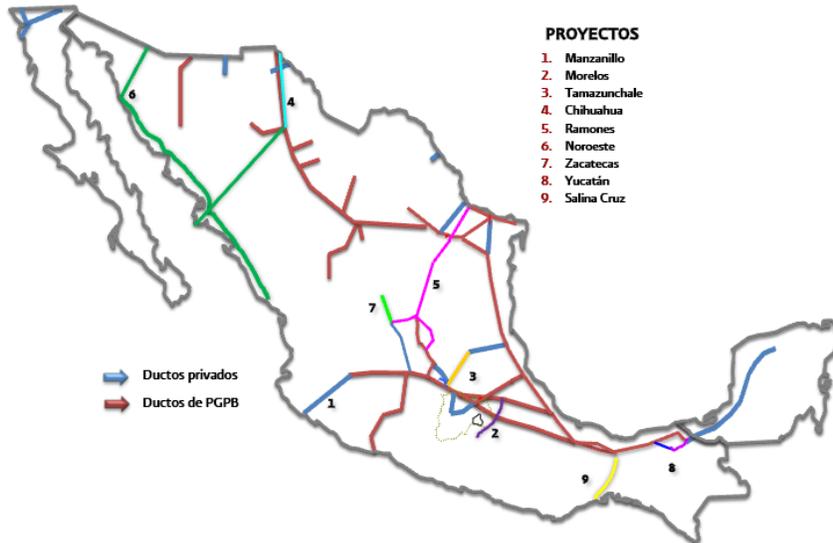
GRÁFICO 35
CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES DE GAS NATURAL CON LOS ESTADOS UNIDOS
(En millones de pies cúbicos diarios, 2011)



Fuente: SENER con base en CRE, IMP, PGPB y empresas privadas.

^a Estas capacidades corresponden en algunos casos a las contratadas en base firme e interrumpible, y en otros a la capacidad de diseño de los permisionarios.

GRÁFICO 36
NUEVA RED DE GASODUCTOS



Fuente: Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012–2026.

V. REFLEXIONES PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN CENTROAMÉRICA

A. INICIATIVAS PARA LA INTRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL A LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS. ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL

1. Las primeras evaluaciones de gasoductos regionales

A finales de 1996 los países centroamericanos suscribieron un ambicioso tratado para la conformación de un mercado eléctrico regional (MER). En los siguientes años han venido ejecutando las tareas para hacer realidad esa iniciativa: el diseño y la reglamentación del MER, la constitución de una empresa multinacional encargada de la construcción del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC), la ejecución del proyecto referido y la conformación de los entes regionales encargados de dirección, regulación y operación del MER.

La situación favorable del mercado del gas natural que se presentaba en los noventa daba las pautas para sugerir la introducción de ese energético. Las evaluaciones del SIEPAC mostraban como muy atractivas las opciones de ciclos combinados a gas natural que se instalaban en los países ubicados en los extremos norte y sur del istmo (Guatemala y Panamá), ambos limítrofes con países que poseen importantes reservas de hidrocarburos e industrias de gas natural en expansión (México y Colombia). Teniendo en cuenta lo anterior las autoridades centroamericanas del sector de energía solicitaron a la CEPAL colaboración para realizar evaluaciones para la introducción de gas natural.

Entre 1998 y 2002 fueron presentadas y discutidas con las autoridades de los países centroamericanos dos evaluaciones. La primera correspondió al estudio de prefactibilidad del Gasoducto Regional México-Istmo Centroamericano (CEPAL, 1998) el cual analizó seis esquemas de gasoductos, todos partiendo de Ciudad Pemex (en el estado de Tabasco, México). Todas las opciones resultaban favorables, teniendo mejores perspectivas de rentabilidad los ductos que llegaban hasta El Salvador y Guatemala en comparación con los ductos que llegaban a los dos países ubicados más al sur. Por ello se analizó un segundo esquema de suministro desde Colombia y Venezuela (República Bolivariana de) hacia Costa Rica y Panamá (CEPAL, 2002).

Ambos estudios partieron de escenarios favorables de precios de gas natural vigentes y tomaron en cuenta las condiciones y situación de los países suministradores del energético, así como las particularidades en los países receptores, en especial las correspondientes a la industria eléctrica. En Centroamérica se vislumbraba a la generación termoeléctrica como el principal *driver* para la formación de un mercado de gas natural. Las incertidumbres involucradas y las dificultades naturales de ambas iniciativas no permitieron concretizar ninguna de las dos propuestas, sin embargo se suscribió un importante acuerdo y se avanzaron algunas negociaciones:

a) Acuerdo entre México y Guatemala en materia de comercio y transporte de gas natural suscrito el 7 de diciembre de 2009. En esa misma fecha El Salvador se adhirió a dicho acuerdo el cual sienta las bases para que inversionistas privados construyan uno o más gasoductos entre los países. Las importaciones definitivas de gas natural originarias en los países firmantes y suministrados por el sistema

de ductos quedan libres del pago de aranceles. El acuerdo no establece compromisos de compraventa de gas natural.²⁶

b) Durante el período 2005–2009 los presidentes de Colombia y Panamá se reunieron varias veces para discutir opciones y proyectos de exportación de gas hacia Panamá. Fueron realizados varios estudios por las instituciones del sector energético de ambos países, las que generalmente consideraban un tramo del gasoducto por la vía marítima. También discutieron opciones de exportación de pequeña escala para el trasiego de gas natural por medio de barcazas.

2. Las iniciativas mesoamericanas

En diciembre de 2005 se constituyó formalmente el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM), que contemplaba siete iniciativas regionales en los subsectores de electricidad, petróleo, fuentes renovables y gas natural.²⁷ En este último tópico se estudiaron opciones de suministro de gas natural tanto por gasoducto como por la vía marítima, importando GNL y construyendo terminales de desgasificación. Los estudios concluyeron como mejor opción el suministro por GNL, reafirmaron las sinergias con el proyecto de interconexión eléctrica del SIEPAC e identificaron la ubicación de las futuras terminales para la recepción y regasificación del GNL (BID, 2007).

En julio de 2006 los presidentes de Venezuela (República Bolivariana de), Colombia y Panamá suscribieron una declaración que anunciaba el inicio de la construcción un gasoducto entre los tres países. Únicamente avanzó el tramo entre los primeros dos países.²⁸

3. Las iniciativas recientes

Los altos precios del petróleo y sus derivados han sido la principal motivación de los países para impulsar una transición energética. Se ha promovido una mayor participación de las energías renovables y la diversificación de los combustibles. El crecimiento de la demanda de electricidad y la finalización del ciclo de contratación de muchos generadores independientes termoelectrónicos (que funcionan con derivados del petróleo, en su mayor parte *fuel oil*) permite visualizar espacios para ciclos combinados a gas natural, que

²⁶ Acuerdo de alcance parcial de complementación económica N° 37 suscrito por México y Guatemala al amparo del artículo 25 del Tratado de Montevideo (1980). Dicho artículo refiere que los países miembros podrán concertar acuerdos de alcance parcial con otros países y áreas de integración económica de América Latina y que las concesiones que otorguen los países miembros participantes no se harán extensivas a los demás, salvo a los países de menor desarrollo económico relativo.

²⁷ La Cumbre sobre la Iniciativa Energética Mesoamericana (PIEM) se realizó los días 12 y 13 de diciembre de 2005 en Cancún, Quintana Roo, México. Sus antecedentes vienen de la IV Cumbre de las Américas (Mar del Plata, Argentina, 4 y 5 de noviembre de 2005), cuando los mandatarios de los países que constituyen el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), a invitación expresa del mandatario mexicano, acordaron profundizar la segunda fase del Plan Puebla Panamá (PPP), dedicada a la integración energética de la región.

