



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Potencial, Impacto y Desarrollo
de Shale Gas en México.**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Rodrigo Emanuel Euán Collí

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Néstor Martínez Romero



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedico este trabajo a

Dios

Adolfina Salazar

Emilia Cob.

Felipe Euan

Eduardo Collí

Por darme el mejor y el más grande de todos los regalos que tengo

Y podre tener en toda mi vida.

Mis padres.

Agradecimientos.

A mis padres,

Ubelina Collí y Felipe Euan

Mi más grande y profundo agradecimiento por su apoyo incondicional, por sus desvelos, sus preocupaciones, sus esfuerzos y su trabajo para darnos siempre lo mejor. Gracias por ser los pilares y el sostén en mi vida, los amo y estaré eternamente agradecido. Este trabajo y este esfuerzo de 5 años, hubiese sido imposible sin ustedes.

A mis hermanas

Jaina Euan y Andreina Euan

A mi Familia

A mi Alma Máter, La Universidad Nacional Autónoma de México,

A mis Amigos

Al Dr. Néstor Martínez Romero, director de este trabajo

A la Universidad Nacional de Colombia

A la Fundación Pablo García.

A Society of Petroleum Engineers

*Por mi raza
hablará el espíritu*

INDICE

CAPÍTULO I. ANTECEDENTES.....	8
RECURSOS PETROLEROS.....	8
<i>Recursos convencionales.</i>	10
<i>Recursos no convencionales</i>	10
SHALE GAS (GAS EN LUTITAS); DEFINICIÓN E IMPORTANCIA	13
<i>Historia</i>	14
<i>Características</i>	15
Estructural	15
Propiedades de la Roca	16
Composición	16
Porosidad y Tamaño de grano	16
Permeabilidad.....	17
Maduración Térmica.....	17
Tipo de Kerógeno	20
Carbono Orgánico Total (TOC).....	21
Composición del gas	22
CAPÍTULO II: “ETAPAS DEL DESARROLLO DE SHALE GAS”	23
IDENTIFICACIÓN DE YACIMIENTOS POTENCIALES.....	23
EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS Y PROSPECTOS	24
<i>Pozos de Exploración</i>	24
<i>Análisis Geoquímico</i>	24
<i>Registros de pozos</i>	25
<i>Estimación de Volumen original o Gas in-situ</i>	28
<i>Evaluación del potencial económico.</i>	29
CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	29
<i>Construcción del modelo del yacimiento</i>	29
<i>Simulación del yacimiento</i>	31
FASE DE DESARROLLO MASIVO	33
PERFORACIÓN	34
<i>Planeación y diseño de la perforación</i>	34
<i>Perforación horizontal</i>	36
Clasificación de los pozos horizontales.....	37
<i>Desarrollo y Mejora del Proceso de Perforación</i>	39
TERMINACIÓN	40
<i>Estimulación: Fracturamiento Hidráulico</i>	41
Fluido de Fracturamiento	43
Aditivos Químicos	44
Agentes de Sostén (Apuntalante)	44
Proceso del fracturamiento hidráulico	45
PRODUCCIÓN	46
<i>Aspectos clave para la recuperación económica.</i>	47
CAPÍTULO III: “INSTALACIONES ESPECIALES”	48
DISEÑO Y DESARROLLO DE INSTALACIONES ESPECIALES PARA SHALE GAS.....	49
<i>Diseño conceptual con base en un modelo teórico</i>	52
<i>Aplicación del modelo conceptual.</i>	54

CAPÍTULO IV. PROBLEMAS AMBIENTALES Y SU MANEJO	56
AUMENTO EN EL CONSUMO DE AGUA POTABLE	56
PROTECCIÓN DEL AGUA SUBTERRÁNEA	58
MANEJO DE AGUA CONTAMINADA.....	58
IMPACTOS EN LA CALIDAD DEL AIRE.....	60
SISMICIDAD INDUCIDA.....	62
ALTERACIÓN DE LA SUPERFICIE.....	63
CAPÍTULO V. DESARROLLO EN EUA.....	64
DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA PARA SHALE GAS EN EUA:	69
FORMACIÓN MARCELLUS (CUENCA APPALACHIAN)	70
<i>Características geológicas</i>	71
<i>Desarrollo</i>	72
Arrendamientos y Bonificaciones asociados a Marcellus	73
<i>Producción actual de shale gas en Marcellus</i>	74
<i>Utica continuación de Marcellus</i>	75
FORMACIÓN EAGLE FORD.....	75
<i>Características geológicas</i>	76
<i>Desarrollo</i>	78
<i>Producción actual de gas en Eagle Ford</i>	79
CAPÍTULO VI. DESARROLLO EN CANADÁ.....	80
POTENCIAL (FORMACIONES Y RECURSOS).....	81
ACTIVIDADES ACTUALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	84
<i>Western Canadá</i>	84
<i>Quebec</i>	87
<i>New Brunswick</i>	88
<i>Nova Scotia</i>	88
PERSPECTIVAS E IMPACTO.....	89
CAPÍTULO VII. PROYECTOS EN OPERACIÓN DE SHALE EN EL MUNDO	90
PANORAMA MUNDIAL DE SHALE GAS	90
RECURSOS DE SHALE GAS EN EL MUNDO.....	92
PROYECTOS EN OPERACIÓN	95
<i>Argentina</i>	95
Cuenca Neuquen	96
<i>China</i>	98
Sur de China: Las cuencas Sichuan, Jiangnan, Subei y la Plataforma Yangtze).....	100
<i>Polonia</i>	101
Cuenca Báltico	103
Cuenca Lublin	103
Cuenca Podlasie.....	103
<i>Argelia</i>	104
Cuenca de Ghadames	104

CAPÍTULO VIII. POTENCIAL, PERSPECTIVAS E IMPACTO DEL SHALE GAS EN MÉXICO.. 105

POTENCIAL	105
<i>Recursos Estimados</i>	106
<i>Infraestructura</i>	107
Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018	108
<i>Disponibilidad de Agua</i>	108
Restricciones en la disponibilidad de agua.	108
DESARROLLO DE SHALE GAS.	110
<i>Identificación de Provincias Geológicas Potenciales</i>	110
<i>Exploración</i>	111
<i>Resultados de la Exploración</i>	127
PERSPECTIVAS E IMPACTO.....	128
<i>Expectativas de Exploración y Extracción</i>	128
Provincia de Burro-Picachos	129
Provincia de Burgos	130
Provincia de Tampico-Misantla	130
<i>Abasto de Gas</i>	130

CAPÍTULO IX. REGULACIÓN. 133

PRINCIPALES ACTIVIDADES Y ELEMENTOS REGULADOS.	133
REGULACIÓN PARA SHALE GAS EN MÉXICO	135
<i>Permisos de Exploración y Producción</i>	138
<i>Transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos</i>	139
<i>Órganos reguladores coordinados en materia energética.</i>	140
Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos ...	140
<i>Ocupación de la superficie, sustentabilidad y enfoque de derechos</i>	141
<i>Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas</i>	145

CAPITULO X. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 149

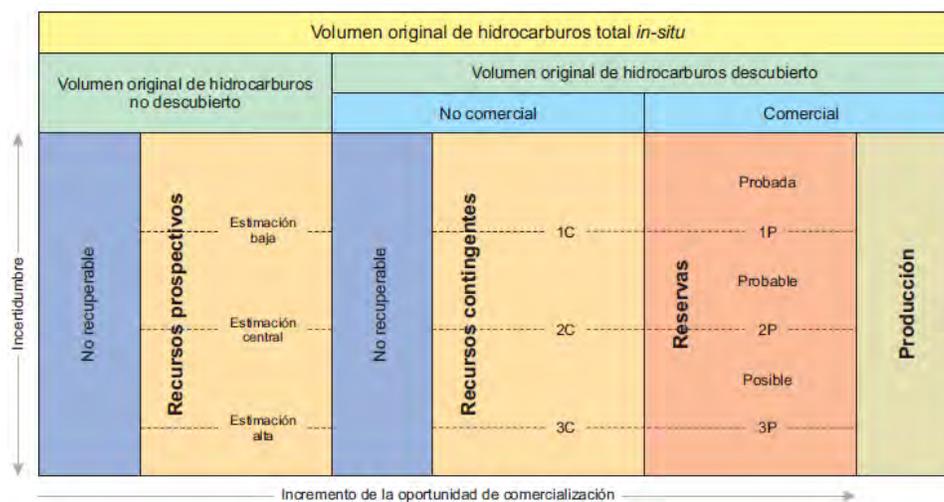
NOMENCLATURA..... 151

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA 152

Capítulo I. Antecedentes

Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que en inicio y a condiciones de superficie se estiman en el subsuelo. La clasificación de recursos se muestra en la figura 1.1, incluyendo a las diferentes categorías de reservas. El rango de incertidumbre enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos y de las reservas es variable, por lo que se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas. La producción, es el único elemento de la figura en donde no existe incertidumbre, debido a que ésta es medida, comercializada y transformada en un ingreso.



1. 1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos (PEMEX, PRMS, SPE 2007)

El volumen original de hidrocarburos total in-situ es la clasificación de los recursos a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales.

Volumen original de hidrocarburos descubiertos

Cantidad de hidrocarburos contenidos en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen hidrocarburos que se prevé será recuperado comercialmente dentro de esta clasificación es denominado reserva, mientras que la porción recuperable no comercial del volumen original de hidrocarburos descubiertos es denominado recurso contingente.

Reservas probadas

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales actuales.

Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De esta forma, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Volumen original de hidrocarburos no descubierto

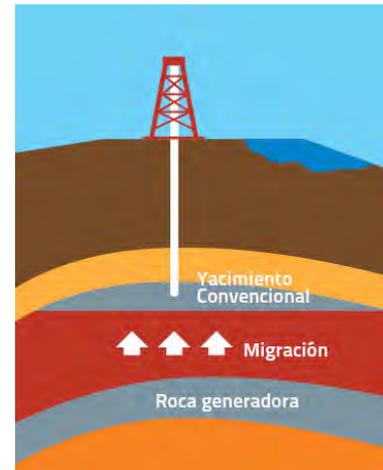
Cantidad de hidrocarburos que se estima, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. La porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto es llamado recurso prospectivo.

Aunado a lo anterior, y de acuerdo al PRMS, se han definido dos tipos de recursos que pueden requerir propuestas diferentes para su evaluación,

- Recursos convencionales y
- No-convencionales.

Recursos convencionales.

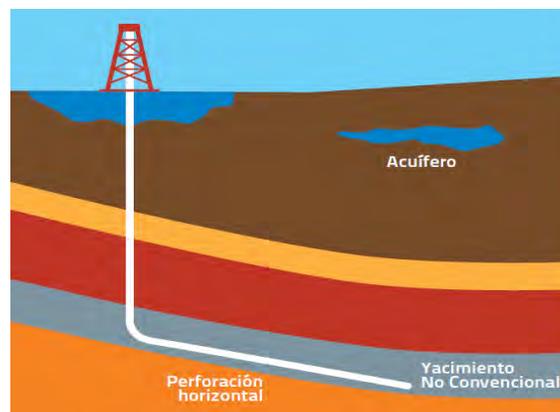
Son los hidrocarburos cuya acumulación es originada por procesos “convencionales” (migración desde una roca generadora hacia una roca almacén). Está presente en un sistema petrolero tradicional, rodeada por trampas y sellos estratigráficos. La producción de estos recursos se ve favorecida por mecanismos naturales de empuje y por medio de sistemas naturales de presión típicamente asociados a acuíferos. De esta forma, los hidrocarburos son recuperados mediante pozos verticales y normalmente requieren de un procesado mínimo previo a su venta.



1. 2 Esquema de un yacimiento convencional (ACP 2014)

Recursos no convencionales

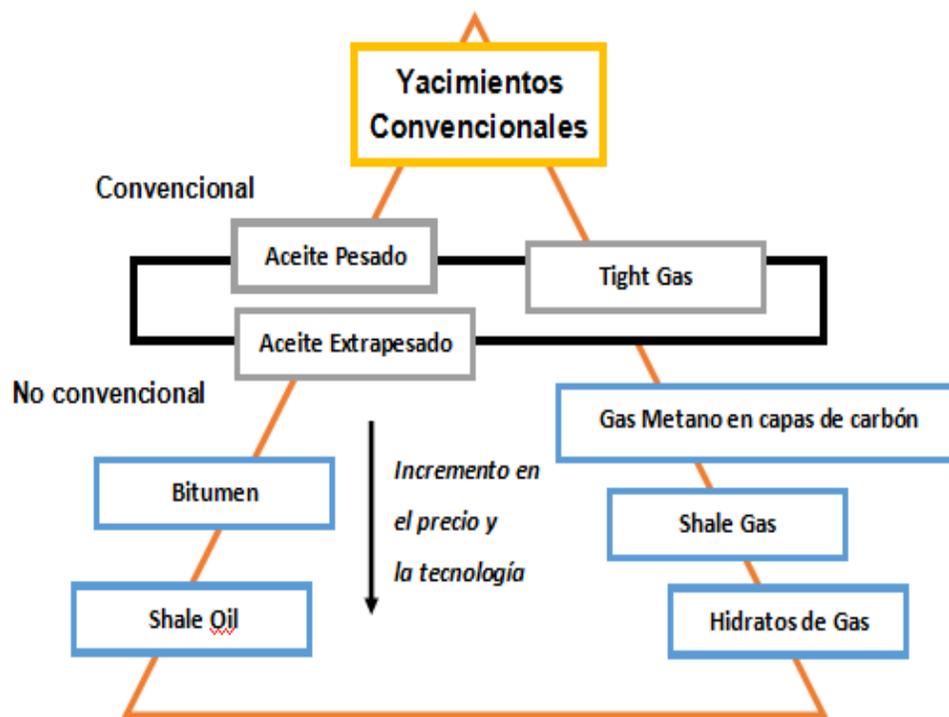
Los recursos no convencionales son hidrocarburos que se encuentran en condiciones del yacimiento que no permiten el libre movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables (permeabilidades menores a 0.1 mD) o por tratarse de hidrocarburos de muy alta viscosidad. Contrario a los recursos convencionales, estos hidrocarburos no se encuentran almacenados en un sistema petrolero tradicional al estar acumulados en la misma roca generadora. Por su parte cubren una superficie extensa y habitualmente no están confinados a la estructura geológica. Para extraerlos, estas acumulaciones requieren de tecnología especializada para su explotación, por ejemplo, perforación horizontal en combinación con el fracturamiento hidráulico masivo.



1. 3 Esquema de un yacimiento no convencional (ACP 2014)

A diferencia de la extracción de recursos convencionales que requieren una fuerte inversión inicial y una menor durante el resto de la vida útil del yacimiento, la extracción de recursos no convencionales requiere una inversión fuerte y constante durante todo el proceso de producción. El hecho de que los yacimientos de recursos no convencionales estén asociados a una mayor incertidumbre, menor porcentaje de recuperación, mayores inversiones de capital, pozos más costosos debido a la perforación horizontal y estimulación, este tipo de proyectos presentan menor rentabilidad y mayor periodo de repago de la inversión, que los proyectos de exploración y producción en yacimientos convencionales.

