



Por: Rosío Vargas, Investigadora de tiempo completo en el Centro de Investigaciones sobre América del Norte de la UNAM. Doctora en ingeniería energética.

Geografía

La Geografía de los Recursos no Convencionales en América del Norte

La técnica de fracking ha permitido revertir la tendencia descendente de la producción de gas convencional en Canadá y EU

La tesis que proponemos es que la “revolución energética” que vive América del Norte, particularmente Estados Unidos (EU), gracias al auge de los recursos fósiles no convencionales, shale gas, tight oil y shale oil (lutias y esquistos), ha sido posible gracias a la tecnología. Sus futuras perspectivas estarían asociadas a otros desarrollos tecnológicos necesarios. No obstante, la producción de este tipo de hidrocarburos y sus horizontes de tiempo, podrían estar limitados por la geología y la geografía, así como a su impacto ambiental y social, aunque sólo se hará énfasis en los dos primeros aspectos.

El surgimiento de este auge productivo en EU que pretende haber modificado el paradigma de la escasez de recursos en el mundo, se debe al texano George Mitchell, inventor de la técnica conocida como fracturación hidráulica o fracking. Dicha técnica a base de inyectar agua, reactivos químicos y arena a presión, libera el gas natural y el petróleo atrapados en la roca porosa. Fue en Barnett Shale en donde este método empezó a utilizarse con fines comerciales.

Esta técnica ha permitido revertir la tendencia descendente en la producción de gas convencional en Canadá y EU gracias a las arenas bituminosas, el shale y el tight oil. En el caso

de Estados Unidos, le ha permitido modificar la curva de producción total, por lo que este país podrá lograr la autosuficiencia para 2028, esto tiene implicaciones no sólo en favor de su seguridad energética sino también a nivel global debido a su importancia como mercado para otros productores de hidrocarburos, por la modificación de patrones de comercio

México participa en la revolución energética de EU, a través de las importaciones masivas de gas que se realizan en Los Cabos, Baja California y en Ciudad PEMEX-Tabasco.





ENERGY MEXICO 2017

OIL GAS POWER
EXPO & CONGRESS



31 DE ENERO AL 2 DE FEBRERO
CENTRO BANAMEX, CIUDAD DE MÉXICO

EL PRINCIPAL EVENTO DEL
NUEVO SECTOR DE ENERGÍA EN MÉXICO



¡Agende su visita!

REGÍSTRESE en línea en www.energymexico.mx

y consulte los temas de agenda del Congreso Internacional 2017

Síganos en:



Energy Mexico



Energy Mexico



@Energy_Mex

Mayores informes: Laura Barrera

Directora de Evento / Tel. (+52) 55 1087.1650 Ext. 1185 / laura.barrera@ejkrause.com

Informes y costos del Congreso:

Tel. (+52) 55 1087.1650 Ext. 1109 / 01 800 017 64 00 / conferencias@ejkrause.com

Apoyado por:

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



Organizado por:

ENERGEA
Promoción & Negocios



Organismo de apoyo:



Apoyo de:

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

PRO MÉXICO
SECRETARÍA DE COMERCIO

Patrocinador DRD:

G D I
Grupo Corporativo Interbancario

Alter
ENERGÍA

Cuadro 1. Recursos técnicamente recuperables no probados (2015)

País	Wet shale gas % (bmpc)	Tight oil % (milMMb)	Fecha de actualización
Canadá	572.9 32.91%	8.8 8.79%	5/17/13
México	545.2 31.32%	13.1 13.0%	5/17/13
EUA	622.5 35.76%	78.2 78.12%	4/14/15
TOTAL	1740.6 100%	100.1 100%	

Fuente: DOE/EIA, World Shale Resource Assessments, September, 24, 2015. Disponible en: URL:<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> (fecha de consulta 28 de octubre, 2016).

A partir de 2020, la producción de petróleo y gas de esquisto en EU comienza a declinar con rapidez y prácticamente se detiene en 2025.



petróleo y gas ubicados en China, Jordania, Israel, Mongolia y otros países.