²⁸ Los Presidentes de la República Bolivariana de Venezuela, Colombia y Panamá, se reunieron el 8 de julio de 2006, con objeto de protocolizar el inicio de la construcción del Gasoducto Transcaribeño, entre Colombia y Venezuela (República Bolivariana de). Dicho tramo tiene una longitud aproximada de 224 kilómetros y una capacidad de 500 millones de pies cúbicos día (mmpcd). Fue inaugurado en octubre de 2007. El flujo siempre ha sido hacia Venezuela (República Bolivariana de), situación que podría cambiar en el futuro cuando este país expanda su sistema de ductos.

podrían ofrecer parte de su producción al MER, sin embargo aún existen barreras para la conformación de ese mercado.²⁹ Algunos hechos que ponen en relieve el interés por el gas natural se citan a continuación:

a) Dos países (El Salvador y Panamá) han aprobado leyes nacionales de gas natural que facilitan el desarrollo de instalaciones de recepción, almacenamiento, transporte y distribución de ese energético.

b) Dos recientes licitaciones públicas internacionales de compra de energía termoeléctrica fueron asignadas a proyectos de gas natural:

- i) A finales de 2012 fue asignado un contrato en Guatemala a una planta termoeléctrica que sería instalada en el estado mexicano de Nuevo León, cerca de la ciudad de Monterrey, la cual comprará el gas natural desde los Estados Unidos y posteriormente enviará la energía por la red eléctrica de CFE hasta la subestación Tapachula (Chiapas, México), donde se conectará con la línea de interconexión eléctrica que va hacia el país centroamericano. El proyecto será desarrollado por la empresa Electricidad del Caribe S. A. y tiene compromiso de empezar a operar en el año 2016.
- ii) En Panamá a finales del mes de abril de 2013 se llevó a cabo la recepción de ofertas de una licitación para la contratación del suministro de potencia y energía exclusivo para centrales nuevas de generación a base de gas natural. El suministro es para un período de 20 años (2017–2037), con una capacidad instalada inicial de 400 MW. El ente regulador debe emitir el informe de evaluación de dicha licitación.

c) En El Salvador se lleva a cabo un proceso de licitación de contrato a largo plazo para el suministro de 350 MW de potencia y su energía asociada, para un período de 20 años, que empezará a operar en el año 2018. Un bloque de esa licitación debe corresponder a energía termoeléctrica a base de gas natural o carbón. La recepción de ofertas está programada para el mes de septiembre de 2013.

d) En Costa Rica el gobierno declaró a finales de 2012 de interés público la importación, uso y distribución de gas natural. Además de la producción de electricidad, el principal interés es el de promover la utilización de dicho energético en la industria y en el transporte, contribuyendo con ello a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y a la meta de carbono neutralidad, un ambiciosa iniciativa de largo plazo que promueve ese país.³⁰

B. LAS POSIBLES EXPORTACIONES DE GAS NATURAL DE LOS ESTADOS UNIDOS HACIA CENTROAMÉRICA

A inicios del mes de mayo de 2013 el presidente de los Estados Unidos realizó una visita a Costa Rica, la cual incluyó una Cumbre con los mandatarios de la región.³¹ La visita culminó con una reunión con el sector privado de la región. La seguridad energética y la integración del mercado energético fueron los

²⁹ La principal limitación está asociada a los contratos de energía firme. Las transacciones de energía firme dentro de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC) deben ser garantizadas por los derechos de transmisión sobre esa red regional. Aún se encuentra en discusión la metodología y procedimientos para licitar y/o asignar dichos derechos.

³⁰ Meta anunciada en 2007 y reafirmada durante la 15ava. Convención Mundial de Cambio Climático (Copenhague, Dinamarca, 2009). Implicará la mitigación y captura de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a partir de una línea base del año 2007. Esperan cumplir la meta de carbono neutralidad en el año 2021.

³¹ La Cumbre entre los Jefes de Estado y de Gobierno del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) y el Presidente de Estados Unidos, Barack Obama, tuvo lugar en San José, Costa Rica, en mayo de 2013.

temas destacados (INCAE, 2013). Las notas de prensa destacan una actitud positiva del mandatario estadounidense hacia autorización de exportaciones de GNL hacia Centroamérica (La Nación, 2013a).³²

El hecho que todos los países centroamericanos cuenten con un tratado de libre comercio (CAFTA o RD-CAFTA, de acuerdo con sus siglas en inglés³³) con los Estados Unidos también puede considerarse como un hecho muy positivo para futuras transacciones del energético referido.³⁴ A ese respecto la mandataria de Costa Rica solicitó al presidente estadounidense, la inclusión dentro de CAFTA de una partida para la importación de gas natural licuado por parte de los países centroamericanos (Summa, 2013). Se propone agregar la demanda de gas natural de toda la región centroamericana para que el mercado sea más atractivo para los proveedores de ese producto. También se ha planteado la solicitud de otorgamiento del estatus de "Nación más favorecida", lo cual mejoraría los precios del producto a importar (El Financiero, 2013).

Existen antecedentes sobre importaciones de gas dentro de tratados de libre comercio (TLC). En el caso de México el tratado de libre comercio permite a las empresas estadounidenses negociar directamente y cerrar contratos con los compradores de gas natural. Pemex es el responsable del transporte del gas natural dentro del país, sin embargo existen algunos ductos de propiedad privada. En el caso de la República Dominicana las importaciones de GNL también se han visto favorecidas con la entrada en vigencia del RD-CAFTA pero no corresponden a contratos de suministro de largo plazo.³⁵ Se requerirán autorizaciones específicas para las exportaciones de GNL de los Estados Unidos hacia países signatarios de tratados de libre comercio (véase el recuadro 1).

En seguimiento a los mandatos de la Cumbre referida, en junio de 2013 se llevó a cabo una reunión de ministros de energía de México, Colombia y los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)³⁶ en la cual, entre varios acuerdos, decidieron establecer un grupo de trabajo, compuesto por representantes de todos los países referidos, para analizar opciones para la comercialización y el transporte de gas natural en la región a fin de reducir los costos de producción de electricidad y diversificar las matrices energéticas con menores emisiones de carbono. El grupo de trabajo deberá presentar un informe preliminar para el primer trimestre de 2014.

³² El Presidente de los Estados Unidos participó en el Foro Centroamérica de empresarios de la región, realizado en la sede del Instituto Centroamericano de Administración de Empresas (INCAE), el 6 de mayo de 2013. Al finalizar el foro expresó: "Yo como presidente necesito tomar la decisión de si vamos a exportar gas natural licuado. No he tomado esa decisión y naturalmente una vez que la tome pondré detenimiento en Centroamérica en particular y en Latinoamérica en general" (de acuerdo con notas de prensa).

³³ *Central America Free Trade Agreement* (CAFTA). Incluye también a República Dominicana, por lo que también se le conoce como RD-CAFTA. El acuerdo entró en vigencia en 2007.

³⁴ No es el caso de países con los que los Estados Unidos no tiene acuerdo de libre comercio, por lo que la decisión de permitir las exportaciones de GNL pueden tener consecuencias geopolíticas (Levi, 2013).

³⁵ El gas natural se ha utilizado para la producción de electricidad (Alemany, 2011) y también empieza a utilizarse en el transporte automotor (CEPAL, 2012c).

³⁶ En dicha reunión participaron representantes de los gobiernos de los seis países centroamericanos, junto con representantes de los gobiernos de Belice, Colombia, Estados Unidos, México y la República Dominicana. Tuvo lugar en la sede del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Washington, D. C., 28 de junio de 2013.

C. PROPUESTAS PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN CENTROAMÉRICA

Los países de Centroamérica buscan alcanzar mayores niveles de crecimiento económico y desarrollo social sustentables para el mayor bienestar de sus poblaciones, al tiempo que buscan mayor participación en el comercio internacional. El abastecimiento de energía es un elemento clave para alcanzar estos objetivos.

Al igual que otras regiones, Centroamérica debe delinear estrategias para participar en un mercado internacional con altos precios del crudo y derivados, los cuales han alcanzado niveles históricos y han obligado no sólo a racionalizar su consumo sino también a diversificar las fuentes primarias de energía. En este ambiente, los países de Centroamérica deberán delinear mecanismos de cooperación que les proporcionen economías de escala para atraer los recursos financieros y técnicos necesarios. Cada país deberá revisar su estrategia de abastecimiento y consumo energético a fin de encontrar soluciones sustentables de largo plazo.

Cualquiera que sea la perspectiva nacional o regional, el portafolio de opciones energéticas requerirá la aceleración de medidas para desarrollar energías renovables y considerar proyectos de abasto energético para más de un país. En el subsector eléctrico, el mercado eléctrico regional (MER) permitirá aprovechar las economías de escala y desarrollar proyectos regionales de generación eléctrica.

En este contexto, el desarrollo internacional del gas natural aparece como una fuente de energía que funciona como eslabón de transición hacia una diversificación que gradualmente se irá alejando del petróleo. Si bien las emisiones de gases nocivos por Centroamérica representan un porcentaje muy bajo de las emisiones globales, su disminución no solo debe obedecer a una visión de cooperación global, sino a la necesidad de adoptar tecnologías de consumo eficiente.