La relación entre los recursos convencionales y no convencionales es presentada en la siguiente figura:



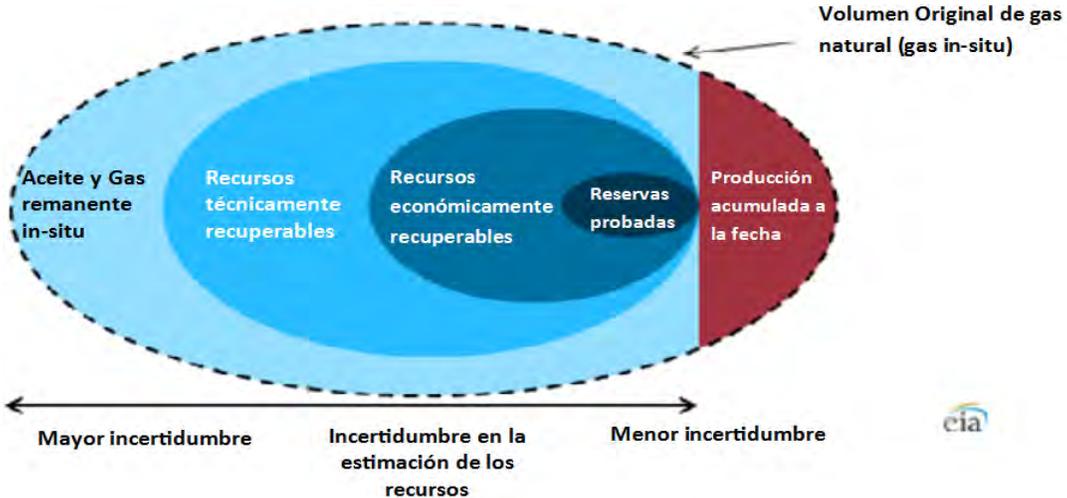
1. 4 Relación Recursos convencionales y recursos no convencionales.
Fuente Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.

Dentro de la clasificación de los recursos, previamente descrita, es importante distinguir en términos de recursos no convencionales, las siguientes definiciones.

- Recurso Técnicamente recuperable, y
- Recurso Económicamente Recuperable.

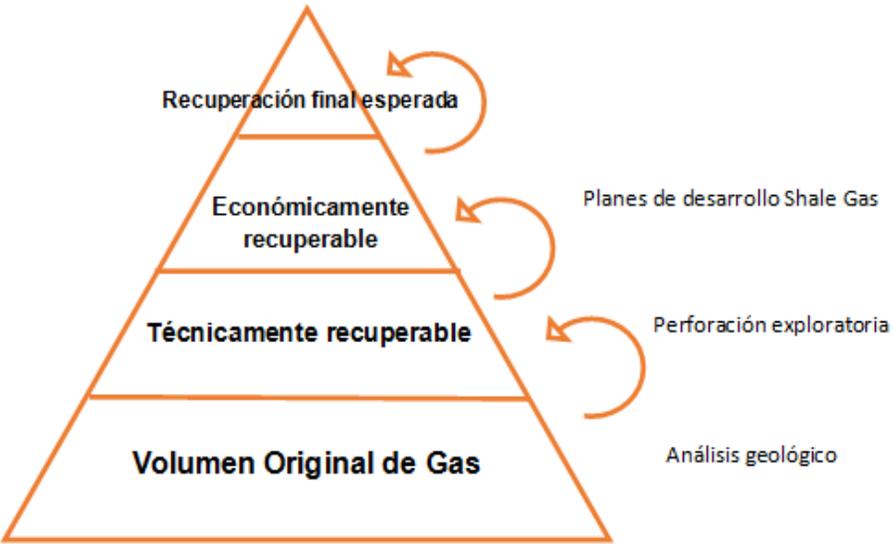
Los recursos técnicamente recuperables, son aquellos volúmenes de petróleo y gas que se pudieran producir con la tecnología actual, independientemente de los precios de mercado y los costos de producción.

Por otra parte **los recursos económicamente recuperables** son aquellos recursos que se pueden producir de manera rentable en condiciones actuales de mercado.



1. 5 Esquema de los tipos de recursos para YNC (EIA 2013)

La evolución de la clasificación de estos recursos es marcado por la etapa del proyecto.



1. 6 Evolución de la clasificación de los recursos

SHALE GAS (Gas en lutitas); Definición e Importancia

La lutita es una roca sedimentaria de granos finos que se forma por la compactación de partículas del tamaño de limos y arcillas. El 60% de la corteza sedimentaria de la tierra está compuesta por lutita, es la roca generadora más importante de la mayoría de los depósitos convencionales de hidrocarburos en todo el mundo (Butterworth-Heinemann, 1984). Con una nueva perspectiva si exhiben las características adecuadas, las lutitas ricas en materia orgánica tienen el potencial para actuar no solo como fuentes de hidrocarburos, sino también como yacimientos para explotar.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura. Se compone principalmente de gas metano en 95%, con cantidades variables de etano, propano, butano y otros gases. **El Shale gas puede entonces definirse como el gas natural que se encuentra alojado en depósitos de Lutitas, las cuales al ser rocas de baja permeabilidad su producción en cantidades comerciales demanda técnicas de fracturación para aumentar su permeabilidad y de esta manera inducir el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.**

Las rocas que en el pasado eran de poco interés para la extracción de hidrocarburos como lo fueron las rocas generadoras, hoy en día se buscan activamente como yacimientos potenciales. Los yacimientos de shale son un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de muy baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

El agotamiento de los recursos convencionales y los consecuentes avances tecnológicos han permitido durante las últimas décadas desarrollar yacimientos en los que la extracción en el pasado era inimaginable.

El desarrollo de dichos recursos significa para el país una oportunidad para aumentar las reservas, incrementar la producción futura de aceite y gas natural en el mediano y largo plazo, reducir las importaciones, incrementar y fortalecer la seguridad energética, así como para detonar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación y desarrollo económico regional.

Historia

A mediados de 1970, el Departamento de Energía de EUA realizó una serie de acuerdos con compañías privadas para el desarrollo de tecnologías que incrementaran la producción de gas, dichos acuerdos permitieron que entre 1980 y 1990, la compañías ***Mitchell Energy and Development*** se aventuraran a hacer trabajos de exploración en yacimientos no convencionales.

La formación Barnett es reconocida como la extensión productiva que inició el interés en el desarrollo de las lutitas como yacimientos productivos. El desarrollo de la lutita Barnett se remonta al año 1981 en que Mitchell Energy & Development perforaron un pozo exclusivamente para la producción de gas de lutitas.

La estimulación por fracturamiento hidráulico constituyó la primera tecnología para obtener el gas atrapado en las lutitas. Esta práctica genera permeabilidad en las rocas que poseen muy poca permeabilidad natural. El fracturamiento de la lutita desde pozos verticales producía tasas de producción inicialmente elevadas, sin embargo estas eran seguidas por una rápida caída de la producción. Los operadores notaron que era necesario un mayor contacto con el yacimiento para evitar estas declinaciones rápidas. De ese modo, junto con el fracturamiento hidráulico, el desarrollo de la perforación horizontal permitió el contacto con un volumen significativamente mayor de roca en el yacimiento del que era posible con pozos verticales. Mediante la combinación de estas dos tecnologías, las compañías que operaban en la lutita Barnett demostraron que podían liberarse volúmenes comerciales de hidrocarburos de las lutitas. La gratificación no fue inmediata; 20 años de innovaciones en materia de perforación y terminación de pozos, además de los incrementos de los precios de los hidrocarburos, crearon el marco que le confirió la viabilidad comercial a la extensión productiva.

El éxito de esta empresa permitió la inclusión agresiva de otras compañías, de tal manera que para el año 2005 *Barnett Shale* estaba produciendo casi medio trillón de pies cúbicos por año de gas natural (Boyer, C., 2011)

Las rocas por tanto tiempo ignoradas por la industria de E&P pronto se convirtieron en un tema de gran interés. Con posterioridad, se registraron éxitos en otras extensiones productivas de gas.

Características

Estructural



1. 7 Estructura típica de una lutita

Para los yacimientos no convencionales de aceite y/o gas en lutitas, estas mismas rocas actúan al mismo tiempo como generadoras y almacenadoras de hidrocarburos. Son estructuralmente alargadas, no se presenta complejidad y predomina la componente estratigráfica. Los estratos se presentan muy horizontales y suelen quebrarse en láminas en el sentido de la propia estructura laminar. Para la recuperación económica de shale gas, es indispensable una estructura sin fallamiento de largo alcance.

En estos yacimientos no convencionales de lutitas, no se tiene la presencia de un sello y una trampa de manera notable. Debido a las características petrofísicas de estas rocas, en donde la permeabilidad es demasiado baja, este tipo de rocas de grano muy fino pueden actuar como trampa y sello.

Las cualidades estructurales particularmente características de las lutita incluyen un grosor mayor a 100 ft. (30.5 m.).

Propiedades de la Roca

Composición

Es indispensable que la composición de la Lutita sea en particular relativa al cuarzo, al contenido de carbonato y arcilla para poder obtener mejor eficiencia en las fracturas. La roca debe poseer un contenido de arcilla menor del 40%, con la finalidad de evitar la plasticidad que reduzca la eficiencia en los trabajos de fracturamiento (Boyer, C., 2011).

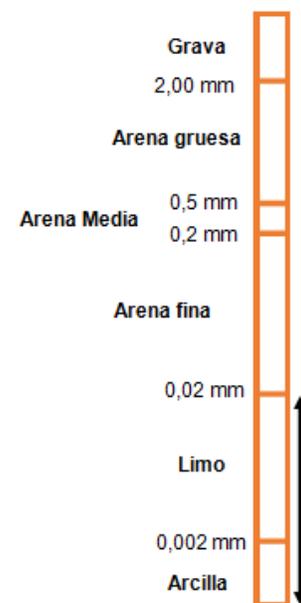
La composición de las lutitas es compleja y variada, debido a que los sedimentos que la constituyen consisten en productos de abrasión, productos finales de la erosión, además de agregados químicos y bioquímicos. Estos componentes químicos resultan de materiales precipitados de solución y depositados simultáneamente con la acumulación de arcillas, por ejemplo el carbonato de calcio en otros casos, son materiales agregados por reacción o de intercambio con el medio circulante.

Los factores de recuperación de 15% a 30% para el gas de Lutita fueron asignados sobre la base de la mineralogía (Boyer, C., 2011)

Porosidad y Tamaño de grano

Las lutitas a diferencia de las areniscas y conglomerados presentan en particular una granulometría más fina. El resultado más significativo del análisis del tamaño de grano, es la afirmación de que la mayoría de las lutitas contiene un gran porcentaje de limo y arcilla, sedimentos cuyo tamaño es del orden de 0.02 y 0.002 mm respectivamente.

Por otra parte los poros de las lutitas son tan pequeños que se miden en nanómetros, una mil millonésima 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 lutitas promedio tienen una porosidad del 13%, esto se debe a que el depósito inicial se ha compactado y deshidratado enormemente (Estrada, J., 2013)



1. 8 Clasificación Internacional

Permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos a través del espacio poroso, está en función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía. La permeabilidad natural de la matriz de la roca es extremadamente baja, generalmente del rango de nD, en este ambiente de muy baja permeabilidad el flujo de gas a través de la matriz es extremadamente limitado e insuficiente para su producción comercial

La permeabilidad al gas es por mucho el parámetro más difícil de cuantificar cuando se caracteriza a la lutita se habla (La cual puede variar de 1,000 a 0,1 nD) y también la más inestable dentro de la productividad del Shale Gas lo que provoca la imprevisibilidad en los pronósticos de la producción y la incertidumbre en las simulaciones de este tipo de yacimientos.

La evidencia empírica aportada por estos estudios indica que las permeabilidades de 100 nD definen un límite inferior para la producción económica de los yacimientos de gas de lutita (Boyer, C., 2011)

Maduración Térmica

Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren calor y tiempo. El calor aumenta gradualmente con el tiempo conforme la materia orgánica continúa siendo sepultada a mayores profundidades, bajo una carga de sedimentos cada vez más grande; el tiempo se mide a lo largo de millones de años. Mediante el incremento de la temperatura y presión durante el proceso de sepultamiento, y posiblemente acelerados por la presencia de minerales catalizadores, los materiales orgánicos liberan petróleo y gas. Este proceso es complicado y no se entiende completamente; sin embargo, el modelo conceptual es bastante directo. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. Con el sepultamiento y el incremento de la temperatura, la materia orgánica remanente se transforma en kerógeno. La mayor profundidad de sepultamiento y el incremento del calor transforman el kerógeno para producir bitumen, luego hidrocarburos líquidos y por último gas termogénico; empezando con gas húmedo y terminando con gas seco.

El proceso de sepultamiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos puede resumirse en general en tres grandes pasos.

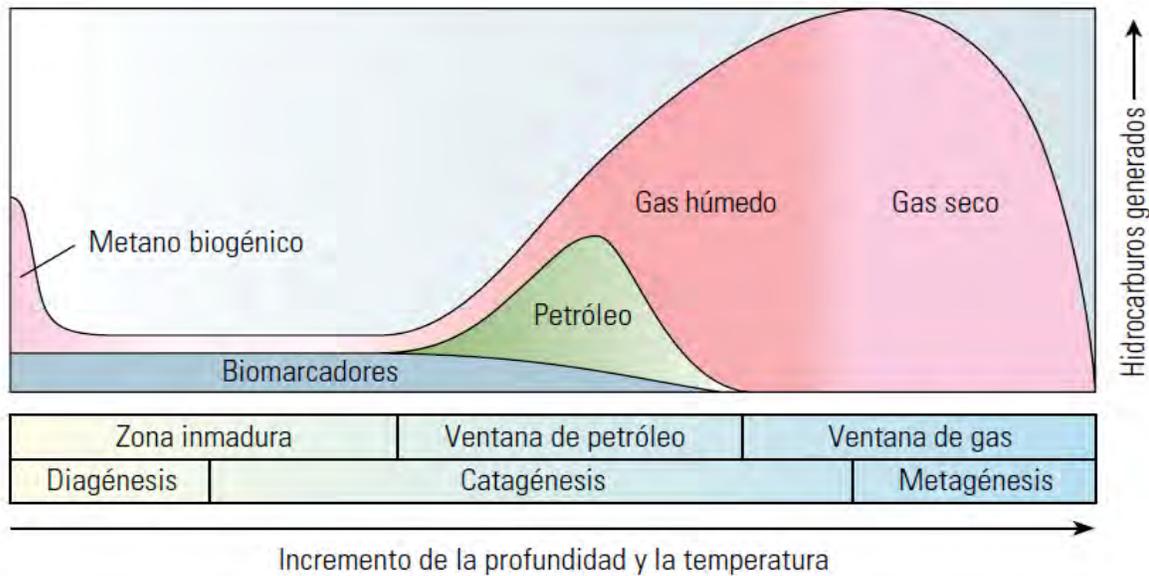
La diagénesis inicia el proceso. A menudo se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a baja temperatura, habitualmente a temperaturas inferiores a 50°C [122°F] aproximadamente. Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material. Los procesos biológicos también alterarán la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado. En esta etapa, la degradación bacteriana puede producir metano biogénico. Con el incremento de las temperaturas y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen.