- Esto coadyuvaría a mejorar los impactos ambientales adversos resultantes de su explotación.
- Los costos de producción mundial de petróleo de esquisto podrían igualarse a otras producciones en EU. Costos (menores a \$80/db de petróleo y \$4/MMBtu para el gas).
- Se iniciaría el desarrollo activo, no sólo de los yacimientos de petróleo de baja permeabilidad, sino también de petróleo de esquisto (kerógeno).

Un escenario de fracaso de producción

Una de las variables fundamentales en este escenario tendría que ver con la estimación sobre reservas comercialmente recuperables. En muchos campos, aún no se ha hecho una estimación detallada de los recursos.

El problema de determinar una cifra exacta de las reservas probadas, se ve agravado por los problemas en relación con la estimación de los recursos de petróleo extraídos de 'shale seco' por tratamiento en autoclave.

- Los actuales bajos costos de producción están asociados no sólo a técnicas mejoradas en los métodos de producción, sino también a laxas regulaciones de mercado. En todos los estados de América del Norte (excepto California) donde se encuentran los recursos no convencionales, no hay prohibiciones o restricciones ambientales vigentes para la producción de este petróleo, por lo que el impacto real en

En un escenario de referencia de significativas inversiones, el devenir de los recursos no convencionales en América del Norte seguirá jugando un papel de suma importancia si es apoyado por el factor tecnológico.

Un escenario con desarrollo tecnológico¹

Un escenario con el impulso tecnológico ya iniciado en la producción de hidrocarburos no convencionales podría basarse en los siguientes supuestos:

- La nueva tecnología sin agua para las formaciones de petróleo y gas de baja permeabilidad, podría ser completamente desarrollada para 2020. Como resultado, entrarían en funcionamiento yacimientos de

¹ Estos escenarios fueron desarrollados por: Bibliografía: The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences. Analytical Center for the Government of the Russian Federation, Global and Russian Energy Outlook up to 2040. ERI, RAS, ACRF, 2013.



Source: Energy Information Administration based on data from various published studies.
Updated: May 9, 2011.

U.S. DOE/EUA, https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm (fecha de consulta 30 de octubre, 2016).

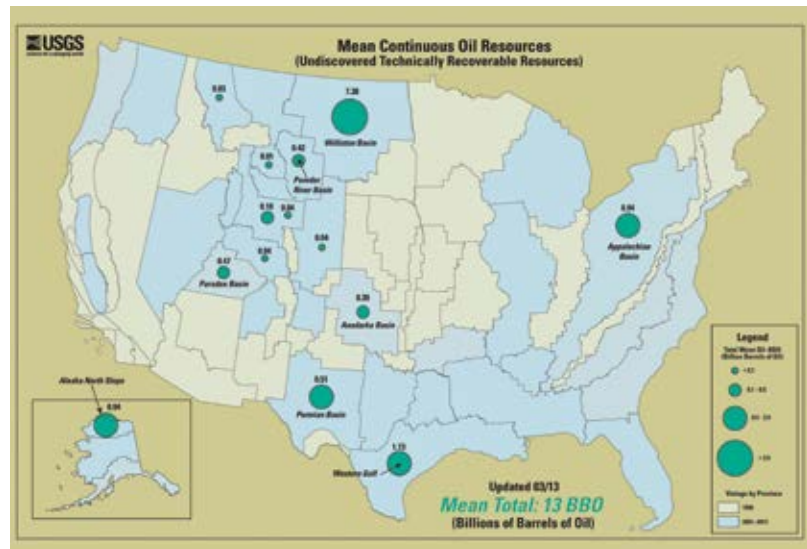
el medio ambiente durante la producción de petróleo de lutitas, no ha sido evaluado.