Más allá de la vulnerabilidad económica inherente a esta dependencia, los países de Centroamérica deberán prever los efectos del crecimiento de la oferta de gas natural en los países de América del Norte. Un escenario posible puede considerar el aumento de la producción de petróleo en el mundo, sobre todo en los Estados Unidos, pero ese mismo petróleo es demandado a su vez por los países de Asia, China en particular.

La economía del gas natural en América del Norte ha ido creando nuevos retos de inversión para el resto de los países. La situación actual es que la mayor productividad y competitividad energética de América del Norte puede dar mayor competitividad internacional a los Estados Unidos. Por lo tanto, los países de Centroamérica y el Caribe deberán considerar la forma de asegurar el abasto de gas natural, cuyo precio en los Estados Unidos sería inferior al de otros países.

Adicionalmente también deben considerarse las estrategias de importación de gas natural por gasoducto de México y por el sur, desde Colombia y Venezuela (República Bolivariana de), bien en forma las importaciones en forma de GNL. Hay tecnología disponible para transportar a escala menores el GNL por la vía terrestre (sobre ruedas, por camión cisterna o pipa) o comprimido (GNC) en buque.

Otra alternativa es negociar la compra de gas mexicano o estadounidense y desarrollar en México un proyecto de exportación de electricidad hacia Centroamérica. Ya se ha presentado una manifestación de interés en ese sentido para explotación de electricidad hacia Guatemala. El marco legal de México permite proyectos privados de generación de electricidad para exportación, los cuales ya existen en la frontera noroeste de México con los Estados Unidos. La fortaleza del sistema de transmisión eléctrica en México (así como la ubicación de los centros de producción y consumo de electricidad y los gasoductos) permite el transporte de la energía eléctrica hacia el nodo del sudeste (Tapachula) de donde sale la

interconexión eléctrica hacia Guatemala, sin embargo todavía hace falta superar algunos obstáculos para garantizar la operación firme de ese enlace.³⁷ Otro reto en estos casos es el de la formación de consorcios inversionistas, pero de cualquier manera este tipo de proyectos tiene viabilidad económica intrínseca que merece ser explorada.

RECUADRO 3
CONGRUENCIA DE UN FUTURO COMERCIO DE GAS DE LOS ESTADOS UNIDOS CON LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS CON LOS ACUERDOS DE LIBRE COMERCIO

La Ley de Gas Natural de los Estados Unidos de 1938, requiere que cualquier persona que desee importar o exportar gas natural, incluido el gas natural licuado (GNL) desde o hacia un país extranjero primero debe obtener una autorización del Ministerio de Energía (USDOE). Una solicitud puede ser rechazada si se determina que la exportación o importación prevista no será compatible con el interés público. El tema de la seguridad energética constituirá es sin duda uno de los más importantes que se consideran para la autorización de exportaciones de GNL. Otros temas que podrían determinar una incompatibilidad con el interés público son: la demanda nacional y la adecuación de la oferta nacional de gas natural; los impactos en la economía, los consumidores y la industria; la creación de empleos; la balanza comercial; consideraciones internacionales; consideraciones ambientales, y la coherencia con la política de la promoción de la competencia mediante la negociación de los acuerdos de libre comercio.

La Ley de Política Energética de 1992 establece una norma diferente para los países con los que los Estados Unidos tiene un tratado de libre comercio. Para el comercio de gas natural se adopta el principio de trato nacional (es decir, el mismo tratamiento otorgado por un país a las empresas nacionales de otro país en comparación con el tratamiento otorgado a sus empresas). Una vez confirmado que las solicitudes son compatibles con el interés público, las autorizaciones de exportación de gas natural se deben otorgar en forma expedita.

Todos los países centroamericanos han suscrito y han puesto en marcha acuerdos de libre comercio, por tanto requieren trato nacional para el comercio de gas natural. La ley referida (de 1992) tiene las excepciones de dos países (uno de ellos es Costa Rica), los que no requieren trato nacional para el comercio de gas natural. Esa excepción elimina la incompatibilidad para las importaciones de gas natural por parte de la empresa estatal Recope, que tiene el monopolio en la importación, refinación y comercialización mayorista de hidrocarburos en Costa Rica.

Fuente: Levi, Michael A., *Geopolitical Consequences of U.S. Natural Gas Exports*, informe preparado para el Subcomité de Terrorismo, No Proliferación y Comercio, del Comité de la Cámara de Asuntos Exteriores de la Cámara de Representantes de los Estados Unidos, abril de 2013.

Todas estas posibilidades se empiezan a abrir y deben ser analizadas. Se recomienda a los países centroamericanos considerar las siguientes acciones:

- a) Formalizar la petición de suministro de gas natural y autorización de las exportaciones respectivas de GNL a los Estados Unidos sobre la base de la demanda agregada de los proyectos de producción termoeléctrica que podrían cristalizarse en el corto plazo.
- b) Coordinación operativa de los sistemas eléctricos de México, Guatemala y Centroamérica para garantizar la firmeza (operación continua las 24 horas del día, durante todo el año) del enlace de

³⁷ Un problema técnico importante y que actualmente ha limitado la transferencia de energía eléctrica entre México y América Central es el relacionado con las oscilaciones de potencia, situación que no ha permitido la operación de ese enlace durante las horas de la noche.

interconexión eléctrica México-Guatemala. A partir de ello determinar la potencia firme que puede ser transferida hacia Centroamérica por proyectos termoeléctricos de exportación desarrollados en México.

c) Desarrollo de gasoductos bajo el amparo del acuerdo entre México y Guatemala en materia de comercio y transporte de gas natural. Aun considerando las cláusulas favorables de este acuerdo, así como la legislación mexicana en materia de gas natural, debe considerarse que este tipo de proyectos requieren años para su maduración y ejecución, que incluyen la conformación de consorcios de inversionistas, los acuerdos y contratos de compra del gas natural y su venta con los usuarios finales (generadores eléctricos e industria), financiamiento de las obras, consecución de derechos de vía, entre otros.

d) Desarrollo de la interconexión eléctrica México-Centroamérica. Aun después de las coordinaciones operativas, el actual enlace eléctrico México-Guatemala solamente podrá garantizar transacciones modestas. Serán necesarios los estudios para determinar la mejor forma de expandir ese enlace hacia la red del SIEPAC. Se requerirán inversiones en transmisión y transformación y muy probablemente la sustitución de la interconexión síncrona por una asíncrona, lo cual, además, permitiría una mayor flexibilidad operativa de los sistemas eléctricos de México y Centroamérica. Se trata de un proyecto con altas perspectivas de viabilidad económica y financiera que podría desarrollarse en el mediano plazo (4–6 años).

VI. CONCLUSIONES

Durante las últimas décadas el sector petrolero de América del Norte ha visto un aumento significativo en sus reservas probadas de crudo y gas natural a partir de yacimientos hoy llamados genéricamente como “no-convencionales”. Se trata de recursos de hidrocarburos que o bien se encuentran en una fase intermedia de desarrollo desde el kerógeno hasta el bitumen para gradualmente convertirse en aceites, líquidos y gases, o que se ubican en arenas o en rocas de baja permeabilidad. La evolución tecnológica en exploración y producción de este tipo de recursos “no-convencionales” ha hecho posible agregar grandes volúmenes de hidrocarburos a los mercados, a precios competitivos. Parte de esta evolución en las técnicas de exploración y producción corresponde a la extracción de gas natural, condensados y aceites a partir de rocas de lutita, también llamadas arcillas, esquistos o *shale*. Se trata de procesos que aún se encuentran en rápida evolución científica, tecnológica y de negocios, tanto en la biología como la petrofísica, técnicas de producción y administración de empresas. A pesar de eso, la producción de recursos no-convencionales de hidrocarburos ya ha demostrado su fuerte impacto en los mercados de América del Norte ampliando la oferta, y en el caso del gas, disminuyendo los precios.

En lo relativo al *shale*, se trata de negocios que se administran de manera distinta a las explotaciones convencionales de gas y petróleo. Aquí el manejo de recursos requiere de mayor coordinación debido a la baja tasa de recuperación de hidrocarburos, de la rapidez con la que se llega al pico de producción y a las fuertes caídas casi inmediatas en la extracción. Dadas estas particularidades es necesario perforar cientos de pozos simplemente para caracterizar el área con recursos potenciales y saber si puede generar los volúmenes y las utilidades que justifiquen una explotación masiva con miles de pozos. El éxito de la perforación también es variable, por lo que a las explotaciones de *shale* se les conoce como *plays* estadísticos, es decir, áreas de miles de hectáreas en donde el promedio de éxitos en el número de pozos perforados es el que justifica el negocio.