La catagénesis generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando de ese modo el calor en el rango de aproximadamente 50° a 150°C [122° a 302°F], lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno. Los hidrocarburos son generados durante este proceso, siendo producido el petróleo por los kerógenos Tipo I, el petróleo parafínico por los kerógenos Tipo II, y el gas por los kerógenos Tipo III. Los incrementos de temperatura y presión posteriores producen el craqueo secundario de las moléculas de petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas de gas adicionales.

La metagénesis es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación casi total del kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío, o gas seco, junto con hidrocarburos no gaseosos, tales como CO₂, N₂ y H₂S. En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200°C [302° y 392°F] aproximadamente.

En general, este proceso de alteración del kerógeno, comúnmente conocido como “maduración,” produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno cada vez mayor, llegando finalmente al gas metano. Y a medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez asociada con la temperatura, su composición química cambia progresivamente, transformándose en un residuo carbonáceo con contenido de hidrógeno decreciente, que finalmente termina como grafito.

La preservación y maduración de la materia orgánica no son procesos exclusivos de las lutitas gasíferas. El modelo de generación de petróleo y gas en realidad es el mismo para los recursos convencionales y no convencionales. Sin embargo, la diferencia es la localización. En los yacimientos convencionales, el petróleo y el gas migran desde la roca generadora hasta la trampa de arenisca o carbonato. En los yacimientos de gas de lutita no convencionales, los hidrocarburos deben ser producidos directamente desde la roca generadora.



1. 9 Transformación térmica del Kerógeno (Schlumberger)

A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (R_o) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón.

La reflectancia R_o se determina mediante mediciones con microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca: los valores generalmente varían de 0% a 3%. **Las mediciones mayores que 1,5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas (Boyer, C., 2011).** Los valores de R_o entre 0,6% y 0,8% indican petróleo y entre 0,8% y 1,1% indican gas húmedo. Inicialmente, el petróleo y el condensado se consideraban indicadores negativos para el desarrollo de lutitas; sin embargo, algunos operadores han tenido éxito produciendo petróleo y condensado en conjunto, en estos casos los valores de R_o más bajos pueden ser considerados como indicadores positivos. Un valor de reflectancia menor que 0,6% es un indicador de kerógeno inmaduro, que no ha sido expuesto a las condiciones térmicas suficientes durante un período de tiempo adecuado para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos.

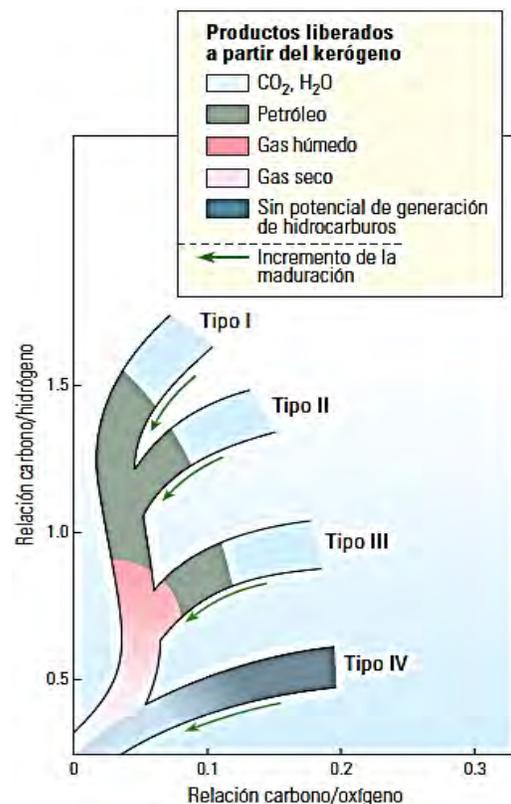
Tipo de Kerógeno

Los diferentes materiales orgánicos generan diferentes tipos de kerógenos. Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de kerógeno es más propenso a generar productos específicos: petróleo, gas húmedo, gas seco y elementos no hidrocarbúricos. El kerógeno, un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica, es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos. El kerógeno ha sido clasificado en cuatro grandes grupos, cada uno de los cuales posee una incidencia clara sobre el tipo de hidrocarburos que se producirán en caso de que exista producción.

Kerógeno Tipo I: Generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura. Los kerógenos de Tipo I no abundan y son responsables de sólo un 2.7% de las reservas de petróleo y gas del mundo.

Kerógeno Tipo II: Generado habitualmente en medios reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y posee bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración. El azufre se asocia con este tipo de kerógeno, ya sea como piritita y azufre libre, o en estructuras orgánicas de kerógeno.

Kerógeno Tipo III: Proveniente principalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I o II, en consecuencia genera mayormente gas seco.



1. 10 Evolución de Kerógeno (Schlumberger)

Kerógeno Tipo IV: Generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos redepositados después de la erosión. Antes de la sedimentación, puede haber sido alterado por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno está compuesto por materia orgánica residual, con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” sin potencial para la generación de hidrocarburos.

A partir de este análisis, podemos plantear la siguiente generalización: los kerógenos marinos o lacustres (Tipos I y II) tienden a producir petróleo, mientras que los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas. **Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los Tipos II y III, son más comunes y de mayor interés para los Yacimientos de Shale Gas.**

Carbono Orgánico Total (TOC)

El TOC es la cantidad de material disponible a convertir en hidrocarburos y representa una medida cualitativa del potencial de la roca generadora, se expresa en porcentaje respecto al peso.

Si estas lutitas poseen efectivamente la capacidad de generar hidrocarburos, y si generan petróleo o gas, depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen. Las lutitas ricas en contenido orgánico son los principales objetivos de exploración. Se caracterizan por mayores niveles de carbono orgánico total en comparación con las otras lutitas: varían de 2% a 10%. En general cuanto mayor sea la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación.

Carbono orgánico total, % en peso	Potencial de los recursos
< 0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy Bueno
> 10	Desconocido

1. 11 Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos. (Schlumberger)

Los valores del TOC pueden variar significativamente a través de una sección de yacimiento. Los valores de mayor interés para el desarrollo de yacimientos de Shale Gas deberán tener un porcentaje de TOC mayor a 2.

Composición del gas

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples compuesta principalmente de metano (CH_4), pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados; también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua.

Los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos convencionales y no convencionales son iguales, se trata del mismo gas y del mismo petróleo. Lo que los hace distintos es el tipo de yacimiento en el que se encuentran.



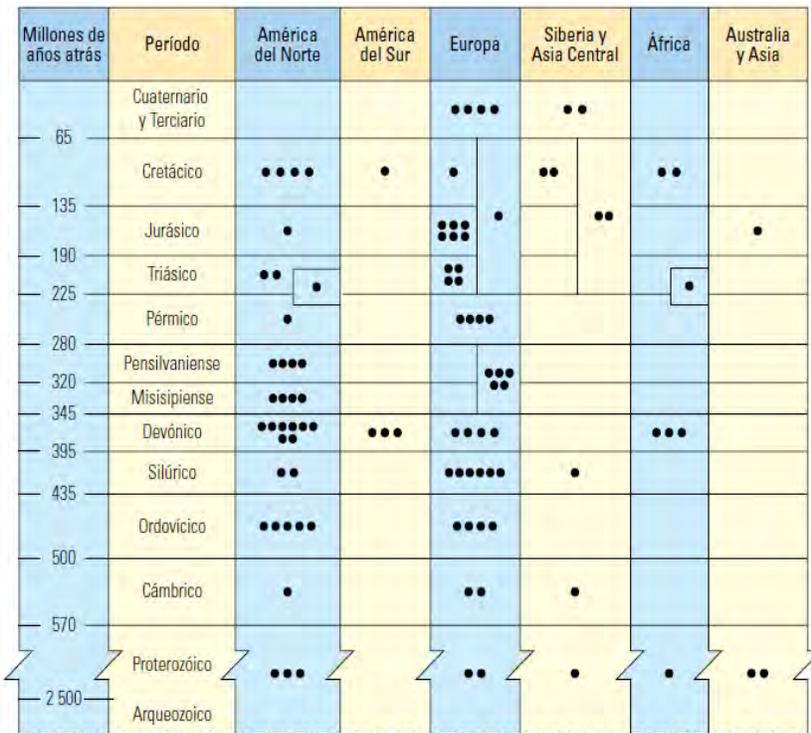
1. 12 Composición del Gas (PEMEX)

Capítulo II: “Etapas del Desarrollo de Shale Gas”

Identificación de yacimientos potenciales.

Gracias a los estudios geológicos previos y a la basta información obtenida de pozos perforados con anterioridad, se identifican zonas potenciales que cumplan con los requisitos de contenido orgánico y de la madurez térmica dada la profundidad y tiempo geológico.

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: **altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros depósitos de lutitas.** Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas, que incluyen el período devónico durante el cual el clima era cálido, el nivel del mar era elevado y gran parte de la tierra estaba cubierta por mares tropicales. El período devónico no fue el único durante el cual se formaron gruesos depósitos de sedimentos ricos en contenido orgánico. Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el período precámbrico hasta los tiempos modernos, la mayoría de las lutitas con gas se concentran en sedimentos de un rango de tiempos geológicos que comienzan en el periodo ordovícico y se extiende a lo largo del periodo pensilvaniense (Alexander, T., 2011):



La tectónica, geografía y las condiciones climáticas contribuyen a la depositación de sedimentos ricos en contenido orgánico. Las lutitas marinas ricas en contenido orgánico se encuentran en todo el mundo. (Los círculos negros representan la cantidad de ocurrencias por cada edad)

Los yacimientos shale de interés en México se encuentran en formaciones del Jurásico y Cretácico.

2. 1 Distribución mundial de lutitas marinas orgánicas por período geológico

Evaluación de yacimientos y prospectos

Pozos de Exploración

En esta etapa de evaluación se perforan pozos con el objetivo de recabar información para evaluar el potencial del yacimiento, la trayectoria vertical del pozo de evaluación se utiliza para obtener información de la columna geológica e interpretar los datos de los registros geofísicos, por su parte la trayectoria horizontal permite obtener información para el diseño del fracturamiento hidráulico y de terminación de pozo, obteniendo la longitud lateral optima de la fractura.

Durante las primeras etapas de una campaña de perforación, la extracción de núcleos desempeñará un rol significativo en un programa de evaluación de formaciones

Análisis Geoquímico

El potencial generador de las rocas es determinado a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita, a menudo en conjunto con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, recortes de formaciones y muestras de afloramientos.

El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos, realizando con estos estudios para conocer el carbono orgánico total y la reflectancia de la vitrinita entre otros.



1. 13 Núcleos de Lutita

Registros de pozos

Otras propiedades de la lutita se pueden estimar a partir de los registros de pozos, que en ciertos casos producen respuestas sísmicas características. Los registros de pozos se utilizan además para indagar acerca de la compleja mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de Shale, son: **rayos gamma, resistividad y datos acústicos**; con el agregado de **datos de espectroscopía de captura de neutrones**. De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y gas, las formaciones de Shale gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

El registro de **rayos gamma**, proporciona uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La materia orgánica generalmente contiene mayores niveles de elementos con radiación natural: torio, potasio y uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales. Debido a que éstas tienen una mayor concentración de materia orgánica que otros sedimentos, las lutitas ricas en contenido orgánico a menudo muestran cuentas de rayos gamma de más de 150 gAPI.

En el registro de **Resistividad** las mediciones de resistividad en el Shale Gas por lo general son más elevadas que en las lutitas vecinas que no tienen potencial de gas.

Las mediciones de porosidad también tienen características diferentes en el Shale Gas. Las lutitas ricas en contenido orgánico con potencial para la producción de hidrocarburos, muestran mayor variabilidad entre la separación de las mediciones de porosidad de la densidad y la porosidad neutrón (mayor porosidad derivada del registro de densidad y menor porosidad neutrón) a diferencia de las lutitas convencionales que presentan una separación uniforme.

Esta variabilidad entre la separación de las **mediciones de porosidad de la densidad y la porosidad neutrón** en el Shale Gas, se debe en parte a la presencia de gas en la roca, la cual disminuye el índice de hidrógeno y la porosidad neutrón resultante.

De igual manera puede darse una menor porosidad neutrón debido al menor contenido de minerales arcillosos en las lutitas orgánicas en comparación con las lutitas típicas.

Para calcular correctamente la porosidad a partir del **registro de densidad** en una lutita, los ingenieros deben conocer la densidad de grano de la roca en cuestión. La densidad de grano se deriva principalmente de la herramienta de espectroscopía de captura elemental (ECS). La herramienta ECS también proporciona una estimación del kerógeno para la corrección de la densidad de grano.