En el escenario de fracaso de la producción de lutitas hay un conjunto de supuestos relativos a la reducción de los volúmenes de producción de petróleo y gas de esquisto en razón de:

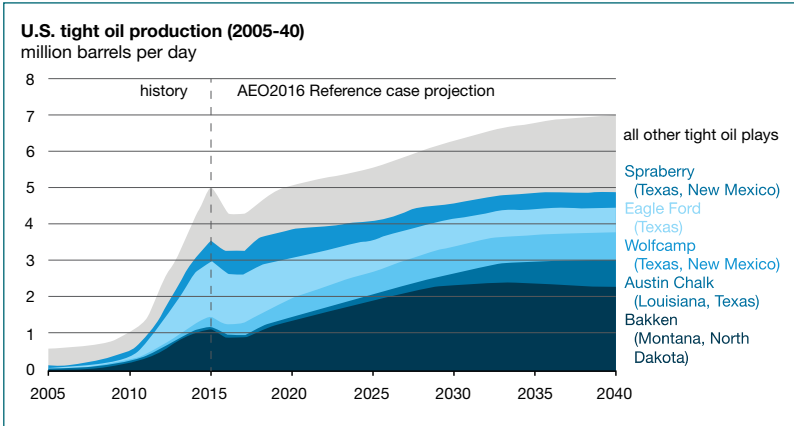
- Un aumento significativo de costos para nuevos proyectos de producción.
- Falta de evidencias sobre la gran base de recursos.
- La introducción de estrictas restricciones ambientales.
- Ausencia de tecnologías apropiadas para la producción de gas y petróleo de lutitas sin agua y presión de calor, por razones económicas y/o ambientales.
- La producción de petróleo y gas del país en este escenario, caería bruscamente después de 2020 en el contexto de una baja tasa de crecimiento del crudo, por lo que sin su propia base de recursos, la refinación de Estados Unidos se podría volver ineficaz.

- A partir de 2020, la producción de petróleo y gas de esquisto en EU comienza a declinar con rapidez y prácticamente se detiene en el año 2025.

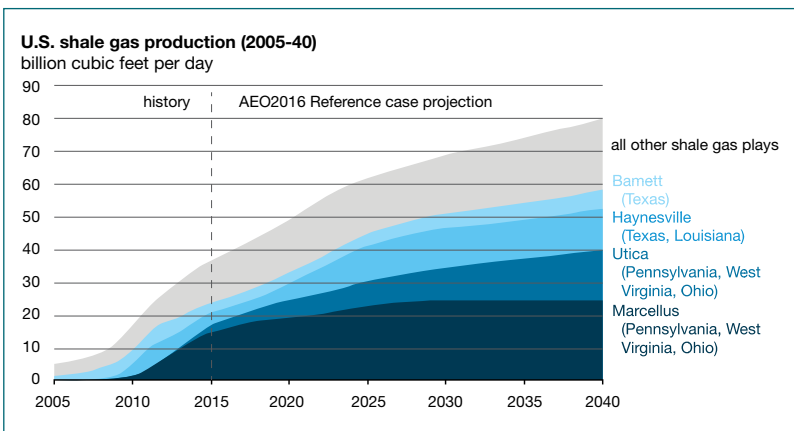
Los anteriores escenarios nos dan algunas pistas a considerar en la producción de la región de América del Norte.



Fuente: Energy Information Administration, Assupmtions to the Annual Energy Outlook 2015, Washington, September, 2015, P.129.



U.S. Energy Information Administration, *Future U.S. Tight Oil and Shale Gas Production Depends on Resources, Technology, Markets*, August 22, 2016. Disponible en URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27612>



U.S. Energy Information Administration, *Future U.S. Tight Oil and Shale Gas Production Depends on Resources, Technology, Markets*, August 22, 2016. Disponible en URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27612>

Posibilidades y limitaciones futuras

Reservas

Hace seis o siete años el paradigma mundial basado en hidrocarburos convencionales, era de agotamiento de los recursos. Esto se modificó a partir del desarrollo de la tecnología de fracturamiento hidráulico y con ello, el escenario se basaría en la abundancia de recursos y en una seguridad energética “garantizada”. Los recursos no convencionales han pospuesto dos o tres décadas la amenaza de agotamiento del petróleo económicamente viable y no será sino hasta 2030 cuando la producción de la OPEP vuelva a recuperar su papel preeminente en el mercado de petróleo convencional.