El surgimiento del *shale* en los Estados Unidos ha venido acompañado de un debate creciente sobre las repercusiones ambientales que resultan de la explotación de este tipo de recursos. Principalmente se trata de los altos volúmenes de agua que se requieren para los fracturamientos de la lutita, de la inyección de químicos para facilitar la fracturación y la migración del gas hacia el pozo, de las arenas finas que se agregan para mantener abiertas las fracturas, del riesgo de contaminación de los mantos freáticos, del riesgo de migración del gas hacia la superficie, de las fugas y emisiones de metano a la atmósfera, de algunos micro-sismos adjudicados a la explotación de la lutita y del daño a la superficie causado por los movimientos de máquinas, equipos e insumos, por nombrar algunos.

La regulación ha ido avanzando poco a poco como respuesta a las quejas de la población. En algunos lugares se ha llegado a la prohibición de este tipo de explotaciones, mientras que en otros los negocios han florecido al punto de crear un gran crecimiento económico acompañado de empleos y progreso social. Las empresas tratan de avanzar con tecnologías de bajo impacto ambiental a la vez de mejorar la productividad. En el proceso muchas empresas especializadas en el *shale gas* han ido surgiendo, en tanto que otras se han visto endeudadas al grado de tener que desaparecer. En esta ebullición de negocios se han multiplicado los actores económicos, los conocimientos, las tecnologías, las regulaciones y las protestas, todas ellas mientras el negocio del *shale* sigue en crecimiento.

Muchos países, entre ellos México, siguen de cerca este fenómeno que ha permitido a los Estados Unidos contar con un combustible abundante de bajo costo. Los estudios internacionales muestran que existen muchos otros países con amplio potencial de recursos *shale* en sus territorios. Sin embargo, pareciera o bien que la geología, o que el entorno de negocios de los Estados Unidos presentan características únicas para alcanzar resultados rentables. Por ello, es prematuro predecir que el *shale gas*

será la fuente de un combustible barato y abundante para el desarrollo internacional. Será necesario que cada país encuentre la fórmula de explotación, negocios y respeto al medio ambiente que haga viable su explotación de *shale*.

Mientras tanto, en el caso de los Estados Unidos el *shale* representa una revolución energética que ayudará no sólo a alcanzar la autosuficiencia en gas y crudo, sino que podrán convertirse en productos de exportación. De suceder esto, la transformación de los Estados Unidos de importador a exportador tendrá repercusiones en los balances energéticos internacionales y el comercio de estos productos. Desde esa perspectiva puede entonces decirse que el *shale* se está convirtiendo en una revolución silenciosa en los mercados de energéticos.

Más allá del posible éxito del *shale* aparecen algunos cuestionamientos que deberán resolverse para asegurar la sustentabilidad de estos recursos:

1. Escasez de datos disponibles de largo plazo

Esta revolución es reciente, por lo que las bases estadísticas, particularmente en cada provincia productora, conlleva mucha incertidumbre acerca de su potencial de explotación y perspectiva económica en los proyectos. Pocas de estas regiones han tenido un historial lo suficientemente largo como para postular conclusiones sobre los procesos de exploración. La periodicidad de picos y declives de su producción requiere la perforación de miles de pozos, analizar las causas de la caída en la producción y verificar las zonas de mayor potencial productivo dentro de un *play*. Debido a los pocos años de producción de hidrocarburos a partir de la lutita no ha sido posible llevar a cabo una revisión de su desempeño a lo largo de un ciclo de vida.

2. Revolución energética en los Estados Unidos

Por el momento sólo los Estados Unidos ha logrado participar de manera sustancial en esta revolución. La figura del *shale* en Norteamérica se ha establecido, en cuanto a su base geológica, como reserva producible, por lo que se estima que un alto volumen de recursos es aprovechable. Es de resaltar que la dinámica de la producción de *shale* en ese país se apoya en décadas de desarrollo y competencia de las industrias del gas y del petróleo, por lo cual hoy cuentan con numerosas empresas proveedoras de bienes y servicios para la exploración y explotación de la lutita. Adicionalmente, las leyes sobre la propiedad de la tierra y del subsuelo en esa región, la capacidad e infraestructura de transporte y la multiplicidad de mercados en su economía, han sido elementos facilitadores para su desarrollo. A pesar de ello, la caída del precio por debajo de los cinco dólares por millón de Btu, ha causado una disminución en el interés por el *shale gas*, y las inversiones se han redireccionado hacia los condensados o al *shale oil*.

La evidencia muestra que el *shale* tomó por sorpresa a los Estados Unidos en cuanto a la regulación que se requiere. Recientemente se han expresado críticas sobre el impacto que su explotación tiene sobre el medio ambiente y sobre las actividades de las comunidades locales, además de las dudas sobre los efectos que las técnicas de producción pudieran tener sobre la hidrología local, el agua potable, filtraciones a mantos freáticos o pozos de agua. Es necesaria una regulación que haga frente a estos impactos sin que se incrementen los costos.

3. Impacto en el mercado mexicano

En el caso particular de México, diversos estudios indican la existencia de varios *plays* que en mucho superan las reservas actuales. Existen estimaciones hechas por Pemex que indican la presencia de volúmenes de *shale gas* similares al total de reservas 3P de gas natural convencional, y otras estimaciones hechas por analistas extranjeros que consideran que los recursos de *shale gas* podría ser cinco o seis veces superiores a las reservas 3P de gas natural en el país. Sin embargo, esas estimaciones son sólo eso, ya que a la fecha en México únicamente se han perforado seis pozos exploratorios en formaciones de *shale*, por lo que se carece de información suficiente para hablar de un programa de producción. En donde existe suficiente información basada en la experiencia de los Estados Unidos es en la zona colindante con *Eagle Forth* en Texas. La continuidad geológica, la viabilidad de iniciar por campos con altos contenidos de aceite y condensados, además de poder contar con la experiencia de empresas que tienen ya amplia experiencia en la exploración y producción de *shale*, darían viabilidad económica a los primeros casos de explotación comercial. Sin embargo, antes de eso será necesario mejorar el marco legal y regulatorio de ese tipo de explotaciones, ya que hasta ahora el propio Pemex ha evitado dirigir inversiones sustantivas a este tipo de proyectos, pues obtienen mejores rendimientos en los proyectos convencionales de crudo.

México tendrá que reaccionar rápidamente antes de que la productividad de los Estados Unidos nulifique sus esfuerzos por insertarse en esta nueva ola de progreso económico. De hecho, los proyectos para importar gas de los Estados Unidos están creciendo a gran velocidad con cuantiosas inversiones. El reto para propiciar el desarrollo de la exploración y producción de *shale gas* en México será grande ya que los sistemas jurídicos y comerciales son fundamentalmente distintos a los de EUA. Además, México deberá contemplar que la producción de gas y aceite de lutitas deberá realizarse en Estados más alejados de la región fronteriza, con mayor densidad de población y distintas tradiciones sociales y laborales. Por lo anterior, es impredecible el cuándo podrá contar México con una producción sustantiva de gas de lutita, a pesar de que ya existe voluntad política para iniciar este largo proceso.

Como se comenta en este documento, México continúa incrementando su demanda de gas natural sin una producción que la respalde. Parece destinado a aceptar al gas de lutita como la importación de un energético barato procedente del país del norte. Las proyecciones a 15 años muestran que la situación se mantendrá. Si México no logra producir mayores volúmenes de gas natural a los que se extraen actualmente, entonces podría estar importando hasta 7.000 millones de pies cúbicos al día, dependiendo del escenario de demanda.

En este contexto, los retos en el corto y mediano plazo se traducen en garantizar la seguridad energética, construir la infraestructura de transporte necesaria e interconexiones de gasoductos a lo largo de la frontera, para acostumbrarse al gas natural y asegurar que entren los volúmenes necesarios para abastecer la demanda.

4. Paradoja del *shale gas* en México

Una gran paradoja a la que se enfrenta México se refiere a cuánto tiempo continuará importando gas natural y cuánto tiempo requerirá para contar con la infraestructura necesaria que justifique el desarrollo de los distintos *plays* de lutita que hay en el país. Este cuestionamiento es difícil de responder hasta en tanto no se concluya el proceso de reforma energética que permita el desarrollo de empresas especializadas en la exploración, producción y comercialización del gas de lutitas.