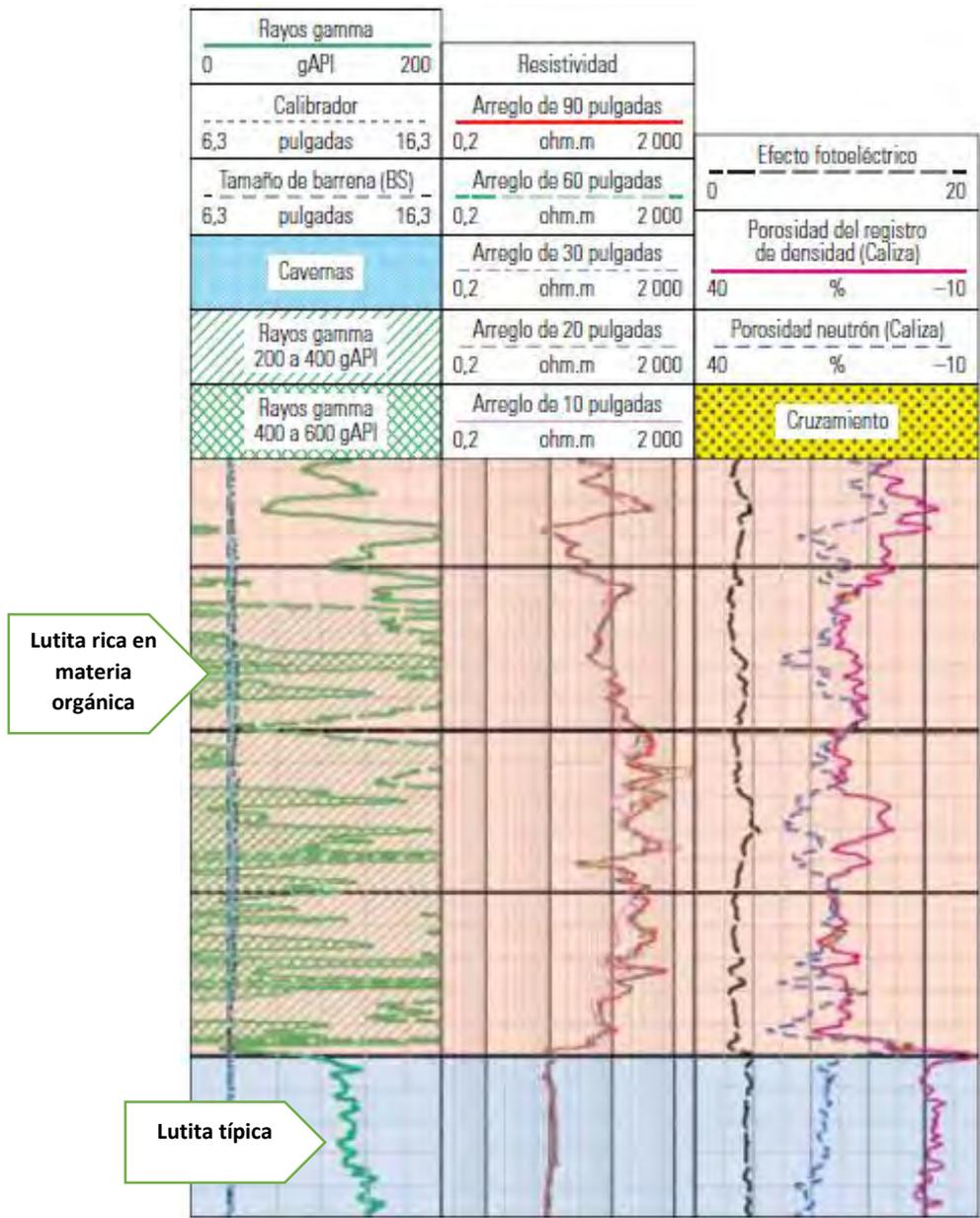
Las mediciones acústicas son especialmente aquellas que proporcionan las propiedades mecánicas para los medios anisotrópicos de lutitas, también son muy necesarias para comprender la productividad a largo plazo de los pozos de Shale Gas. Las propiedades mecánicas que se pueden obtener a partir de las herramientas acústicas incluyen **el módulo de compresibilidad, el coeficiente de Poisson, el módulo de Young, el límite elástico, el módulo de corte y la resistencia a la compresión**. Estos valores se calculan a partir de las mediciones de las ondas compresionales, de corte y de Stoneley. Cuando se presenta una gran diferencia entre los módulos de Young medidos en sentido vertical y horizontal, el esfuerzo de cierre será mayor que en las rocas isotrópicas. Estos intervalos anisotrópicos generalmente están asociados con rocas que tienen altos contenidos de arcilla así como también con arcillas hinchables. Estas rocas ricas en arcilla son malas candidatas tanto para el posicionamiento de pozos horizontales como para la estimulación por fracturamiento hidráulico. El esfuerzo en estos intervalos será mayor, y será más difícil retener la conductividad de la fractura durante la producción, ya que el apuntalante tiende a incorporarse en la formación dúctil.

La porosidad sónica es otra medición acústica que facilita el análisis de las lutitas. Para las lutitas, la porosidad sónica es generalmente mucho menor que la porosidad neutrón. Es una función de los grandes volúmenes de agua ligada a las arcillas que se encuentran comúnmente en las lutitas. Cuando la porosidad sónica es mucho mayor que la porosidad neutrón, puede indicar la presencia de gas, en lugar de agua, en el espacio poroso. Cuando los valores de las porosidades sónicas y neutrón son similares, la lutita puede ser propensa a la acumulación de petróleo.

Los registros de imágenes de fondo de pozo adquiridos con herramientas operadas con cable, sirven para identificar la presencia de fracturas naturales e inducidas por la perforación, y para definir su orientación y concentración. A partir de estos datos, los intérpretes pueden determinar si las fracturas naturales están cerradas (mineralizadas) o abiertas. Los ingenieros utilizan esta información para optimizar el posicionamiento lateral y seleccionar los intervalos de disparos a lo

largo del pozo horizontal. Mediante el análisis de fracturas inducidas por la perforación, también pueden inferir el estado de los esfuerzos en la zona vecina a la pared del pozo.

Se presenta un registro de triple combo convencional utilizado por los petrofísicos para identificar posibles depósitos de lutita orgánica.



2. 2 Registro Triple Combo (Schlumberger)

En comparación con la lutita convencional sombreada de color azul (últimos 50 metros), la sección de lutita orgánica (sombreado rojo) tiene lecturas de rayos gamma mayores a 150 gAPI, valores de resistividad más elevados y variables, Las porosidades de los registros de densidad y neutrón muestran variabilidad, mayores valores de porosidad del registro de densidad y la porosidad neutrón tiene un mayor grado de variabilidad. La porosidad neutrón a menudo es menor en las lutitas orgánicas debido a que éstas tienen un menor volumen de agua ligada.

Estimación de Volumen original o Gas in-situ.

La producción de gas de lutita, en el largo plazo y con regímenes económicos, depende principalmente del volumen de gas in situ, la calidad de la terminación y la permeabilidad de la matriz. El gas in situ es a menudo el factor crítico para la evaluación de la economía de un yacimiento. Los registros históricos, tales como las secciones de afloramientos, los mapas geológicos de campo de las lutitas ricas en contenido orgánico y los datos de pozos previos pueden resultar vitales para la elaboración de estimaciones preliminares de Shale Gas in situ.

Los núcleos de lutita proveen mediciones directas que los geocientíficos utilizan para determinar volumen original. El gas está contenido en los espacios porosos y en las fracturas, o se encuentra adherido en sitios activos de la superficie, en conjunto, esta combinación de gas intersticial y gas adsorbido conforma el contenido de gas total de una lutita. Mediante la determinación de las proporciones de gas intersticial y gas adsorbido bajo condiciones de yacimiento, los geocientíficos pueden calcular el gas in situ utilizando una variedad de técnicas.

La experiencia adquirida a través del análisis de núcleos ha demostrado que las lutitas termogénicas maduras se encuentran saturadas predominantemente por gas intersticial, con una fracción de gas adsorbido que oscila entre el 50% y el 10%. Contrariamente, las lutitas biogénicas inmaduras se encuentran saturadas predominantemente por gas adsorbido, con cantidades más pequeñas de gas intersticial (Boyer, C., 2005).

El gas libre, el absorbido y el total se calculan y se presentan en unidades de miles de millones de pies cúbicos por milla cuadrada (mmmpc/mi²). La concentración de los recursos de gas presentada en miles de millones de pies cúbicos/sección ayuda a cuantificar el potencial total de un yacimiento de lutitas prospectivas.

Evaluación del potencial económico.

En particular, la porosidad, la saturación de fluidos, la permeabilidad y el contenido orgánico, son importantes para determinar si una lutita posee potencial para un desarrollo.

Parámetro	Valor Esperado
Carbono orgánico total	>2%
Porosidad	>4%
Kerógeno	I y II
Ro	1.35-3%
Espesores	>30 metros
Extensión	>kilómetros
Contenido de cuarzo	50-70% favorece el FH
Contenido de Arcilla	<40% dificulta el FH
Saturación de agua	<45%
Saturación de petróleo	<5%
Permeabilidad	>100 nD
Estructuralmente	Sencillo con bajo fracturamiento natural.

2. 3 Parámetros adecuados para el desarrollo comercial de shale gas. Elaboración propia de varias fuentes

La experiencia ha demostrado que los yacimientos de Shale Gas deben satisfacer o exceder estos parámetros para ser comercialmente viables. Estos datos conforman la base para la estimación del potencial de producción económica, identificando las unidades prospectivas a las que apuntar como objetivos de terminación, y para el desarrollo de evaluaciones costo-beneficio de las operaciones de terminación de pozos laterales y verticales

Caracterización del yacimiento

Construcción del modelo del yacimiento

La evaluación de yacimientos se complica por el hecho de que el gas de lutita es producido de formaciones que son notoriamente heterogéneas. Las calidades de las lutitas pueden variar abruptamente en las direcciones verticales y laterales, con intervalos que poseen gran potencial prospectivo yuxtapuestos con secciones de calidades más pobres. Las lutitas de calidad de yacimiento pueden expandirse o acuñarse lateralmente, a lo largo de distancias relativamente cortas, mientras que el espesor bruto de las lutitas permanece inalterado.

Datos indispensables para la caracterización completa de yacimientos de shale gas

Dato	Uso
TOC	Indica la capacidad de absorción y la riqueza de materia orgánica en la roca generadora.
Contenido de Gas	Es un indicador del contenido de gas in-situ, contenido de gas intersticial y gas adsorbido.
Isoterma de adsorción	Es la relación a temperatura constante, que describe el volumen de gas que puede ser adsorbida en una lutita en función de la presión.
Composición del gas	Se usa para cuantificar el porcentaje de metano, dióxido de carbono, nitrógeno, etano, etc., en el gas. Se utiliza además para construir isotermas de adsorción de compuestos.
Evaluación de la Pirolysis de la roca	Evalúa la madurez termina y el potencial generador de hidrocarburos de la materia orgánica en una muestra de lutita
Análisis Mineralógico	Determina el contenido de cuarzo y arcilla, por medio de técnicas de petrografía, difracción de rayos X, microscopía electrónica de barrido y técnicas similares.
Reflectancia de la Vitrinita	Indica el valor de la cantidad de luz reflejada en la vitrinita. Es un Parámetro rápido y barato de obtener para determinar la madurez térmica.
Descripción de núcleo	Para describir las características litológicas de la roca como, matriz, tamaño del grano, empaque, fracturas, etc.
Sísmica 3D	Se utiliza para determinar las características de la formación de shale, incluyendo extensión lateral, el grosor, fallas, y zonas con mayor fragilidad y saturación de gas.
Tipo de Kerógeno	Se utiliza para evaluar si las rocas son propensas a producir, aceite, gas o carbón.
Análisis de núcleo	Fundamental para el análisis de porosidad total, saturaciones de fluido, densidad aparente, y permeabilidad de la matriz.
Registros convencionales	Registros SP, GR, resistividad, Microlog, Caliper, Densidad, Neutrón, Sónico y registros de temperatura utilizados para proporcionar, espesor, porosidad, y saturaciones de gas adsorbido.
Registros especiales	Puede incluir registros de imágenes de fondo (fracturas), registros de RMN (agua libre, saturación de gas), de pulsos de neutrones, registros geoquímicos (mineralogía), sónica dipolar (propiedades geomecánicas), GR espectral (tipos de arcilla), etc.
Pruebas de presión	Se usan para determinar, presión estática del yacimiento, permeabilidad, factor de daño, y detectar comportamiento fractura-yacimiento.
Propiedades geomecánicas	Se estima el Módulo de Young y el coeficiente de Poisson para la determinación de fragilidad, orientaciones y magnitudes de tensión en las lutitas para predecir el crecimiento de la fractura.
Microsísmica	Se utiliza para evaluar la geometría de las fracturas hidráulicas y volúmenes estimulados.
Diagnóstico de fractura	Conocer presiones de tratamiento, estrés de cierre, los volúmenes bombeados, volúmenes de flujo de retorno, etc. El objetivo es evaluar la calidad de la estimulación.
Gastos de agua y gas	Comprender el comportamiento de los pozos de manera individual.
Presión de fondo	Preferentemente registrados en incrementos cortos (cada 10 minutos) durante la etapa inicial de producción del pozo. Se puede obtener presiones de fondo fluyente.
Trazadores	Trazadores químicos o radioactivos, con el fin de conocer que etapas del fracturamiento contribuyen en la producción.
Instalaciones	Conocer las variaciones en la presión de la línea, etc., aquellas que afecten a las tasas de producción en el pozo.
Simulación Numérica del Yacimiento	Utilizado para comprender los mecanismos en el yacimiento, predicción del comportamiento de los pozos y para estimar los factores de recuperación.
Análisis de Curvas de declinación	Evalúa el desempeño del pozo.
Yacimientos análogos	Útiles para estimar ritmos de producción y factores de recuperación, siempre y cuando exista una fuerte analogía entre los parámetros del yacimiento.

2. 4 Datos Indispensables para la caracterización completa de yacimientos de shale gas (Modif PRMS, SPE 2013)

La caracterización de la calidad del yacimiento y la comprensión de las causas sedimentarias y ambientales subyacentes de la heterogeneidad local, plantean por lo tanto desafíos fundamentales para la exploración y producción de los yacimientos de gas de lutita.

El producto de registros integrados, además de caracterizar las propiedades petrofísicas y geomecánicas del yacimiento, ayuda a los ingenieros a determinar la profundidad para comenzar a perforar el tramo lateral.

Antes de perforar, los geólogos e ingenieros deben identificar las capas que tienen las mejores características geomecánicas y de yacimiento, luego perforar y terminar dentro de estos intervalos de alta calidad. Los recursos en lutitas generalmente cubren grandes áreas geográficas y sus características de registros pueden no variar significativamente en sentido lateral en toda la cuenca. Sin embargo, la sutil, y a veces no tan sutil, heterogeneidad lateral dentro de estas secuencias resulta en áreas con características que contribuyen a una mejor producción y estimulación por fracturamiento hidráulico. Estos sectores ideales, incluyen zonas con alto potencial de gas; es decir, que tienen buena calidad de yacimiento (RQ) y zonas que pueden ser estimuladas de manera óptima; es decir, que tienen buena calidad de terminación (CQ). Los geólogos construyen modelos detallados para estimular el yacimiento e intentar identificar las partes del yacimiento con las mejores calidades RQ y CQ. Estos modelos pueden perfeccionarse a medida que se perforan más pozos y se dispone de mayor cantidad de datos.

Las características geológicas, especialmente las fracturas naturales, afectan la productividad del pozo. El conocimiento de la densidad y orientación de las fracturas, y de las propiedades de los esfuerzos locales, puede ayudar a los ingenieros a tomar las decisiones sobre la ubicación y espaciado de los pozos, así como también a optimizar el programa de estimulación por fracturamiento.

Simulación del yacimiento

La mayoría de los simuladores de yacimientos modelan yacimientos de gas convencionales en los que el gas se almacena en un solo sistema de porosidad. Para el Shale Gas se requiere un enfoque diferente. Los simuladores que utilizan el método de diferencias finitas, tales como el módulo Shale Gas del software de simulación de yacimientos ECLIPSE, consideran el gas almacenado en los espacios porosos de una matriz de lutita compacta, el gas adsorbido en la materia orgánica contenida en una lutita y el gas libre contenido en las fracturas naturales presentes en la formación arcillosa.

Estos simuladores de yacimientos permiten que los operadores incorporen todo lo que saben acerca de la roca a medida que construyen modelos de un solo pozo y de campo completo de sus yacimientos. Las características de los yacimientos, tales como espesor productivo neto, presión del yacimiento, temperatura, contenido de gas, saturación de agua, geometrías de fracturas naturales, porosidad de la matriz, TOC y las funciones de las isothermas de adsorción de metano pueden factorizarse fácilmente en los modelos. Con esta información, los operadores pueden estimar el gas in situ para sus yacimientos.