En el periodo estimado, la producción mundial de shale vendrá prácticamente de los plays de América del Norte, principalmente de EU, como se ve en el cuadro 1, tiene el mayor número de

recursos técnicamente recuperables no probados, sobre todo en materia de petróleo.

Sus mayores cuencas están en los Apalaches con la formación de Marcellus (42 por ciento del total de reservas de shale en el país). La segunda en Barnett en Texas; otra en Western Gulf que contiene la formación Eagle Ford. Representan alrededor del 12 por ciento de las reservas de shale.

Desde el 2007 hay un aumento del shale en su participación en el total de la producción petrolera, la cual en 2015 fue de 52 por ciento del total.

Las reservas estimadas por el Departamento de Energía de EU para muchos países en donde suponen hay recursos no convencionales son vastas, cantidades medidas en billones de barriles, sin embargo, no corresponden a la convencional categoría de reservas probadas, lo cual hace surgir dudas sobre sus posibilidades reales para poder ser convertidas en producción.

El concepto de recursos técnicamente recuperables utilizados por el Departamento de Energía de EU, descansa en la confianza que colocan en la tecnología para su explotación y esto se puede deducir de su definición “Son recursos que se pueden producir con la actual tecnología, el conocimiento geológico y las prácticas de la industria”.

Para establecer un contraste, en México los recursos se contabilizan bajo el concepto de recursos prospectivos cuya probabilidad de convertirse en producción se reduce a un 10 por ciento. En Israel, pese a que se estima un gran potencial productivo, hay dudas sobre la verdadera magnitud de los recursos. Aunque no hay claridad en el cómo se puede superar esta incertidumbre, existen grandes expectativas en los países donde se supone su existencia.

Algunas regiones del mundo están en las etapas iniciales de la exploración geológica, esto conlleva gran incertidumbre con respecto al potencial de los no convencionales; en otras regiones existen restricciones regulatorias en la producción de gas. Además de América del Norte, la producción de gas a partir de recursos no convencionales (lutitas y esquistos) se lleva a cabo en Argentina, China, India, África del Sur, Australia y Euro-



pa. Sin embargo, bajo la tendencia actual no superará los 70 millones de metros cúbicos en total para 2040.

Producción

Estados Unidos, debido a su producción nacional de petróleo y gas, se convertirá en el mayor productor de hidrocarburos en el mundo. Dada la importancia geopolítica global de este país, lo convierten en el jugador más influyente en el mercado mundial de hidrocarburos. En razón de la importante producción de EU y Canadá, América del Norte va a lograr el mayor aumento de producción en gas no convencional en el mundo. El incremento del poder estadounidense en el mercado mundial traerá cambios geopolíticos importantes.

Pese a lo anterior, surgen dudas sobre los alcances que tienen que ver con las caracterís-

ticas de su curva de producción. La principal razón para cuestionar esto, se refiere a los aspectos específicos de la extracción de hidrocarburos de lutitas-esquistos, la tasa máxima de producción y la fuerte caída en la productividad en el primer año. El año siguiente requiere la perforación constante de nuevos pozos para mantener los niveles de producción.

Otro límite para Estados Unidos está en el techo de producción del petróleo de lutitas, donde se tienen las cuantificaciones más elaboradas. Mientras la producción de tight oil en 2015 fue de 4.89 millones de barriles por día, o 52 por ciento de la producción total de crudo estadounidense.

Según las proyecciones en Annual Energy Outlook de la Energy Information Administration de Estados Unidos 2016 (AEO2016) se espera que la producción del petróleo (tight oil) sólo alcance 7.08 millones de barriles por



SECTOR PETROQUÍMICO

Bureau Veritas tiene amplio conocimiento de la vasta gama de productos petroquímicos y de los requisitos relacionados con la inspección, almacenamiento y ensayos de laboratorio. Nuestros Inspectores altamente capacitados están posicionados en ubicaciones clave y son capaces de movilizarse rápidamente dónde los productos están siendo cargados, descargados o transferidos.