En cuanto al marco regulatorio para la exploración y explotación de gas de lutita, pueden inicialmente aplicarse las leyes, regulaciones y permisos que ya existen en México para la cadena

productiva del aceite y gas convencionales. A pesar de lo anterior, será necesario expedir regulación especializada para administrar los nuevos pozos: diseño, ubicación, espaciamiento, uso de recursos, operación y abandono.

5. Las oportunidades para Centroamérica

La cercanía geográfica a los Estados Unidos y las buenas perspectivas para la importación de GNL desde ese país, así como posibles desarrollos de gasoductos desde México configuran un escenario muy favorable para cristalizar la introducción de gas natural a los países centroamericanos. Individualmente estos países continúan representando mercados muy pequeños por lo cual acuerdos regionales fundamentados en el mercado eléctrico regional serán el camino viabilizar el desarrollo de ciclos combinados para la producción de electricidad. Este energético complementará los esfuerzos de transacción y diversificación energética de los países en referencia.

BIBLIOGRAFÍA

- Alemaný Nassim, José (2011), "Evaluación del impacto del RD-CAFTA en los sectores productivos de la República Dominicana", *Proyecto USAID para la implementación del DR-CAFTA*, septiembre.
- Arozarena Villar, A., "Teledetección y sistemas de tratamiento digital de imágenes" (<http://ocw.upm.es/ingenieria-cartografica-geodesica-y-fotogrametria>).
- Arthur, Daniel y otros, "Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region".
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2007), "Estudio para definir una Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica", Informe preparado por Price Waterhouse Coopers y Freyre y Asociados, S. A.
- Banco Mundial, "Commodity Price Data, Monthly world prices of commodities and index, 2012", base de datos disponible en Internet (<http://www.worldbank.org/>).
- Baylor, Brandon (2010), "Marcellus Shale Decline Analysis", Paul Fulton Scholarship Paper, Marietta College, Ohio (www.marietta.edu).
- Belhadi, Jamel, Hariharan Ramakrishnana y Rioka Yuyan (2011), "Approach optimizes Frac Treatments", publicado en *The American Oil & Gas Reporter*.
- Berman, Arthur y Lynn Pittinger (2011), "U.S. Shale Gas: Less Abundance, Higher Cost" 5 agosto. <www.theoil Drum.com> Dizard, John, "The sleight of hand over shale gas costs", Financial Times, 21 marzo de 2010.
- Berman, Arthur, "Shale Gas -Abundance or Mirage? Why the Marcellus Shale Will Disappoint Expectations", 28 de octubre de 2010 (www.theoil Drum.com).
- Budebo, Mario Gabriel (2012), "SENER: Nuevo Marco Institucional para el Gas Natural: 2007-2012", Presentación en el congreso de la AMEE, Acapulco, Gro., 25 de mayo de 2012, Pemex, resultados al 1er. Semestre de 2012, 27 julio de 2012.
- Cámara de Diputados, H. Congreso de la Unión, LX Legislatura, "La Reforma al Sector Energético en México: La propuesta del Ejecutivo y la Reforma Aprobada por el Legislativo", Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, CEFP/104/2008, Palacio Legislativo de San Lázaro, diciembre de 2008.
- Canadian Energy Research Institute, "The Changing Face of the Oil and Gas Industry in Canada", Peter Howard, P. Eng President and CEO Canadian Energy Research Institute, agosto de 2012, Washington, D. C.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2012a), *Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2011* (LC/MEX/L.1088), México, diciembre.
- _____ (2012b), *Centroamérica: Estadísticas de Hidrocarburos, 2011* (LC/MEX/L.1080), México, 7 de noviembre.
- _____ (2012c), *Informe de la Reunión de Expertos sobre impactos de los precios de los hidrocarburos y discusión de las acciones prioritarias en la agenda petrolera regional de Centroamérica* (LC/MEX/L.1072 (SEM.207/2)), México, D. F., 4 de octubre.
- _____ (2007), *Estrategia energética sustentable centroamericana 2020* (LC/MEX/L.828), México, D. F., diciembre.
- Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) (2012), "Plan indicativo regional de expansión de la generación, período 2012-2027", Grupo de Trabajo de Planificación Regional (GTPIR) del CEAC, octubre.
- Considine, Timothy J. (2010), "Impacts of the Marcellus Shale: Implications for New York, Pennsylvania, and West Virginia, A Report to the American Petroleum Institute", Natural Resource Economics, Inc. (www.anga.us), 14 de julio.
- Credit Suisse Research Report (2012) (referido en Magnum Hunter Resources Corporation, (http://magnumhunterresources.com/Magnum_Hunter_Resources.pdf).
- Dukes RT (2012), "Eagle Ford crude oil prices have been \$10/bbl better than WTI at times this year", (<http://www.eagleford.com>).
- Duman, Ryan (2012), "Economic viability of shale gas production in the Marcellus shale; indicated by production rates, costs and current natural gas prices" tesis, Universidad de Michigan.
- Escalera Alcocer, J. Antonio (2012), "Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México", *Pemex Exploración y Producción*, subdirección de Exploración, 1 de agosto.
- Escobar, Gonzalo Duque (2012), "Manual de Geología para Ingenieros" (cap. 9), Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2003 Ernst & Young, "US E&P benchmark study", Score No. dw0172-bsc No. 1205-1361019.

- Fielden Sandy (2012), "Knocking on Heaven's Door, The Eagle Ford Crude Story Part I" (<http://www.rbnenergy.com>), 23 de julio.
- Green, Elwin (2012), "Marcellus shale could be a boon or bane for land owners", Pittsburgh Post-Gazette. (www.post-gazette.com).
- Hackley, Paul, U.S. Geological Survey y presidente del Subcomité D05.28, Magazines & Newsletters/ASTM Standardization News, American Society for Testing and Materials (ASTM) (www.astm.org)
- Heddelston, Duncan (2009), "Horizontal Well Production Logging Deployment and Measurement Techniques for US Land Shale Hydrocarbon Plays", Society of Petroleum Engineers, SPE-120591.
- Hefley, W. E., y otros (2011), "The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well", *Working Paper*, Katz Graduate School of Business, College of Business Administration, Pantherlab Works, Institute for Entrepreneurial Excellence, Pittsburgh, PA: Katz Graduate School of Business, University of Pittsburgh, agosto.
- Husain, Taha Murtuza y otros (2011), "Economic Comparison of Multi-Lateral Drilling over Horizontal Drilling for Marcellus Shale Field Development. Final Project Report", EME 580: Integrative Design of Energy & Mineral Engineering Systems, 1 de mayo.
- Id (2011) "Are We Entering a Golden Age of Gas?", 6 de junio.
- IEA (International Energy Agency) (2012a), "Oil demand expectations for 2012-2013 trimmed by 300-400 thousand barrels per day", *Oil Market Report*, 10 de agosto, Estados Unidos.
- _____ (2012b), "Annual Energy Outlook 2012 Early Release Overview", junio.
- _____ (2012c), "Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products, 2012" (bases de datos disponibles en internet: (<http://http://www.eia.gov/>).
- _____ (2012d), página de internet (<http://www.eia.gov/>).
- _____ (2011a), "Annual Energy Outlook 2011", marzo.
- _____ (2011b), "Are We Entering a Golden Age of Gas?", junio.
- _____ (2011c), "World shale gas Resources. An initial assessment of 14 regions outside the USA", abril.
- _____ (2010), "Oil and Gas Lease Equipment and Operating Costs 1994 through 2009", septiembre.
- International Energy Agency (2010), "Unconventional Oil & Gas Production", Energy Technology Systems Analysis Programme, Energy Technology Network, Technology Brief P02.
- Kaufman, P. y otros (2008), "Critical Evaluations of Additives Used in Shale Slickwater Fracs", Society of Petroleum Engineers, Paper prepared for presentation at the 2008 SPE Shale Gas Production Conference. Irving, Texas, 16-18 de noviembre, SPE 119900.
- LaFollette, Randy (2010), "Key Considerations for Hydraulic Fracturing of Gas Shales", Shale Gas Technology, BJ Services Company, 9 de septiembre (<http://www.pttc.org/aapg/lafollette.pdf>).
- La Nación (2013), "Chinchilla Administration Will Ask President Obama for Favorable Deal to Purchase Natural Gas", San José, Costa Rica.
- Levi, Michael A. (2013), "Geopolitical Consequences of U.S. Natural Gas Exports", informe preparado para el Subcomité de Terrorismo, No Proliferación y Comercio, del Comité de la Cámara de Asuntos Exteriores de la Cámara de Representantes de los Estados Unidos, abril.
- Mantell, M. E. (2009), "Deep Shale Natural Gas: Abundant, Affordable, and Surprisingly Water Efficient", Simposio sobre la sustentabilidad del agua y la energía del Consejo de Protección del Agua (GWPC). Salt Lake City, UT.
- McCarthy, Kevin y otros (2011) "La Geoquímica básica del petróleo para la evaluación de rocas generadoras", traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*, 2011:13.
- Márquez D. y H. Miguel, "La industria del gas natural en México, 1970-1985", *Gas Natural en México*.
- Mora, Alberto y Carlos González (2008), "Energía en Centroamérica: requerimientos para el crecimiento económico y una inserción internacional ventajosa", Informe Estado de la Región 2008, Programa de Apoyo a la Integración Regional Centroamérica (PAIRCA), Consejo Universitario Centroamericano (CSUCA), San José, Costa Rica, 30 de junio.
- Naturalgas.org, "Natural Gas, From Wellhead to Burner Tip, Well Completion", 2012 (www.naturalgas.org).
- Nicot, Jean-Philippe y Bridget Scanlon (2012), "Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S.", Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin, ACS Publication, American Chemical Society, Environ Sci. Technol.
- Pennsylvania Department of Environmental Protection (PDEP) (2012), "Marcellus Shale Well Permit Application Fees. Fact Sheet" (www.elibrary.dep.state.pa.us).