Las mediciones de permeabilidad de la matriz y las geometrías de las fracturas hidráulicas, resultantes del modelado posterior a los tratamientos de estimulación y de la interpretación microsísmica, también pueden incorporarse en el modelo. La permeabilidad volumétrica del sistema puede estimarse mediante la utilización del modelo para calibrarse con la producción de gas y agua observada. Mediante la construcción de un modelo que se ajuste con precisión al desempeño real de la producción del pozo, el operador puede predecir la recuperación final estimada para un área.

La simulación de yacimientos es particularmente importante por su capacidad de realizar diversos tipos de análisis de sensibilidad. Estos análisis incluyen diseños de pozos óptimos, consideración de trayectorias horizontales-verticales, diseño de tratamientos de estimulación óptimos, número y tamaño de los tratamientos y distribuciones de pozos óptimas, basadas en diferentes escenarios de espaciamientos. Estos escenarios proveen a los operadores la oportunidad de tomar decisiones de desarrollo futuras sobre la base de la ciencia, la ingeniería y la economía.

“Al recolectar la información obtenida de la perforación de los pozos exploratorios, conocer los aspectos únicos del yacimiento, haber caracterizado el yacimiento y tener certeza en la generación de los pronósticos de producción, se puede realizar la evaluación económica del yacimiento. Es la evaluación económica la que define si se procederá con el desarrollo del campo o no” (Kennedy, et al., 2012).

Fase de desarrollo masivo

La fase de desarrollo del campo es el proceso encargado de la planeación de la explotación del yacimiento. Es aquí donde se define el tipo y número de pozos, el ritmo de perforación y las formaciones que se explotarán. El plan de desarrollo deberá contener elementos fundamentales de los pozos como:

- Tipo de pozo.
- Posicionamiento.
- Profundidad.
- Dirección.
- Espaciamiento. (Kennedy, et al., 2012)

Es aquí donde se incluye el diseño de la perforación, terminación y estimulación de los pozos.

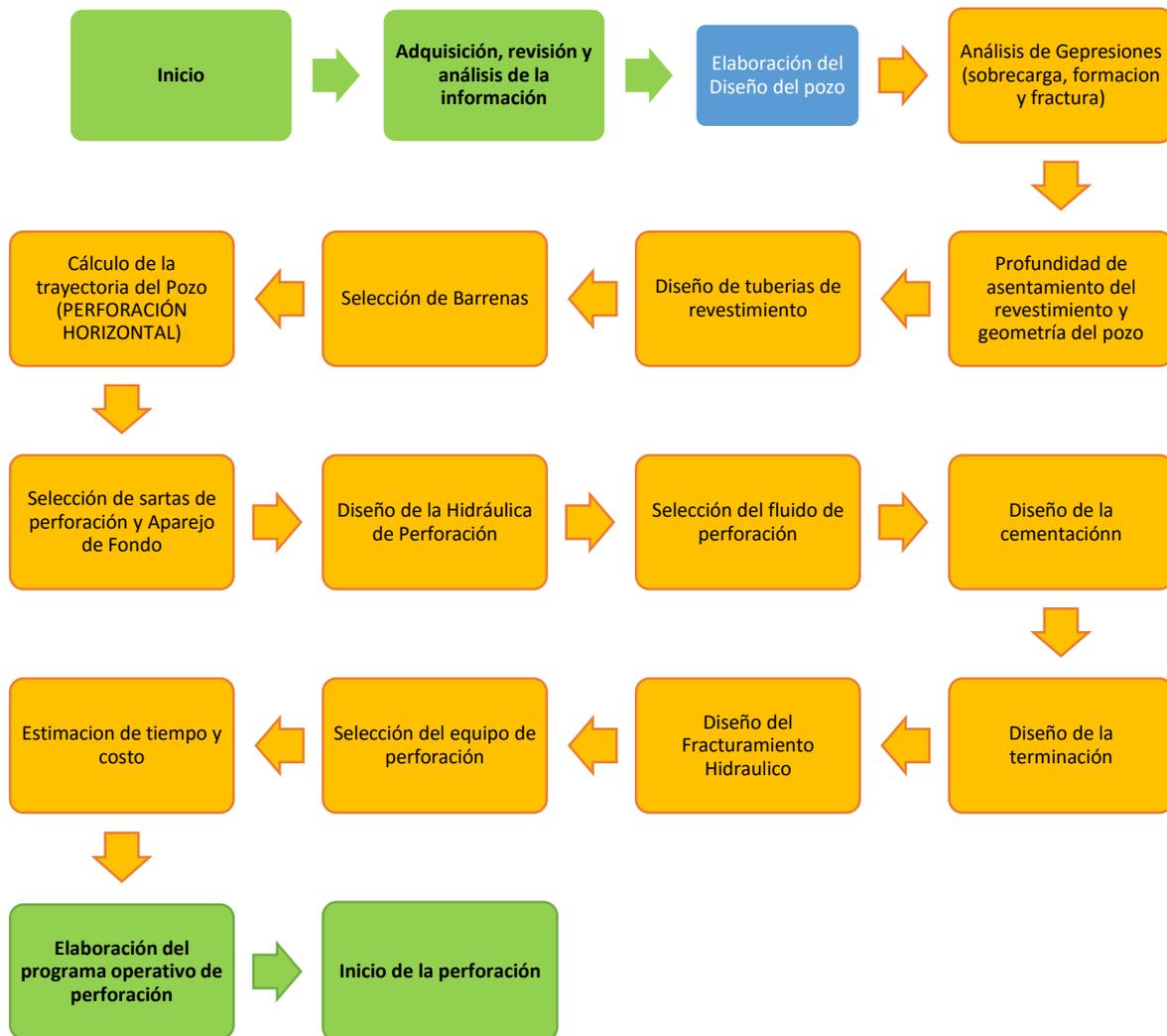
Los principales objetivos de la fase de desarrollo son (Kennedy, et al., 2012):

- La implementación del Plan de Desarrollo del Campo.
- Colocación de las instalaciones superficiales de producción y de exportación, incluyendo las estaciones de compresión y gasoductos.
- Diseño de los pozos y optimización de los costos de perforación.
- Refinación y optimización de los diseños de fracturamiento hidráulico y terminación de pozos.

Perforación

Planeación y diseño de la perforación

La planeación de la perforación es el paso de crear el diseño del pozo, el programa de operación y el programa de supervisión, previo al inicio de las actividades a gran escala de la perforación. **El diseño de la perforación**, por otra parte es el proceso de ingeniería que se realiza para establecer las características estructurales del pozo; los materiales, herramientas y equipos a utilizar; y las técnicas y tecnologías de perforación, evaluación y terminación del pozo. La figura describe el proceso de planeación y diseño de la perforación un pozo.



2. 5 Proceso de la planeación y diseño de la perforación (Adaptado de PEMEX)

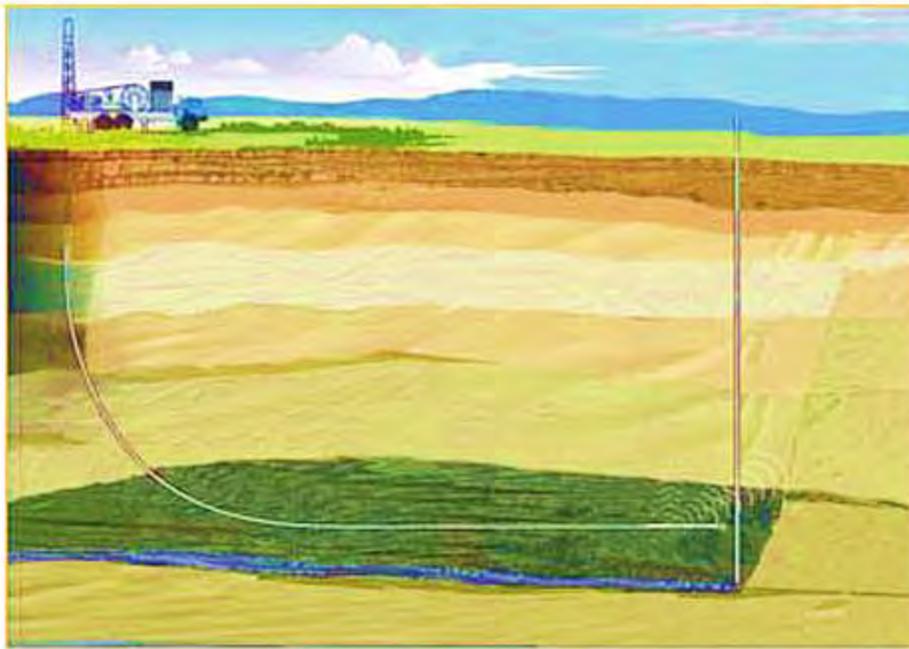
El aspecto más importante en la preparación de la planeación del pozo y la subsiguiente aplicación de la Ingeniería de Perforación, es determinar las características y problemas que pueden ser encontrados en el pozo. Para realizar lo anterior es necesario recopilar y verificar los estudios geológicos y sísmológicos del área, así como información de campos o pozos cercanos. En forma general la información mínima que debería ser revisada es la siguiente:

- Correlaciones geológicas y sísmicas.
- Registros de barrenas.
- Datos de pruebas realizadas a pozos de correlación.
- Registros de presiones de fondo.
- Reportes de fluidos de control.
- Registro de tuberías de revestimiento y cementaciones.
- Reportes diarios de perforación de pozo de correlación para identificar riesgos y zonas problema.
- Registros geofísicos de pozo.
- Trayectorias de pozos.
- Tipos de terminaciones

Dada la naturaleza de los yacimientos de Shale, sus propiedades y sus características diferentes a las de un yacimiento convencional, los operadores de un campo recurren a la **Perforación horizontal** para exponer más superficie del yacimiento. Esta técnica, si bien no es nueva para la industria, ha sido clave para la expansión del éxito de los desarrollos de Shale Gas.

Utilizando técnicas de interpretación sísmica 3D, los operadores logran planificar mejor las trayectorias de los pozos horizontales. Los operadores por lo general buscan exponer más superficie de la lutita a la producción, realizando la perforación en sentido perpendicular a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, y aumentando de este modo, la probabilidad de atravesar fracturas (Alexander, T., 2011).

Perforación horizontal



2. 6 Esquema de un pozo horizontal

Conforme la industria requirió explotar el petróleo en zonas cuyos yacimientos representan mayor complejidad, se requirió que la tecnología de perforación desarrollara nuevas técnicas que redujeran, por una parte los tiempos y los costos de la perforación y por otra que la productividad se aumentara, es decir, que se lograra extraer una mayor cantidad de hidrocarburos por pozo. Durante mucho tiempo los yacimientos se desarrollaron solo con pozos verticales y desviados, tecnología conocida generalmente como perforación convencional.

La perforación horizontal es una aplicación de la perforación no convencional. Esta tecnología consiste esencialmente en iniciar la perforación de un pozo vertical, para después desviarlo hasta aproximadamente 90 grados y avanzar de esta forma de manera horizontal. Este tipo de perforación permite tener acceso a grandes secciones del yacimiento, permitiendo una mayor área de drenaje y una mejor recuperación de hidrocarburos. La perforación horizontal es

Los primeros pozos que se perforaron para explotar los yacimientos de shale gas fueron verticales, hasta en el 2003 cuando la tendencia cambió radicalmente hacia la perforación de pozos horizontales y ha continuado hasta la actualidad ((Speight, 2013).

adecuada para diversos tipos de formaciones como las naturalmente fracturadas, de baja permeabilidad, estratificadas y lenticulares, entre otras.

“La perforación horizontal es una técnica que permite que el pozo entre en contacto con un área significativamente mayor de la formación almacenadora de hidrocarburos. El resultado del nuevo contacto con la formación es el incremento de los gastos de producción y del factor de recuperación.” (Speight, 2013)

Inicialmente se perfora la sección vertical de la misma forma que los pozos verticales convencionales, la perforación continúa de esta manera hasta que la barrena se encuentra aproximadamente 274 metros por encima de la formación objetivo. En este punto se retira la tubería de perforación y se procede a la terminación con la tubería de revestimiento instalándose a su vez un motor de fondo (Speight, 2013)

El motor de fondo es activado por el flujo del lodo a través de la tubería de perforación. Esto permite que la barrena rote sin necesidad de girar toda la tubería de perforación. Una vez instalado el motor se baja el aparejo y se reanuda la perforación del pozo desviándolo gradualmente hasta llegar a una curva de 90°. Una vez terminada de construirse la curva se continúa perforando de manera horizontal hasta la formación objetivo, esto es posible ya que los elementos de la sarta de perforación son los suficientemente flexibles de manera que se puedan flexionar sin representar el riesgo de una falla de la tubería.

En promedio, el espaciamiento de pozos en los campos de shale gas es de 560 metros. Normalmente para poder producir mil millones de pies cúbicos de gas se necesitan perforar de 200 a 300 pozos (EIA, 2011).

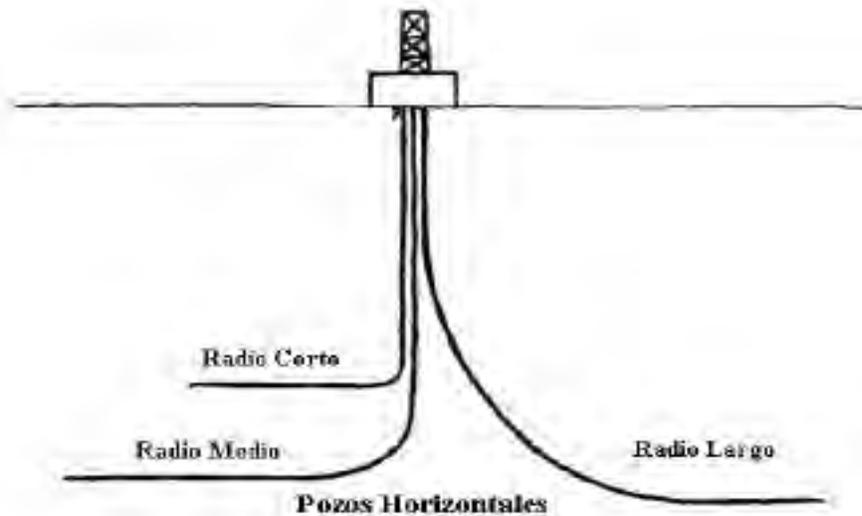
Clasificación de los pozos horizontales

Se ha definido una clasificación de los pozos horizontales de acuerdo al radio del arco cuando la trayectoria perforada pasa de vertical a horizontal.

Los pozos horizontales pueden ser de radio ultracorto, corto, medio o largo. Los pozos de radio ultracorto se aplican principalmente para investigar y drenar zonas del pozo con poco alcance. Los de radio corto se utilizan en pozos relativamente someros o en aquellas zonas en las que se requiere una mayor precisión en la entrada de las zonas productoras. Los pozos de radio medio y de radio largo son los más utilizados en los campos petroleros del mundo. Las longitudes desarrolladas dependen a su vez tanto del radio de curvatura, como del diámetro de agujero y/o tubería que se utiliza para construir el pozo.