Además, brindamos asistencia a las plantas operativas al prestar:

- Servicios Analíticos
- Servicios de Aseguramiento/ Control de Calidad (QA/QC)
- Asistencia Técnica
- Servicios de Laboratorio
- Preparación de Muestras para Ensayos

Nuestras Capacidades

- Inspección de Carga
- Inspecciones de Calidad y Cantidad
- Gestión de la Integridad de Activos
- Inspección de Materiales y Equipos
- Ensayos No Destructivos de Equipos Estáticos
- Consultoría de Salud, Seguridad, y Protección al Medio Ambiente
- Análisis de Riesgos de Procesos
- Análisis de Causas Raíz
- Evaluación de Conformidad de Procesos y Activos
- Certificación de Productos, Procesos y Sistemas

PARA MÁS INFORMACIÓN:

Tel: +52 55 5351 8000/9000
www.bureauveritas.com.mx
bv.contacto@mx.bureauveritas.com





Fuente: United States Pipeline Map (crude oil) petroleum pipelines, natural gas pipelines, products pipelines, http://www.theodora.com/pipelines/canada_pipelines_map.jpg (fecha de consulta 20 de octubre, 2016).



Fuente: Keystone XL Assessment. Disponible en URL: <http://blogs.nicholas.duke.edu/thegre-engrok/keystonexl/> (fecha de consulta 20 de octubre, 2016).

se volverá un exportador neto después de 2030 y las exportaciones de EU y de Canadá a través de GNL tendrán a Asia como principal destino.

Canadá

Las principales cuencas de shale oil y shale gas se encuentran en el Oeste de Canadá. Los hidrocarburos convencionales han estado en declinación desde 1994, por lo que son los recursos no convencionales (tight y shale) los que representan la mayor parte (62 por ciento) de recursos del país, lo cual da idea de la importancia de estas formaciones. La mayor parte de las formaciones de shale en Canadá se encuentran en Alberta y British Columbia. La mayor cantidad de la producción viene de Western Canadian Sedimentary Basin (WSB).

En este caso también hay factores que ponen límites a la producción en Canadá: La moratoria de Quebec para explotación de gas de lutitas; las actividades de First Nations (comunidades indígenas) en New Brunswick y; el conflicto con EU por la construcción del Keystone Pipeline.

Cabe recordar que en noviembre 2015 el presidente Obama negó un permiso presidencial que se requería para que el ducto Keystone, un gasoducto de 1,179 Km, pudiera cruzar la frontera. Este proyecto estuvo en revisión por siete años. La negativa del gobierno estadounidense se atribuyó a consideraciones ambientales, sin embargo, la razón pudiera acusar también a la competencia que significarían estas exportacio-

día (b/d)² para 2040. Estos valores reflejan las proyecciones de casos de referencia y marcan el límite a la producción de tight oil.

La producción de gas natural a partir del gas de lutitas representó en 2015, 37.4 mil millones de pies cúbicos por día (mpc/d), o el 50 por ciento de la producción total de gas natural estadounidense. A diferencia de la producción de tight oil, que disminuye en el corto plazo antes de aumentar, en el período de pronóstico de EU, después de una pequeña reducción de la producción en 2020, el shale gas continuará aumentando; crecerá hasta el 2040 en el caso AEO2016 de referencia. Con ello, existe la certeza de que Norteamérica

2 Se espera que la producción de gas de esquisto para llegar a 79 mil millones de pies cúbicos por día (millones de pies cúbicos / día) para 2040.

Cuadro 2. Recursos Identificados en México al 1 de enero de 2015 (MMbpce).