- Petro Chase (2009), "Tax Advantages of Oil and Gas Drilling" (www.petrochase.com).
- Platts Price Group (2012) "The North American Gas Value Chain: Developments and Opportunities", Special Report Platts Price Group, *Power, Oil and Petrochemical Divisions* (www.oil.platts.com), septiembre.
- Qian Jialin y Jianqiu Wang (2006), "World Oil Shale Retorting Technologies", International Conference on Oil Shale: "Recent Trends in Oil Shale", 7-9 de noviembre, Jordan, Paper RTOS-A118, China Petroleum University, Beijing, China.
- Quijano, Juan (2011), "Metodología Integrada para el Modelado y Simulación de Reservorios *Shale Gas*", Slumberger, 14 de julio.
- Ramos, Luis (2011), "Shale Gas", Presentación en Houston, Pemex PEP, 23 de agosto.
- Range Resources Corporation (RRC) (2012), "Inflection Point. Annual Report. 2011" (www.rangeresources.com).
- Rosetta Resources Eagle Ford Shale Quarterly Commentary (RREFSC) (2012) (<http://eaglefordshale.com>), 7 de noviembre de 2012.
- Secretaría de Energía de México (SENER) (2012), "México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (*Shale Gas/Oil*)", 1 de octubre.
- Secretary of Energy Advisory Board, Natural Gas Subcommittee (2011), "Shale Gas Production. Second Ninety Day Report, US Department of Energy", 18 de noviembre, "SEAB Shale Gas Production Subcommittee, Final Report".
- SENER (2012), "Prospectiva del Mercado de Gas Natural", 2012-2026.
- Senftle, J. T. y C.R. Landis (1991), "Vitrinite reflectance as a tool to assess thermal maturity", en R.K. Merrill, ed., *Source and migration processes and evaluation techniques*, AAPG, Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, 1991".
- Smith, Christopher "Statement of Deputy Assistant Secretary for Oil and Natural Gas, Office of Fossil Energy before the Senate Committee on Energy and Natural Resources on DOE's Role in Liquefied Natural Gas Export Applications."
- Stapelberg, H. (2010), "Exploración de gas natural en la Baja Sajonia y Renania del Norte-Westfalia", Presentación de ExxonMobil, audiencia pública del Parlamento Alemán, Bündnis90/Die Grünen, Berlín, 29 de octubre.
- Summa (Revista Summa) (2013), "Presidenta Chinchilla le pide a Barack Obama incluir cuota de gas natural dentro del CAFTA", 3 de mayo, San José, Costa Rica.
- Torrente Hernández, María del Carmen (2008), "Estudio de la solubilidad del Kerógeno de pizarras bituminosas de Puerto Llano (Ciudad Real) en distintos fluidos supercríticos", Departamento de Ingeniería Química y Textil, Facultad de Ciencias Químicas, Universidad de Salamanca, Salamanca, julio.
- United States House of Representatives Committee On Energy and Commerce (USHRCEC) (2011), "Chemicals used in hydraulic fracturing", reporte preparado por Henry A. Waxman, Edward J. Markey y Diana DeGette, abril.
- USDOE (U.S. Department of Energy) (2012), "Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. U.S. Energy Information Administration", Office of Integrated and International Energy Analysis, Washington, D. C., junio.
- _____ (2010), "Oil and Gas Lease Equipment and Operating Costs 1994 through 2009", Washington, D. C., septiembre de 2010.
- USIRS (US Internal Revenue Service) (2012a), "How To Depreciate Property, Publication 946", Washington D. C.
- _____ (2012b), "How to Depreciate Property, Publication 946", Washington D. C.
- _____ (2012c), "Instructions for Form 1120 U.S. corporate income tax return, Publication 535" Washington D. C.
- SEAB (Secretary of Energy, Advisory Board) (2011), Shale Gas Production Subcommittee, "Shale Gas Production, Second Ninety Day Report", noviembre, Estados Unidos.
- Waxman, Henry A., Edward J. Markey y Diana DeGette (2011), "Chemicals used in hydraulic fracturing", Reporte preparado para el Comité de Energía y Comercio de la Cámara de Representantes del Congreso de los Estados Unidos, abril.
- WCRI (Western Capital Resources Inc.), "Oil and tax benefits".
- WikiMarcellus (http://www.waytogo.com/wiki/index.php/Main_Page).
- Williams John. H. "The Marcellus shale gas play geology, development, and water-resource impact mitigation". New York Water Science Center, Troy, Nueva York (www.profile.usgs.gov).
- Williams, John y otros (2011), "The impact of unconventional gas in Europe. A report to Ofgem" de la Consultora Poyry Management Consulting (UK) Ltd. (www.poyry.co.uk), junio de 2011.
- 3 legs resources (2011), "An introduction to shale gas", Referencia a diagrama de Baker Hughes. (www.3legsresources.com), junio.

ANEXO I

I. ACTUALIZACIÓN DE HECHOS RELEVANTES EN LOS ESTADOS UNIDOS Y MÉXICO RELACIONADOS CON EL *SHALE GAS*

Desde la conclusión del presente documento en noviembre de 2012 hasta septiembre de 2013, el entorno de negocios del *shale gas* en México y los Estados Unidos ha presentado cuatro situaciones de importancia que ameritan una breve actualización de la información. Los cuatro puntos se describen a continuación.

A. Aumentan las estimaciones de *shale gas* y aceite recuperables

En junio de 2013 el Departamento de Energía de los Estados Unidos, por conducto de la Agencia de Información sobre la Energía, dio a conocer una nueva estimación de los recursos mundiales técnicamente recuperables de *shale gas* y aceite mediante el reporte “*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*” preparado por la empresa Advanced Resources International. El estudio calcula que los 41 países evaluados cuentan con 31.138 (TPC, millones de millones de pies cúbicos, llamados en los Estados Unidos “Trillones de Pies Cúbicos”) de gas de riesgo *in situ*, de los cuales 6.634 (TPC) son técnicamente recuperables; además de 5.799 mil millones de barriles (MMMB) de aceite de riesgo *in situ* de los cuales 286,9 (MMMB) son técnicamente recuperables. Para el caso de México, las mismas categorías muestran 2.233 (TPC) de gas de riesgo *in situ* de los cuales 545 (TPC) son técnicamente recuperables; además de 275.000 millones de barriles (MMMB) de aceite de riesgo *in situ* de los cuales 13,1 (MMMB) son técnicamente recuperables.³⁸ Con lo anterior el estudio concluye que a nivel mundial, 32% del total de los recursos estimados de gas natural se encuentran en formaciones de *shale*, y que este tipo de hidrocarburos constituyen una parte sustancial de los recursos globales de gas natural y petróleo.