Tipo de Pozo Horizontal	Radio de Curvatura m.	Longitud desarrollada m.
Radio Ultracorto	0.31-0.61	31-61
Radio Corto	6-12	15-213
Radio Medio	61-52	152-610
Radio Largo	185-610	305-914

2. 7 Clasificación de los pozos horizontales



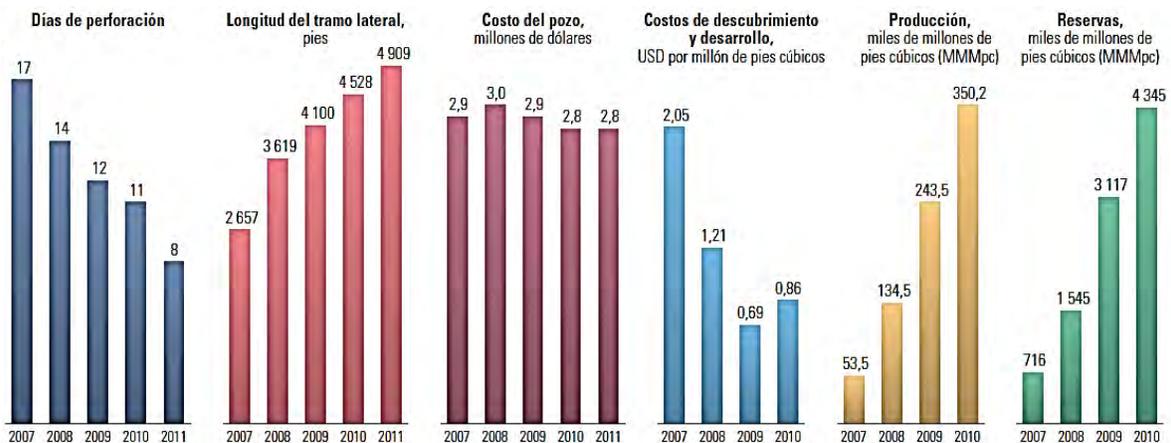
2. 8 Esquema de los tipos de pozos horizontales

Un pozo típico de la formación de Marcellus (Williams, et al., 2011)

- Tubería conductora de 20 pulgadas @~18 metros.
- Tubería superficial de 13 3/8 pulgadas @107-244 metros.
- Tubería intermedia de 9 5/8 pulgadas @762-1067 metros.
- Tubería de explotación de 5 1/2 pulgadas @3048-4572 metros.

Inicialmente, la mayoría de los pozos horizontales en lutitas, fueron perforados hacia arriba, con desviaciones que superaban los 90 grados. Esto se hizo para facilitar el drenaje gravitacional de los fluidos de fractura hasta el extremo inicial del tramo lateral y ayudar a descargar los fluidos más rápidamente. En algunas extensiones productivas de lutitas, esta práctica ha sido remplazada por la perforación de tramos laterales en la estructura, independientemente de la trayectoria. Sin embargo, la trayectoria ideal es de más de 90 grados con la menor cantidad de cavernas permaneciendo siempre en la zona de interés. Una tendencia evidente en los datos es que los pozos con altas tasas de flujo pueden descargar de manera efectiva los fluidos de fractura independientemente de la trayectoria y pueden superar los efectos perjudiciales relacionados con la geometría del pozo. (Alexander, T., 2011)

Desarrollo y Mejora del Proceso de Perforación



2. 9 Mejora continua del proceso (Schlumberger)

Los resultados tangibles obtenidos del proceso de optimización, se hicieron evidentes en las mejoras continuas que se observaron desde 2007 a 2011. La cantidad de días necesarios para perforar un pozo disminuyó en más de un 52% a pesar de que la longitud de la sección lateral del pozo promedio aumentó en más del 84%. La producción promedio aumentó considerablemente, casi siete veces, pero los costos del pozo se mantuvieron prácticamente iguales durante el período.

Terminación

La terminación de pozo es un proceso que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina.

Una vez instalada la tubería, se baja una herramienta conocida como pistola, que tiene la finalidad de perforar la tubería de acero y de esta manera comunicar el yacimiento con el pozo.

El objetivo de la terminación del pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo mediante el incremento de la superficie efectiva de contacto.

El tipo de terminación define la clase de estimulación que se puede realizar y con ella la productividad que se puede alcanzar. La selección de la técnica de estimulación es altamente dependiente de la parte más baja de la terminación del pozo, por lo tanto el diseño de la terminación del pozo es fundamental. Los dos métodos principales actualmente usados en terminaciones horizontales son:

- Liner cementado mejor conocido como plug&perf (CLMS por sus siglas en inglés) Involucran la cementación de la TR productora en el pozo horizontal y el proceso de estimulación conocido como plug&perf, que consiste en el aislamiento etapa por etapa en la TR productora, lo cual se logra colocando herramientas especiales de aislamiento que hacen la función de un empacador, con línea de acero o tubería flexible; seguido del fracturamiento del pozo para brindar acceso al yacimiento. Este proceso se repite para el número de estimulaciones deseadas en el pozo, después de que se hayan completado todas las etapas, se usa la tubería flexible para perforar a través de las herramientas que se colocaron y así poder reestablecer el acceso hasta el final de la sección del pozo horizontal.
- Fracturamiento en pozos no cementados (OHMS por sus siglas en inglés) Este tipo de terminaciones se realizan en pozos donde la sección vertical está revestida y cementada, mientras que la sección horizontal se deja en agujero descubierto, consta de herramientas de fondo, empacadores y puertos de estimulación, los empacadores son colocados usando presión hidráulica para aislar secciones del agujero horizontal en etapas individuales, generalmente tienen elementos con elastómero que sellan contra el pozo y no es necesario que sean recuperados o molidos para que se pueda empezar a producir el pozo. En lugar de perforar la TR los puertos de estimulación se ubican entre los empacadores para obtener acceso a la formación. Estas herramientas pueden ser abiertas

hidráulicamente o por medio de balines actuadores de tamaño específico, aislando internamente cada etapa, eliminando así la necesidad de usar las herramientas especiales. El método OHMS es usado en agujero descubierto y las herramientas son espaciadas de acuerdo al programa de estimulación deseado. Cuando en el sistema se alcanza la profundidad deseada, los empacadores pueden ajustarse y el equipo de perforación puede ser movido a un lugar diferente, una vez que el tratamiento de estimulación se ha terminado el pozo puede empezar a fluir de inmediato.

El Conocimiento petrofísico del yacimiento y de las Fracturas son dos consideraciones importantes para la selección de un método de terminación.

Estimulación: Fracturamiento Hidráulico

Las fracturas naturales, si bien son favorables, normalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficientes para proporcionar producción comercial en el Shale Gas. La mayoría de los yacimientos de Shale Gas requieren tratamientos de fracturamiento hidráulico. El fracturamiento hidráulico se ha utilizado durante más de 60 años en más de un millón de pozos y es una tecnología que se basa en la inyección de grandes volúmenes de mezcla viscosa de arena-agua a un alto gasto y a una presión mayor a la presión de fractura de la formación, creando así una red de fracturas nuevas en las formaciones de baja permeabilidad para aumentar el flujo de fluidos, fracturas que pueden mantenerse abiertas una vez que se libera la presión de bombeo mediante la colocación de agentes apuntalantes. La mayor parte del fluido inyectado fluye de vuelta al pozo y se bombea a la superficie. El fracturamiento hidráulico combinado con perforación horizontal ha convertido lutitas ricas orgánica previamente improductivos en los campos de gas natural más grandes el mundo. Las formaciones con baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos para un fracturamiento hidráulico.

A principios de 1990 Mitchell Energy comenzó a usar el fracturamiento hidráulico para estimular la producción de gas natural de los pozos perforados en el Shale Barnett de Texas. La compañía se dio cuenta de que el gas en Barnett estaba atrapado en pequeños espacios de poros que no estaban interconectados. La roca tenía espacio poroso, pero carecía de la permeabilidad. Mitchell Energy resolvió este problema mediante el fracturamiento hidráulico, al crear una red de espacios porosos interconectados que permitieron un flujo de gas natural al pozo.

Desafortunadamente muchas de las fracturas producidas por el proceso de fracturamiento hidráulico se cerraban al apagarse las bombas de inyección. Este problema se resolvió mediante la adición de arena para el fluido de fracturación.

Los tratamientos de estimulación han evolucionado a lo largo de la vida productiva de estos yacimientos, comenzando con los tratamientos pequeños con espuma de CO₂ o N₂ hasta mediados de la década de 1980. Luego, los operadores comenzaron a emplear tratamientos de fracturamiento hidráulico masivos, los cuales utilizaban un promedio de 2,270 de gel reticulado y 635,000 kg de apuntalante con arena. A pesar del incremento de la recuperación final estimada, los altos costos de terminación de pozos y los bajos precios del gas se tradujeron en una baja rentabilidad en estos yacimientos. Las compañías continuaron realizando tratamientos de fracturamientos masivos hasta que Mitchell Energy comenzó a evaluar los tratamientos de estimulación con agua aceitosa en 1997, estos tratamientos utilizan el doble del volumen de fluido reticulado que en los fracturamientos masivos pero bombean menos del 10% del volumen apuntalante y establecen canales de fracturas largos y anchos. Si bien el desempeño de los pozos fue levemente mejor que el de los tratamientos de fracturamiento masivos, los costos de los tratamientos de estimulación se redujeron en aproximadamente 65% (Boyer, C., 2011).

Para muchos ingenieros petroleros, la investigación de información completa y exacta es a menudo, la parte que más lleva tiempo para diseñar el fracturamiento hidráulico. Una gran fractura puede ser perjudicial para la economía del proyecto. Además corre el riesgo de atravesar un acuífero dentro del yacimiento. Estos factores son la principal razón por la que se prefieren programar un gran número de fracturas cortas en lugar de pocas fracturas grandes (Arogundade & Sohrabi, 2012).

La información requerida para diseñar el modelo de fracturamiento puede dividirse en dos grupos:

- La información que puede controlar un ingeniero
 - La concierne a los detalles de terminación del pozo, volumen del tratamiento, volumen del colchón (Pad), gasto de inyección, viscosidad y densidad del fluido fracturante, pérdidas de aditivo y tipo y volumen del apuntalante.
- La información que debe medirse o estimarse, pero no puede controlarse.
 - Permeabilidad, esfuerzos in-situ en la formación y en sus alrededores, modelo de la formación, presión de yacimiento, porosidad, compresibilidad de la formación y espesor del yacimiento (espesor bruto, espesor neto del intervalo productor de gas, espesor permeable que es el que aceptará la pérdida de fluidos durante el fracturamiento).

Los fracturamientos hidráulicos se clasifican en:

- Fracturamientos hidráulicos apuntalados
- Fracturamientos hidráulicos ácidos

Esta clasificación depende del material empleado para crear o mantener abierta la fractura. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico proporcionan los siguientes beneficios:

- Tener recuperaciones comerciales de hidrocarburos en formaciones de muy baja permeabilidad
- Recuperación de producción en intervalos severamente dañados.
- Incremento de las reservas recuperables.
- Conexión del pozo con sistemas naturales aislados, permeables y/o fracturados. Incremento del área de drenaje efectiva.
- Aumento en la estabilidad del agujero.
- Incremento en la eficiencia de proyectos de recuperación mejorada.
- Mejorar el almacenamiento en el subsuelo.

El fracturamiento hidráulico puede aumentar significativamente el rendimiento de un pozo. Cuando se combina con la perforación horizontal formaciones de roca no rentables se convierte a menudo en campos de gas natural productivos.

Fluido de Fracturamiento

El Fluido de fracturamiento hidráulico consta habitualmente de un 99.2% de agua y agentes de sostén (apuntalante), los aditivos químicos representan en algunos casos el porcentaje restante (FracFocus, 2012). Dependiendo de las características del pozo y de la formación a fracturar, se estima la cantidad de agua a utilizarse.

El fluido fracturante depende del tipo de producción esperada:

- Agua aceitosa o gel lineal = gas seco o con pocos fluidos.
- Fluidos híbridos = gas y condensado o líquidos.
- Fluidos reticulados = aceite o altos RGAs.

El agua aceitosa es el fluido de fracturamiento más usado dentro de la industria de Shale Gas y está compuesto por un 94% de agua que es el fluido fracturante, 0.3% de químicos (reductores de fricción, surfactantes, biosidas y estabilizadores de arcillas) y 5.6% de apuntalante (arena o sintético).

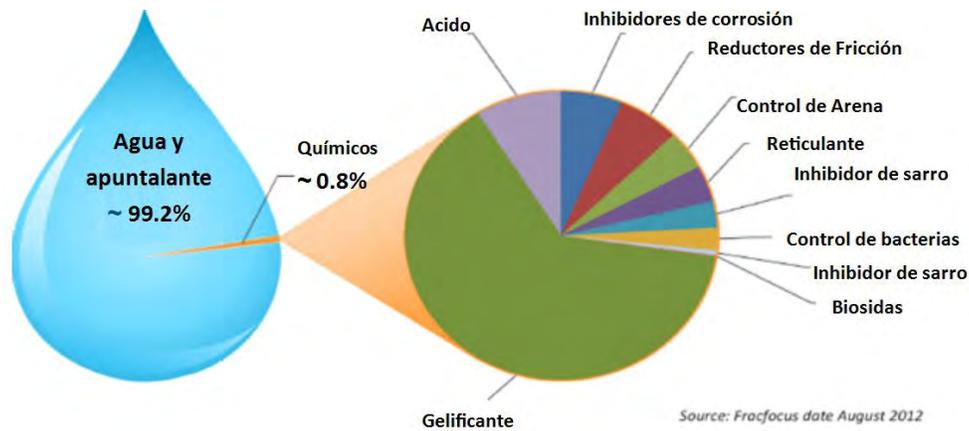
Aditivos Químicos

Mientras que en promedio un 99% de los fluidos utilizados consisten en agua y arena, se añaden algunos productos químicos para mejorar el flujo (FracFocus, 2011).

Estos aditivos tienen dos funciones principales:

- Espesar el agua en un gel que resulta más eficaz en la apertura de la fractura
- Transportar el agente de sostén por debajo de la superficie en toda la longitud de la fractura para mantener la permeabilidad.

Los aditivos también realizan funciones críticas de seguridad, tales como control del crecimiento bacteriano y la inhibición de la corrosión para ayudar a mantener la integridad del pozo y proteger los acuíferos.



2. 10 Composición del fluido fracturante (FracFocus 2012)

Agentes de Sostén (Apuntalante)

Se trata de pequeñas partículas que se mezclan con el fluido fracturante para resistir el cierre de las fracturas durante el fracturamiento hidráulico, creando espacio poroso a través del cual el gas natural puede viajar al pozo. Arena Frac es el agente de sostén más utilizado en la actualidad, no obstante los granos de aluminio,

cuentas de cerámica, sinterizada bauxita y otros materiales se utilizan también. Más 1,000,000 lb de agentes de sostén pueden utilizarse mientras se realizan trabajos de fracturamiento de un solo pozo (FracFocus, 2012). La cantidad de apuntalante que se utiliza es directamente proporcional a la longitud de la fractura programada. Debido a esto, el tonelaje de apuntalante que se utilice debe ser optimizado.