Provincia petrolera*	Producción acumulada		Reservas			Recursos prospectivos	
	Volumen	%	1P	2P	3P	Convencionales	No convencionales
Sabinas-Burro-Picachos	120		11	29	62	395	13,950
Burgos	2,192	4	308	513	797	3,204	10,770
Tampico-Misantla**	7,184	13	1,036	6,145	12,796	2,347	34,922
Veracruz	790	1	166	206	250	1,432	563
Cuencas del Sureste	45,567	82	11,402	15,625	21,341	14,466	
Golfo de México Profundo			94	464	2,158	27,835	
Plataforma de Yucatán						1,778	
Cinturón Plegado de Chiapas	22		1	2	2	1,172	
Total	55,875	100%	13,018	22,984	37,406	52,629	60,205

Notas: *Las provincias petroleras de Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray, no cuentan con evaluación de recursos petroleros. ** El recurso prospectivo asociado a los plays de la provincia petrolera Tampico-Misantla, incluye los 30 MMbpce identificados de la provincia petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental.

Fuente: SENER, Plan Quinquenal de Licitaciones para Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019. Un proceso participativo, SENER, Ciudad de México, 2015, p.24.

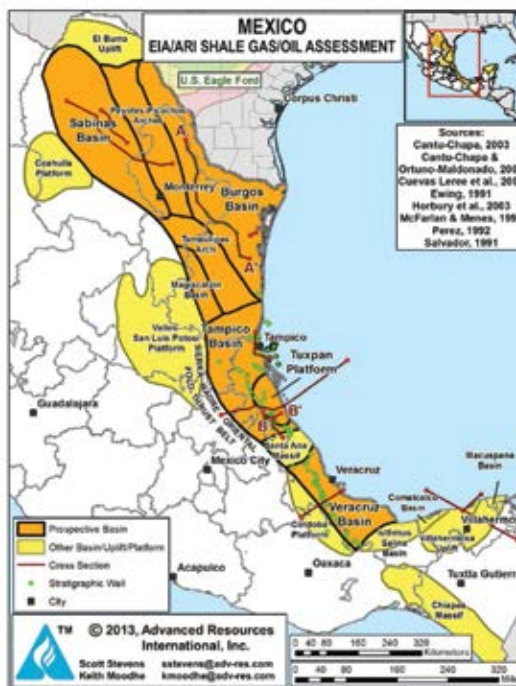
nes para los productores texanos del petróleo y gas de lutitas, ya que este estado era el punto final de destino del petróleo canadiense. En contraste, el argumento ambiental no siempre resulta en favor de los demandantes, como bien pueden atestiguarlo el pueblo Xioux de Dakota del Norte, opuesto a la construcción de un oleoducto estadounidense por razones ambientales.

En enero 2016, TransCanada desafió esta negativa al anunciar que había tomado la acción legal bajo el TLCAN y también inició un litigio Constitucional contra la administración de EU y continúa revisando opciones pero ahora sus exportaciones se dirigirán a los mercados asiáticos. La controversia sobre este gasoducto tuvo repercusiones negativas a nivel diplomático entre Canadá y Estados Unidos.

México

En México el potencial de recursos es un factor medular en el devenir de la producción. Las estimaciones de Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía de EU sobre el potencial de recursos no convencionales en México son mucho mayores que los pronósticos hechos por PEMEX. La estimación de EIA es de 681billones de pies cúbicos (bnpc) de gas técnicamente recuperable. Posteriormente, calcularon la cifra de 545bnpc y 13.1mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMpce).

Las estimaciones de la Secretaría de Energía (SENER) parten de la definición de recursos



Fuente: Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Gas Resources, Mexico, Washington, September, 2015, p. 11-1.

no convencionales, definidos como hidrocarburos contenidos en formaciones que requieren de técnicas especiales de explotación, por lo que demandan mayores inversiones en comparación con la explotación de recursos convencionales. La SENER prevé una cantidad de 112,834 MMbpce, de los cuales 60,205 MMbpce (53 por ciento) son no convencionales, sin embargo, no se hace la diferencia entre gas y petróleo de lutitas (shale gas y tight oil). (Ver cuadro 2.)