Con respecto al estudio publicado en 2011, el reporte de este año incluye la revisión de varias formaciones, algunas a la baja y otras a la alza. Por ejemplo, la estimación de recursos en la formación *Alum Shale* en Noruega mostró una caída de 83 TPC en 2011 a cero en 2013, debido a los decepcionantes resultados obtenidos a partir de tres pozos perforados por *Shell Oil Company* en ese año. En Sudáfrica, el área potencial para las tres formaciones de *shale* en la cuenca del Karoo se redujo en un 15% de 183,37 km² a 155,87 km². En China, una mejor información sobre el contenido orgánico total y la complejidad geológica dio lugar a una reducción en la evaluación de los recursos de *shale gas* en las cuencas de Sichuan y del Tarim de 349 a 125 Tcf.

En México, la estimación de *shale gas* en la Cuenca de Burgos mostró una reducción de 454 TPC a 343 TPC. Con base en mejores datos geológicos sobre la extensión del área de la formación, el área potencial de *shale* se redujo de 46.879 a 44.807 km². Una proporción de esta área corresponde a prospectiva de petróleo, lo que reduce el área potencial para el gas natural. En el acumulado, estos cambios dieron lugar a una estimación de recursos de *shale gas* inferior para la zona contigua a *Eagle Ford*, mientras que una adición de los recursos petroleros. En general, con las disminuciones de estimaciones en gas por considerarlas recursos de aceite, México estaría en la posición seis en el mundo respecto al total de recursos técnicamente recuperables de gas de lutita. Si adicionalmente se considera

³⁸ US Energy Information Administration, “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, págs. 1–7. (<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf?zscb=45976475>, junio de 2013).

que la presencia de aceite puede dar mayor viabilidad económica a las explotaciones, puede entonces decirse que México tiene una interesante posibilidad de ampliar su actual base de reservas 3P de gas natural hasta en 300%.

Por el momento la postura de Pemex ha sido cautelosa. De acuerdo con lo informado a inversionistas,³⁹ Pemex estima recursos prospectivos de hidrocarburos de *shale* de 60,2 MMMpce, que representan entre 2,5 y 7 veces las reservas 3P convencionales de gas natural de México. En esta presentación Pemex dio a conocer que ha comprobado que en tres pozos terrestres del norte del país (Habano-1, Emergente-1 y Percutor-1) hay continuidad con el sistema de *shale gas* con *Eagle Ford*, Texas, los Estados Unidos, una de las dos áreas más importantes de ese país con ese energético. Asimismo, que el 90% de los recursos prospectivos de *shale* en la cuenca Tampico-Misantla son hidrocarburos líquidos. Dos de estos pozos, Habano-1 y Emergente-1 se ubican en el municipio de Hidalgo, Coahuila, frontera con los Estados Unidos y tienen gas húmedo y seco; el pozo Percutor-1, ubicado en Progreso, en la misma entidad federativa, tiene gas seco. Con relación al Emergente-1, Pemex informó desde el 2011 que ese pozo estaba en terminación, con una extracción de 2,9 millones de pies cúbicos al día (MMpcd), pero en aquel entonces la paraestatal evaluaba todavía la formación *Eagle Ford* en México. De acuerdo con información de la Comisión Reguladora de Energía, a febrero de 2013, Habano-1 y Percutor-1 ya son productores comerciales.

Asimismo, Pemex actualizó el número de oportunidades exploratorias en México, de 200 a 175, identificadas en cinco ubicaciones, y advirtió que el pozo Anhelido-1 probó la existencia de *shale oil* del jurásico superior en la Cuenca de Burgos. Se ubica en el municipio de Cruillas, Tamaulipas, y ya es también productor comercial.

B. Perspectiva del gas natural en los Estados Unidos

De acuerdo con la Prospectiva Anula de Energía 2013 publicada por la Agencia de Información sobre la Energía de los Estados Unidos,⁴⁰ la producción de gas natural seco de ese país se espera que aumente a una tasa de 1,3% al año a lo largo de la proyección del caso base, superando el consumo interno en 2019 y estimulando las exportaciones netas de gas natural. Manteniendo esta tendencia, las exportaciones netas de gas natural de los Estados Unidos alcanzarían 3,6 TPC en 2024, por lo que su balance comercial pasaría de una situación deficitaria, importaciones netas de gas natural equivalentes al 8%, a una superavitaria, con exportaciones netas del 12% en 2040.

Es de resaltar que la mayor parte del crecimiento proyectado de las exportaciones de los Estados Unidos corresponde a exportaciones hacia México a través de ductos, las cuales aumentan constantemente en la medida en que se acentúa la brecha entre la producción y el consumo en México. Ciertamente en estas proyecciones aún no se incluye la posibilidad de que México emplee su potencial de reservas de gas de lutitas para cubrir su propia demanda.

Además de México, las importaciones de los Estados Unidos desde Canadá también contribuyen al crecimiento de las exportaciones netas de los Estados Unidos. Las importaciones netas estadounidenses de gas natural de Canadá disminuirían considerablemente desde 2016 hasta 2022, estabilizándose un poco para caer de nuevo en los últimos años de la proyección, ya que el continuo crecimiento de la producción interna mitiga la necesidad de importaciones.

³⁹ Pemex, “Presentación a Inversionistas”, agosto de 2013, consultado en: <http://www.ri.pemex.com/files/content/Pemex_Outlook_e_130808.pdf>.

⁴⁰ Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040. DOE/EIA-0383 (2013) ([http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf)), abril de 2013.

En este contexto, es muy importante tener en cuenta que en los Estados Unidos tanto empresas como autoridades analizan seriamente la disyuntiva entre exportar el excedente de gas natural en forma de LNG hacia países en Europa y Asia en donde los precios de referencia son muy superiores a los de América del Norte, y la posibilidad de encontrar mejores utilidades para el gas natural en los Estados Unidos tomando ventaja del bajo precio de este energético para favorecer su productividad y exportaciones de otros productos.⁴¹ En general el argumento está a favor de permitir las exportaciones, ya que con esto se favorecería un ligero incremento en el precio del gas en los Estados Unidos, lo cual a su vez daría viabilidad a nuevos proyectos de producción de gas de lutita. Sin embargo, también se expresan opiniones de que dichas exportaciones sólo deben dirigirse hacia países con los que los Estados Unidos tengan tratados de comercio. Mientras tanto el Departamento de Energía de los Estados Unidos recientemente autorizó la construcción de una tercera terminal de exportación de LNG en el suroeste de Louisiana (*BG Group and Energy Transfer Partners' Lake Charles Exports Project*), adicional a otras dos terminales de exportación y licuefacción (*Cheniere Energy's Sabine Pass Liquefaction Project* y *The Freeport LNG Liquefaction and Export Project*, propiedad de *ConocoPhillips*, *Dow Chemical*, *Osaka Gas* y otros).

Los inversionistas en los Estados Unidos se muestran satisfechos con la decisión del Departamento de Energía, aunque consideran que el proceso para llegar a esta decisión fue muy lento. Señalan que el aumento de las exportaciones de LNG generará importantes beneficios para la economía Norteamericana, mano de obra y asociaciones comerciales.

El presidente del Centro de Gas Natural Licuado (CLNG), Bill Cooper, comenta que cada una de las terminales de exportación representa una inversión significativa en la economía de los Estados Unidos, de varios miles de millones de dólares y de acuerdo con la Administración de Comercio Internacional de los Estados Unidos, cada mil millones de dólares de las exportaciones se traducirá en 5.555 nuevos puestos de trabajo. Por lo tanto, entre 13.000 millones y 25.000 millones de dólares del valor de las exportaciones de LNG supondría la creación de entre 70.000 y 140.000 nuevos puestos de trabajo. Estos puestos de trabajo no sólo se crearán en cada centro, sino en toda la cadena de valor.

Será imperante estar atentos al debate existente en los Estados Unidos con respecto al libre comercio del LNG, ya que será un importante catalizador sobre la actitud que ese país tendrá con respecto al crecimiento de las exportaciones de gas natural hacia México y a otros países de América.

C. Estrategia integral de suministro de gas en México

Las condiciones económicas observadas en los últimos años con relación al incremento en los consumos actuales y una expectativa de demanda creciente, aunado a una oferta limitada de gas y una infraestructura de transporte saturada, han provocado un desequilibrio entre la demanda y la oferta de gas natural en México.

De esta forma, el balance de gas en México pasó de una situación superavitaria equivalente a 1% en 1997 a un déficit de 33% en este año. La magnitud de las importaciones representa un riesgo para la seguridad energética del país.