El flujo de agua actúa como un mecanismo de entrega del agente de sostén, que se aloja en las nuevas fracturas manteniéndolas abiertas.

Proceso del fracturamiento hidráulico

El proceso del fracturamiento hidráulico se lleva a cabo en cinco etapas (Kennedy, et al., 2012).

En la primera etapa se bombea “el colchón”, el cual consiste principalmente fluido cuya función es quebrar la roca para crear fracturas que acepten el apuntalante.

La segunda etapa consiste en bombear la lechada. Se bombea fluido fracturante y el apuntalante que se encarga de mantener la fractura recién creada abierta. Las fracturas pueden extenderse varios cientos de pies de distancia del pozo. Esta etapa dura aproximadamente dos horas

En la tercera etapa se circula un fluido de limpieza para quitar el apuntalante de las tuberías y accesorios.

Una vez apagadas las bombas, en la cuarta etapa se libera la presión del pozo para permitir que las fracturas se cierren sobre el apuntalante.

Finalmente y una vez que se ha completado el proceso de inyección, la presión interna de la formación de roca hace que se recupere el fluido inyectado a la superficie a través del pozo. Este líquido se conoce como "flujo de retorno", puede contener los productos químicos inyectados además de materiales de origen natural tales como salmueras, metales, radionúclidos, y los hidrocarburos. El agua producida del flujo de retorno se almacena normalmente en el lugar en tanques o pozos antes del tratamiento, eliminación o reciclaje. En muchos casos, se inyecta subterráneo para su eliminación. En las zonas en que no es una opción, puede ser tratada y reutilizada o procesada por una planta de tratamiento de aguas residuales y luego dado de alta a las aguas superficiales.

La tendencia de los diseños del fracturamiento hidráulico son (Kennedy, et al., 2012):

- Distancia entre etapas de fracturamiento = 1 a 1.5 veces la altura de la formación (76.2-106.7 metros).
- Distancia entre disparos = 10.7 a 15.2 metros.
- Longitud de los disparos = 4 veces el tamaño del pozo (0.3 a 0.6 metros).
- Número de disparos en cada etapa = 4 a 8.
- Número de etapas = depende de la longitud de la lateral, normalmente van de 4 a 20 etapas.

Producción

Esta etapa da inicio una vez que los pozos son conectados a las instalaciones superficiales. Las instalaciones superficiales especiales manejan la producción de múltiples pozos, sobre los cuales quedará instalado un árbol de producción. Durante esta etapa, se debe administrar la producción de hidrocarburos y sus desechos.

La etapa de producción es la más larga en el ciclo de vida de un pozo (hasta 30 años). La producción de shale gas sufre una elevada declinación en el primer año, posteriormente mantiene una baja producción por un gran periodo de tiempo.

Al final de la vida productiva, los pozos de shale gas son abandonados cuando ya no son económicamente viables. Las instalaciones deben ser desmanteladas y el área explotada debe ser regresada a su estado base. En algunas ocasiones las secciones del pozo son cementadas para prevenir la fuga de gas hacia acuíferos cercanos.

Los principales cuidados de la fase de producción son (Kennedy, et al., 2012):

- Monitorear y optimizar los gastos de producción.
- Administrar el Ciclo del Agua
- Reducir la corrosión, depositación de sólidos y contaminación bacterial en los pozos e instalaciones.
- Proteger el medio ambiente.

La optimización de la producción de los pozos de shale gas radica en la administración y el control de los gastos del flujo de retorno. Los pozos fracturados hidráulicamente en múltiples etapas requieren de un periodo de flujo después del fracturamiento para acondicionar el pozo antes de ser puesto en producción. Este es uno de los momentos más críticos en la vida del pozo, incluso más para un pozo de shale gas (Arogundade & Sohrabi, 2012).

Aspectos clave para la recuperación económica.

La recuperación económica de los recursos de petróleo y gas depende de tres factores:

- Costos de perforación y terminación de pozos,
- Cantidad de petróleo o gas natural producido a partir de un pozo durante su vida útil, y
- Los precios en el mercado durante la producción de petróleo y gas.

La experiencia con el shale gas en EUA y Canadá sugiere que la recuperación económica puede ser influenciada significativamente por factores de infraestructura así como por la geología.

Capítulo III: “Instalaciones Especiales”

“La producción del shale Gas no es “no convencional” solo desde un punto de vista geológico, sino también cuando se observa desde la infraestructura en superficie.”

A primera vista, las instalaciones superficiales de producción parecen mucho más convencionales que las características geológicas, de perforación y terminación anteriormente discutidas. Sin embargo el desarrollo de las instalaciones superficiales para la producción en el desarrollo del gas de lutita de igual manera necesita un enfoque no convencional.

Dada la heterogeneidad de las características geológicas en toda la extensión del yacimiento, se observa que el gas producido de los yacimientos de Shale Gas muestra una amplia variación en la composición. Debido estas variaciones de la composición del gas, cada pozo de gas puede llegar a tener requerimientos únicos de tratamiento de gas producido.

El desarrollo en las instalaciones superficiales puede llegar a ser muy complejo ya que la red de recolección debe ser construida y expandida dinámicamente para recolectar y tratar el gas y condensados de cientos de agrupaciones de cabezales de pozo a baja presión. A estas agrupaciones de cabezales de pozo se les denomina macroperas.

La experiencia sugiere que el desarrollo en las instalaciones superficiales de Shale gas debe ser abordada con una serie de conceptos clave:

- Integración multidisciplinaria
- Modularidad
- Expansión gradual
- Optimización en la fase de conexión de pozos
- Optimización del costo
- Estandarización
- Eficiencia de la cadena de suministros
- Experiencia operativa

Diseño y desarrollo de Instalaciones Especiales para Shale Gas

El diseño y el desarrollo de las instalaciones de superficie se dividen en dos fases.

1. La primera fase tiene como objetivo la construcción de un diseño conceptual a partir de un modelo teórico del desarrollo de instalaciones superficiales de Shale Gas.
2. En la segunda fase, el diseño conceptual tiene que ser adaptado a una serie de problemas específicos del proyecto, llevando el modelo teórico a la realidad.

El diseño de las instalaciones superficiales se basa en parámetros relacionados con el comportamiento del gas al cambiar la presión y la temperatura a lo largo de la producción en conjunto con la cantidad de volumen de gas que debe ser manejado. Los yacimientos de shale gas al presentar una caída de producción muy precipitada y una composición del gas natural muy diversa, el desarrollo de las instalaciones superficiales no debe ser abordado de la misma manera que un yacimiento convencional.

De acuerdo con la experiencia en Estados Unidos, el desarrollo superficial de un campo de Shale Gas tiene que lidiar con la distribución de cientos de pozos en una gran zona productora. Un campo típico de este recurso no convencional, es compuesto por decenas de grupos de macroperas, cada macropera administra producción de un número variable de cabezales de pozo (entre 4 y 20). Pese que en algunas ocasiones se utilizan separadores trifásicos debido a la producción considerable de condensados, el gas recibido en las macroperas de la producción de los pozos por lo general, es tratado en cada cabezal de pozo con un proceso muy limitado basado en gran medida de una separación bifásica de gas-agua. Estos separadores de gas son montados en una línea de descarga con el fin de obtener un mejor control de la producción y un óptimo manejo del agua de flujo de retorno y arena, resultados del proceso de fracturamiento (Ver Figura 3.1).



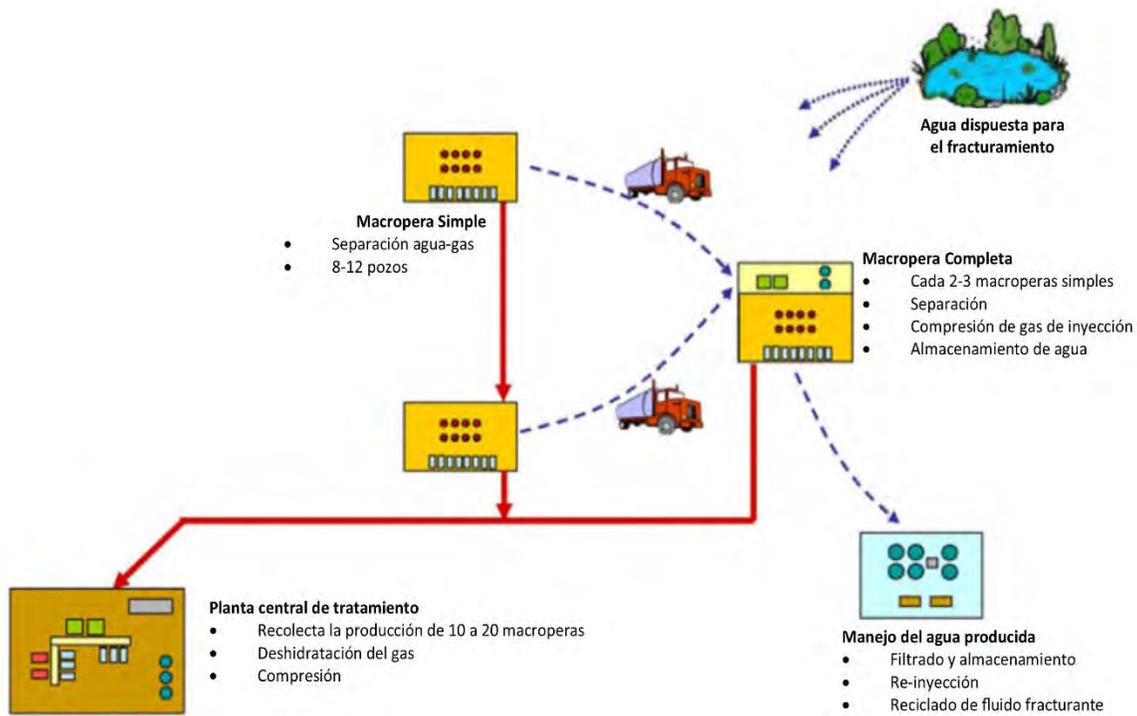
3. 1 Separadores Bifásicos y tanques de almacenamiento de agua (Mancini 2011)

Para estas macroperas a menudo se prevé un suministro de inyección de gas (Gas Lift), crucial para el arranque de producción de pozos con un alto corte de agua. La inyección de gas es necesaria para incrementar la producción de gas o arrancar los pozos cuando han sido inundados por líquidos. Este sistema de inyección de gas está compuesto por un compresor recíprocante de múltiples etapas del gas el cual es instalado directamente dentro de la macropera, es desinstalado posteriormente y colocado en una nueva localización, debido a que solo es usado en los primeros meses de producción.

El gas recibido de los pozos es enviado desde la Macropera hacia una planta central donde el hidrocarburo es tratado con métodos de endulzamiento y deshidratación para que coincida con las especificaciones de venta. El gas tratado es transportado a través de gasoductos o es almacenado en tanques para después ser transportado por camiones, la primera solución requiere de una red amplia de tuberías y la segunda implica una enorme logística de camiones. El gas condensado producido en la cabeza del pozo puede ser enviado directamente a la planta central de tratamiento o incluso directamente a una refinería.

El agua producida, es a menudo dispuesta en pozos de reinyección. Recientemente los esfuerzos se han centrado en el tratamiento de agua con el fin de evitar la reinyección y/o para optimizar el suministro de agua en las actividades de fracturamiento hidráulico por medio del reciclaje de agua.

Se presenta un esquema de lo antes descrito.



3. 2 Diagrama de Instalaciones superficiales para la producción de un Campo de Shale Gas (modificado Mancini 2011)

Las macroperas pueden considerarse piezas estándar de los equipos, estos tienen que ser producidos decenas e inclusive cientos de veces durante un plan de desarrollo progresivo. Como resultado tiene que ser simple, segura, rentable y compatible con las operaciones simultáneas del campo. Tienden a estar interconectadas con una enorme red articulada de tuberías, por lo que las presiones y gastos de gas no solo disminuyen bruscamente sino la declinación de los perfiles de producción experimentan una disminución entre el 50% y 80% en el primer año, El grado de desarrollo de la red de recolección y la red de transporte es una de las condiciones necesarias para el éxito en el desarrollo de un yacimiento de shale gas.

Por otro lado las plantas de tratamiento aunque se suponen como “convencionales” desde un punto de vista de tratamiento de hidrocarburos, tienen que ser diseñadas para manejar la producción entrante de una manera muy variable, de modo que se requiere de flexibilidad mucho mayor que en los proyectos de aceite y gas convencionales.

Diseño conceptual con base en un modelo teórico

En este punto es evidente en el desarrollo de las instalaciones superficiales el montaje de instalaciones típicas. El modelo teórico para el diseño conceptual de Instalaciones especiales de Shale Gas contempla tres bloques de construcciones esenciales:

- Macroperas,
- Plantas de tratamiento y
- Tuberías.

El diseño conceptual de las macroperas y plantas de tratamiento debe apuntar hacia la modularidad, diseño al costo y la estandarización. El primero asegura una amplia flexibilidad no solo a nivel de campo, sino también dentro de los propios bloques de construcción, de hecho es el factor clave que permite a las instalaciones superficiales ampliarse de manera gradual y dinámica en espacio y tiempo durante el proceso de conexión de nuevos pozos.

Replicar pocas instalaciones superficiales provoca el incremento en los costos del proyecto, lo cual es muy poco atractivo para el desarrollo de Shale Gas, el enfoque modular sugiere entonces a las compañías apuntar tanto a la “optimización del costo” como a las filosofías de estandarización, los que tienen por objetivo garantizar todos los beneficios de costo y tiempo.

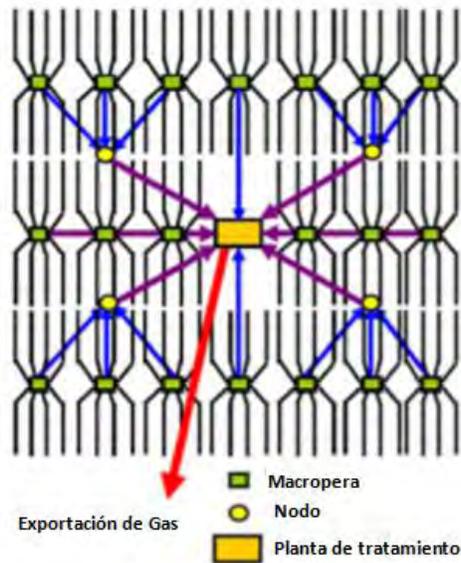
En la filosofía de “optimización del costo” se establece un costo límite para el desarrollo de las instalaciones, lo cual se convierte en una variable cuya optimización deriva en la estandarización de la ingeniería, los materiales y la construcción de las instalaciones.

Es evidente que la estandarización de las “Instalaciones típicas” siempre y cuando se realice correctamente siendo personalizado para cada proyecto, proporciona varias ventajas:

- Evitar el trabajo de volver a diseñar nuevas instalaciones personalizadas a las nuevas producciones.
- Simplificar la adquisición de bienes y servicios, logrando significativos ahorros en el costo.
- Acelerar el proceso de aprobación por el equipo de diseño, debido a la familiaridad con las instalaciones.