Fuente: Pemex, 2012.

En México, los recursos no convencionales no descubiertos (de acuerdo con SENER) denominados prospectivos (de acuerdo con PEMEX), no se han podido convertir en reservas probadas y tener mayores inversiones en exploración no garantiza que este panorama cambie. A la par, quizá tengamos que reconocer que son estructuras geológicamente distintas a las de EU, que precisarían de avances tecnológicos mayores o, que la

geología ha sido definitivamente poco generosa en el caso de México.

En territorio mexicano, cinco provincias se han catalogado como poseedoras de recursos de lutitas, las cuales son: Sabinas-Burro Picachos; Burgos; Tampico Misantla; Veracruz y Chihuahua, con un potencial de entre 150 y 459mil MMpc. En el caso de Coahuila y Nuevo León, se consideran como la continuación geológica de Eagle Ford, que lleva a la deducción analógica como una herramienta para deducir la existencia de abundantes recursos del lado mexicano. En los escenarios de producción se contempla el play, que es continuación de Eagle Ford (EU).

La ahora empresa productiva del Estado, PEMEX, se ha anotado un éxito con el pozo Hábano 1 para producción de gas y condensados, mientras que con el pozo Arbolero y Anhérido, tiene dificultades relacionadas con sus costos de producción, tiene fracasos productivos y debe enfrentar la rápida declinación de los pozos.

México está utilizando la fracturación hidráulica (multidireccional) en pozos marginales. Esto reduce la posibilidad de fracaso, ya que se perfora en pozos donde ya se extrajo petróleo a 400-600 metros de profundidad para extraer los remanentes del petróleo que se



Fuente: United States Pipeline Map (crude oil) petroleum pipelines, natural gas pipelines, products pipelines http://www.theodoracom/pipelines/mexico_pipelines_map.jpg (fecha de consulta 20 de octubre, 2016).



quedó pegado. Hasta ahora, se han explotado 924 pozos en yacimientos tradicionales para estimular la producción con nitrógeno y otras sustancias. Las empresas que históricamente han ofrecido "servicios" a PEMEX son las que han estado a cargo de estos trabajos: Halliburton, Schlumberger, Weatherford, Cartepillar, y se han incorporado compañías canadienses.

La otra manera en que México participa en la "revolución energética" de EU, es a través de las importaciones masivas de gas que se realizan en Los Cabos, Baja California y en Ciudad PEMEX-Tabasco. Por gasoducto vendrán el 76.5 por ciento de las importaciones y el resto vía marítima a través de GNL. El proyecto principal es Frontera los Ramones-Centro 1,221Km, negociado bajo la modalidad de contrato de servicios. A través del Gasoducto Sabinas-Los Ramones nos conectaremos

con el play Eagle Ford que entrará en operación en 2016. El gas que ingresa a B.C. es procedente de Canadá y sirve para alimentar las termoeléctricas.

Conclusión:

Mientras en EU y Canadá los recursos no convencionales son los que han logrado revertir la tendencia descendente de la curva de producción del shale gas y el tight oil, en México, por el momento, los campos no convencionales no representan una oportunidad para revertir las tendencias actuales.

Los desarrollos tecnológicos podrían mejorar la situación en territorio mexicano, si se logra su explotación sin la necesidad de agua, se evita el impacto ambiental adverso y dañar a las comunidades en donde su explotación se realiza. Habrá que trabajar duro.

GEMÜ®

Gemue Válvulas, S.A. De C.V.

Creando soluciones tangibles...

GEMÜ cuenta con válvulas de diafragma, válvulas de mariposa, válvulas de asiento inclinado y tipo globo, válvulas de metal recubiertas, bloques de válvulas multipuertos y equipo de medición de flujo.



Ave. Santa Fe 170 • German Centre 5-1-05
Col. Lomas de Santa Fe • C.P. 01210, México, D.F.
Enrique.Galan@gemue.mx • +52 (55) 7090 4161 & 7090 4179

www.gemue.mx