⁴¹ Véanse los artículos publicados por Rigzone el 29 y 30 de julio, 2013: “USA LNG Exports —A Chat with CLNG's Bill Cooper”. “New US LNG Export Reality Bucks Conventional Wisdom, Yields New Question”, “LNG Exports: A View from the E&P. Community”, “LNG Exports: A Petrochemical Manufacturer's View”, “LNG Exports: A US-Based Analyst's View”, “LNG Exports: “A View from the Other Side of the Atlantic” (<http://www.rigzone.com/>).

Asimismo, en términos de infraestructura, el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) no ha contado con inventario suficiente que genere la presión necesaria para movilizar gas de las zonas de inyección a las zonas de extracción (empaque) y en el período de diciembre de 2012 a julio de 2013 se presentaron 15 alertas críticas adicionales, durante las cuales Pemex Gas y Petroquímica Básica solicitó a sus clientes reducir el consumo en 462 millones de pies cúbicos diarios en promedio.

Ante este escenario, el 13 de agosto de 2013 el gobierno federal presentó una estrategia integral para garantizar el suministro de gas natural,⁴² en la cual los recursos asociados al *shale gas* son observados por el Gobierno de México como una opción viable para incrementar la oferta de este combustible.

La estrategia integral consta de cinco acciones:

- i) incrementar la importación de gas natural licuado por barco;
- ii) aumentar la inversión en gas para tener una mayor producción nacional;
- iii) ampliar la infraestructura de transporte de gas por ductos;
- iv) explorar y evaluar las posibles reservas de aceite y gas de lutitas en territorio nacional; y,
- v) la Reforma Energética para ampliar la producción de los hidrocarburos.

Al respecto, para solventar la coyuntura de insuficiencia de gas que ha causado numerosas alertas críticas en el abasto de este combustible, en mayo de 2013 se realizó la compra de 29 cargamentos de gas natural licuado (GNL) para aprovechar al máximo la capacidad de la terminal de regasificación de Manzanillo. Con esta transacción, Pemex Gas y Petroquímica Básica importará un promedio de 200 mmpcd y la CFE incrementará su importación en 60 mmpcd.

Para aumentar en el corto plazo la producción de gas natural se incrementó el presupuesto de inversión de Pemex a 2.500 millones de pesos en 2013 que se estima resulten en 277 mmpcd de gas natural adicional, en promedio mensual durante el segundo semestre del año hasta alcanzar para el mes de diciembre un máximo de 441 mmpcd.

En cuanto a la expansión de las redes de ductos, el detalle de los proyectos ya se explica en el texto del documento. Al respecto puede decirse que se requiere incrementar la infraestructura de transporte, incluso con propuestas que vayan más allá de lo actualmente previsto. Por ello hay que analizar otras formas de transportar el gas al sur del país aun cuando no sea necesariamente ductos.

Referente al cuarto punto, el pasado 20 de marzo se firmó un convenio de colaboración entre el Instituto Mexicano del Petróleo y la Compañía Mexicana de Exploraciones (Comesa) para la exploración y evaluación de *shale gas* y *shale oil* en Veracruz y Coahuila. Asimismo se anunció la asignación al Instituto Mexicano del Petróleo de recursos del Fondo Sectorial Conacyt-Sener-Hidrocarburos por 244 millones de dólares, para desarrollar trabajos de exploración sísmica de este mismo tipo de recursos.

El quinto punto “la Reforma Energética para ampliar la producción de los hidrocarburos” coincide con el punto cuatro de la actualización de este documento.

⁴² Discurso del Secretario de Energía durante la presentación de la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural, 13 de agosto de 2013. Consultado en <http://sener.gob.mx/webSener/portal/Default.aspx?id=2509>.

D. Propuesta de Reforma Energética

El 13 de agosto de 2013 el Presidente de México, Enrique Peña Nieto, presentó la propuesta de reforma energética de su gobierno. La propuesta cubre aspectos sustantivos que deben modificarse en la organización y estructura de los sectores de hidrocarburos y de electricidad. En ambos casos las propuestas incluyen aperturas a la participación privada, por lo que se requieren modificaciones a los artículos 27 y 28 constitucionales para dar lugar a las inversiones privadas en sectores que hasta ahora han sido monopolios del estado. En el caso de la exploración y producción de gas y petróleo la propuesta del gobierno consiste en hacer uso de contratos “de utilidad compartida” para atraer capital de riesgo.

Durante los próximos meses el gobierno dará a conocer los detalles de la legislación secundaria que explique el funcionamiento de su propuesta de reforma energética. Por ahora debe mencionarse que la oposición también ha hecho propuestas para mejorar el funcionamiento del sector energético. La del PAN considera una mayor apertura al capital privado proponiendo un esquema de concesiones para la exploración y explotación de hidrocarburos, en tanto que la propuesta del PRD se basa en mantener el modelo monopólico existente pero dando mayor autonomía y recursos a PEMEX y a la CFE para que las dos empresas estatales tengan mayor flexibilidad para mejorar la eficiencia de sus operaciones.

Salvo el PRD, tanto el PAN como el PRI consideran que será necesario expedir legislaciones y regulaciones robustas para dar viabilidad social y económica a un amplio programa de producción de gas y aceite provenientes de formaciones de lutitas. Los numerosos detalles del marco legal y regulatorio para estas nuevas áreas de actividad aún no han sido debatidos en el Congreso. Resultaría aventurado en este momento pronosticar una fecha en la que se resuelva este debate y más aventurado aún predecir el marco legal e institucional que se propondrá a la sociedad y a los inversionistas.

En una ponencia dentro del “Seminario sobre la Experiencia de Colombia en Materia Petrolera”,⁴³ Emilio Lozoya Austin, director general de Pemex, hizo notar la necesidad de reestructurar la empresa para hacerla más competitiva, optimizar sus costos administrativos y mejorar su desempeño operativo. Señaló que “es muy claro que, para encontrar más energía, se tiene que invertir más. Los barriles que se van encontrando cada vez son más caros y difíciles de hallar. Hoy no se cuenta con las mejores tecnologías ni los mejores instrumentos jurídicos para desarrollarlos”. Con respecto al *shale gas* se refirió a que “México ya es un importador neto de gas natural, pues una tercera parte del consumo nacional se adquiere en Norteamérica y otras partes del mundo, cuando nuestro país tiene un potencial enorme y con inversiones se podría llegar a producir 8.000 millones de pies cúbicos al día”. Asimismo destacó que entre los retos operativos de la paraestatal está el perforar 500 pozos anuales en Chicontepec, así como perforar y operar entre 1.000 y 2.000 pozos anuales de *shale gas* y *shale oil*.

El debate ha sido mayor con relación a donde conseguir el agua que la producción de *shale gas* requiere para el fracturamiento de la lutita, por lo que en la definición del marco regulatorio será necesario incluir la participación de CONAGUA, la autoridad nacional en temas de hidrología, para delimitar las regiones donde se permitirá la explotación del *shale* y el consumo permitido de agua, así como un plan de consumo y suministro de agua donde se pruebe que no se afectará la disponibilidad.

En general, el aprovechamiento del *shale gas* implicará que se involucren autoridades locales y/o estatales, así como federales como la ambiental (SEMARNAT), la de comunicaciones y transportes (SCT) y la del trabajo (ST) por nombrar algunas. La reforma por sí sola no podrá resolver el aprovechamiento del *shale gas*, ya que adicionalmente se requerirá de una regulación técnica que siga las

⁴³ Consultado en: <http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/30072013_2.aspx#.UiE5jzbr18E>.

mejores prácticas internacionales. Dicha regulación deberá ser emitida por la Secretaría de Energía (SENER) y supervisada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Emilio Lozoya también ha señalado que en materia de *shale gas* se debe evaluar cuidadosamente los aspectos del multifracturamiento, de las emisiones fugitivas y el manejo de residuos. Mencionó que de cara al futuro, resulta indispensable extraer nuestros hidrocarburos en aguas profundas, avanzar en el aprovechamiento de *shale gas* y *shale oil*, llevar adelante grandes proyectos de transformación industrial y construir una nueva infraestructura de transporte y distribución de energía.⁴⁴

Los cuatro puntos descritos en esta actualización muestran el dinamismo del tema y de la rápida evolución que está teniendo en México.

⁴⁴ Consultado en: <<http://www.pemex.com/prensa/discursos/Paginas/16072013.aspx#UiE7CTbr18E>>.