Este modelo teórico permite el desarrollo masivo de instalaciones superficiales por medio de los bloques de construcción anteriormente mencionados

Un “complejo” está compuesto por 20 macroperas (160 pozos) que mandan el gas producido y previamente separado (gas-agua-arena) a una planta de tratamiento por medio de tuberías. Si se asume un espaciamiento razonable de 804 metros cuadrados, el complejo descrito drenaría aproximadamente 100 kilómetros cuadrados con 160 pozos.



3. 3 Esquema del modelo teórico para instalaciones de shale gas (Modificado Mancini 2011)

La ventaja de desarrollar los complejos mediante bloques de construcción es la flexibilidad con la que se pueden conectar nuevos bloques sin afectar la producción de las demás.

Por otra parte desarrollos de gran amplitud se logran mediante la construcción secuencial de múltiples complejos. En tales casos solo una planta de tratamiento “complejo central” realiza el proceso hasta llegar a la calidad de exportación, los complejos restantes realizan únicamente un impulso mínimo del gas.

La rentabilidad del proyecto debido a la producción de gas sería prácticamente inútil sino va de la mano con un periodo de tiempo suficiente y con la incorporación de nuevos pozos productores, por lo que el desarrollo de las instalaciones tiene una estrecha relación con los programas de perforación y terminación.

Es así como el diseño de las instalaciones superficiales deja de ser una fase única en el plan de desarrollo ya que continúa a lo largo de la vida del proyecto, paralelo al programa de perforación, terminación y producción de pozos.

Aplicación del modelo conceptual.

Después del diseño conceptual, el modelo teórico debe adaptarse a la aplicación real. El diseño de las instalaciones de costo y proceso de estandarización puede ser terminada definitivamente sólo sobre una base específica del proyecto.

Algunas cuestiones de seguridad, salud y protección ambiental deben ser consideradas en el diseño final:

- Normas gubernamentales
- El Manejo de agua y residuos tóxicos
- Logística
- Alteración del hábitat
- Efecto sobre comunidades locales

El número de pozos por macropera debe ser optimizado por un equipo multidisciplinario de especialistas en el diseño de instalaciones superficiales, un número óptimo mayor de pozos reduce el número de macroperas e instalaciones de superficie permitiendo recuperar un volumen máximo de gas con la menor inversión posible. Por otro lado el número de pozos conectados a macroperas está limitado por la disponibilidad del equipo de perforación y terminación, así como de la superficie disponible en el activo.

Por otra parte el número de macroperas que se puede conectar a una planta central de tratamiento que incluye un complejo es otro parámetro a evaluar. En este sentido se tiene que evitar dos extremos, muy pocas macroperas por complejo no justificaría una planta de tratamiento centralizada y se generaría un mayor costo de tratamiento del gas. Demasiadas macroperas por complejo resultaría en una mayor distancia por la cual debe ser transportado el gas desde los cabezales de pozo hasta la planta de tratamiento, lo que requeriría de mayor energía y/o tuberías de mayor diámetro para las macroperas periféricas, lo que generaría mayores costos de operación.

Otro ejemplo de la modificación del modelo conceptual al modelo aplicado es la configuración de la red de tuberías, esta puede estar ramificada desde la periferia del centro o estar basada en un anillo principal con ramas laterales.

La geometría del campo es muy probable que sea diferente a la que teóricamente es concebida en la fase conceptual, como resultado la planta de tratamiento podría no estar ubicada en el centro del complejo. Los cambios en la geometría del modelo conceptual son más frecuentes de lo que se espera en los desarrollos de campos convencionales, principalmente por dos razones:

- La heterogeneidad entre los pozos y de las áreas productivas es mayor en las formaciones de Shale Gas.
- Variaciones imprevistas en los planes de perforación y terminación durante la expansión de las instalaciones

Se muestra una vista aérea de un complejo de Shale gas, donde se visualiza un ejemplo claro de desviaciones evidentes a partir de la aplicación del modelo conceptual durante la fase de desarrollo.



3. 4 Distribución de macroperas: De la teoría a la práctica (Mancini 2011)

Es fundamental un desarrollo gradual en los campos de shale Gas para "familiarizarse con la obra", con el fin de optimizar no sólo las operaciones del subsuelo, sino también con los parámetros de diseño en las instalaciones superficiales, estrategias de contrataciones y de venta antes de poner en marcha el desarrollo de campo completo.

Capítulo IV. Problemas Ambientales y su manejo.

Las actividades afines al desarrollo de shale gas, de no hacerse bajo condiciones de protección ambiental, corren el riesgo de provocar impactos negativos en el ambiente y en la salud pública, entre éstos, las principales preocupaciones son:

- Incremento en la demanda del agua;
- Contaminación de acuíferos;
- Contaminación del suelo y agua superficial;
- Impactos en la calidad del aire;
- Sismicidad inducida;
- Pérdida significativa de la biodiversidad.

Aumento en el consumo de Agua Potable

Las operaciones para el desarrollo de este recurso no convencional, usan el agua para la perforación y como componente principal del fluido de fracturación. Debido a que se requieren de 9 a 29 millones de litros para la fractura de un solo pozo, cuando se perforan varios pozos en una región determinada, se compite por el agua comprometiendo de esta manera el abasto para el consumo humano, es decir, agua para consumo doméstico, así como el agua destinada para la producción agrícola y el sostenimiento de ecosistemas.

Uno de los retos más importantes dentro de las operaciones del Fracturamiento Hidráulico es el de asegurar el suministro de agua protegiendo a su vez los recursos hídricos. La industria trabaja en la planificación del uso de agua para garantizar que las operaciones de desarrollo de shale gas no interrumpen con las necesidades de agua en las comunidades.

El Agua para el fracturamiento hidráulico se puede obtener de:

- Aguas superficiales,
- Aguas subterráneas,
- Proveedores de agua,
- Aguas residuales tratadas,
- Agua producida reciclada

Esta elección dependerá de los requisitos de volumen, calidad del agua, disponibilidad y de las características de la formación (calidad del agua y consideraciones de compatibilidad. De ser posible se utiliza el agua residual de otras

instalaciones industriales o reciclada del agua de fracturamiento, seguido por fuentes de agua subterráneas y superficiales preferentemente no potables. Los operadores están llevando a cabo una variedad de técnicas, para reducir la demanda de agua en los procesos relacionados con trabajos de fracturamiento.

En términos generales, el fracturamiento hidráulico demanda alrededor de diez veces más volúmenes de agua que los trabajos de perforación convencional. El cuadro siguiente muestra las demanda de agua por pozo en distintas formaciones de lutitas en EUA.

Uso de agua por pozo para perforación y fracturamiento (en millones de litros)

<i>Formación</i>	<i>Perforación</i>	<i>Fracturamiento</i>	<i>Total</i>
Barnett	1.5	8.7	10.2
Fayetteville	0.2	11.0	11.2
Haynesville	3.8	10.2	14.0
Marcellus	0.3	14.4	14.7

4. 1 Fuente: Taha Murtuza Husain et. al. 2011

Esta cantidad de agua se considera relativamente pequeño en comparación con otros usos, como la agricultura, el uso recreativo y el uso industrial, sin embargo los volúmenes asociados con el desarrollo a gran escala llevado a cabo durante varios años, pueden tener un impacto en las cuencas hidrográficas y/o aguas subterráneas. Este impacto puede minimizarse mediante el desarrollo de un plan para regular el uso del agua.

Al igual que con los recursos convencionales los requisitos y numerosas leyes de salud pública y ambiental son aplicables en el desarrollo de Shale gas, en consecuencia el uso del agua es un proceso controlado y vigilado.

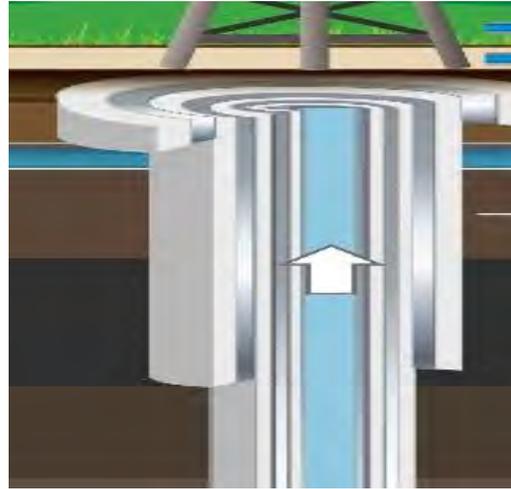
Tras un periodo de recopilación de información de cinco años La Agencia de Protección Medioambiental de los Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés) publico el resultado de un estudio sobre el impacto del fracturamiento hidráulico en los recursos de agua potable.

“No se encontró evidencia de que estos mecanismos provoquen impactos sistémicos generalizados sobre los recursos de agua potable en EUA”

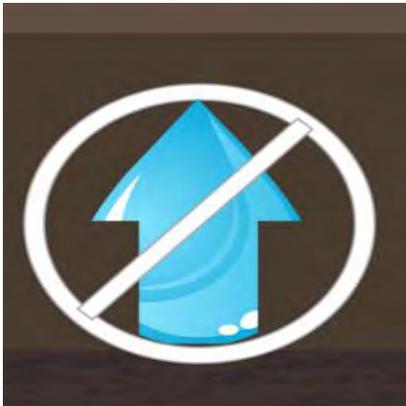
Sin embargo el estudio también resalta la necesidad de que la Industria de shale Gas lleve a cabo mejoras continuas en las tecnologías de operaciones de Fracturamiento Hidráulico.

Protección del agua subterránea

La construcción de los pozos para yacimientos de shale gas está constituido por varias capas de tuberías cementadas, proporcionando con esto una protección hermética entre el manejo de los fluidos y posibles acuíferos aledaños a la construcción. Los perforadores por su parte controlan la presión en los pozos para asegurar la integridad de los sellos.



4. 2 Protección de acuíferos (API)



4. 3 Esquema de impermeabilidad (API)

El fracturamiento hidráulico por lo general se lleva a cabo a un kilómetro o más por debajo de la superficie, por lo que las reservas de agua subterráneas y las operaciones de fracturamiento se encuentran separados por miles de metros de roca impermeable que actúa como barrera para que el fluido fracturante y el gas natural no pueda migrar a través de él, pudiendo llegar a depósitos naturales de agua.

Manejo de agua contaminada

Los pozos durante los trabajos de perforación y fracturamiento producen agua junto con el gas natural. En el subsuelo el agua producida, entra en contacto con el agua de la formación, así como con otras sustancias de este estrato geológico, altamente corrosivas o radioactivas, las cuales se mezclan y empiezan a cambiar la conformación de la mezcla inyectada, pudiendo llegar a concentraciones elevadas. A esta agua producida se le conoce como “Agua de contraflujo”. El volumen de agua producida y la calidad depende de variables como: el tipo de la formación productora, la localización del pozo, edad del pozo, del volumen y tipo del fluido fracturante inyectado.

Independientemente de la fuente, el agua de contraflujo que circulan hasta la superficie del pozo con el gas, representan un tema que debe ser regulado. Los gobiernos y las compañías operadoras de Shale Gas tratan de manejar el agua residual de una manera que proteja los recursos hídricos superficiales y subterráneos, reduciendo además y de ser posible la demanda futura de agua.

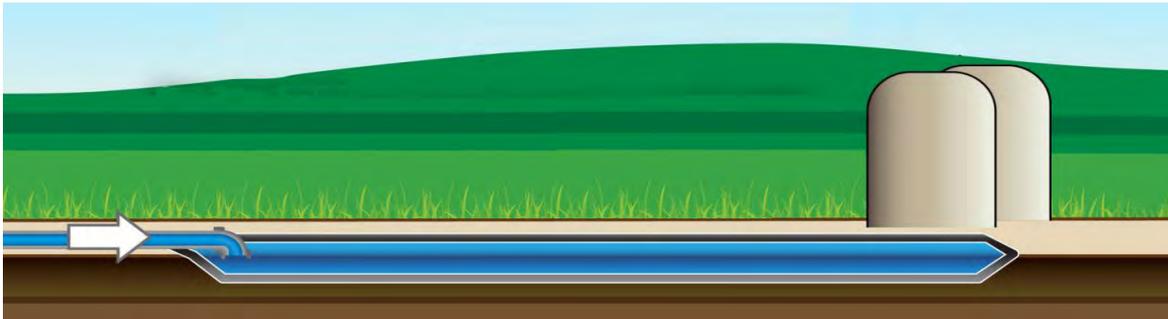
El agua utilizada y producida en el proceso de desarrollo de Shale gas durante la perforación y fracturamiento hidráulico es manejada o eliminada por alguna de estas maneras:

1. Es inyectado en los pozos de eliminación permitidos de acuerdo con las regulaciones de control de inyección subterránea.
2. Entregado a las instalaciones de tratamiento de agua, con el fin de eliminar contaminantes para conseguir el cumplimiento de todas las especificaciones reguladoras y ser descargadas de nuevo en la superficie.
3. Reutilización en trabajos de fracturamiento.

La opción del manejo depende de una variedad de factores, incluyendo la disponibilidad de zonas de inyección adecuadas, la capacidad de las instalaciones de tratamiento de agua y la capacidad del operador para obtener los resultados óptimos requeridos por las normas regulatorias para obtener permisos de descarga en superficie. La mayor parte del agua de contraflujo se inyecta en pozos de eliminación o es inyectada en pozos de campos de producción para mantener la presión del yacimiento, el resto es tratado para su reutilización en procesos de fracturamiento hidráulico. No obstante muchas tecnologías están disponibles para eliminar las impurezas del agua residual y así se pueda aplicar para uso industrial, agrícola y doméstico. La reutilización por otra parte es especialmente indispensable en zonas áridas que enfrentan déficits hídricos.

Los insumos tóxicos utilizados en el proceso de fracturamiento y los lodos que brotan del pozo deben ser tratados en apego a consideraciones de seguridad, ya que de no hacerlo, al producirse derrames, éstos pueden afectar severamente al suelo inhibiendo su vocación productiva, y al lixivarse, pueden llegar a contaminar los acuíferos subyacentes.

El uso de embalses o tanques de almacenamiento son una medida para evitar la contaminación del suelo. El revestimiento de los embalses se sella y se controla para proporcionar una barrera impermeable entre el agua utilizada en los trabajos y la parte superior del suelo, evitando así filtraciones que pongan en riesgo la naturaleza de aguas potables.



4. 4 Esquema Embalses Revestidos (API)

Por otra parte el uso de preventores de contraflujos se utiliza como otro medio para proteger los suministros de agua subterráneos. Los Preventores de contraflujos son esencialmente válvulas unidireccionales que sólo permiten que los líquidos fluyan en una dirección. Eliminan la amenaza de contaminar agua superficial.



4. 5 Esquema de preventores de contraflujos (API)

Impactos en la calidad del aire

Los riesgos para la Calidad del Aire provenientes del desarrollo de Shale Gas son generalmente el resultado de:

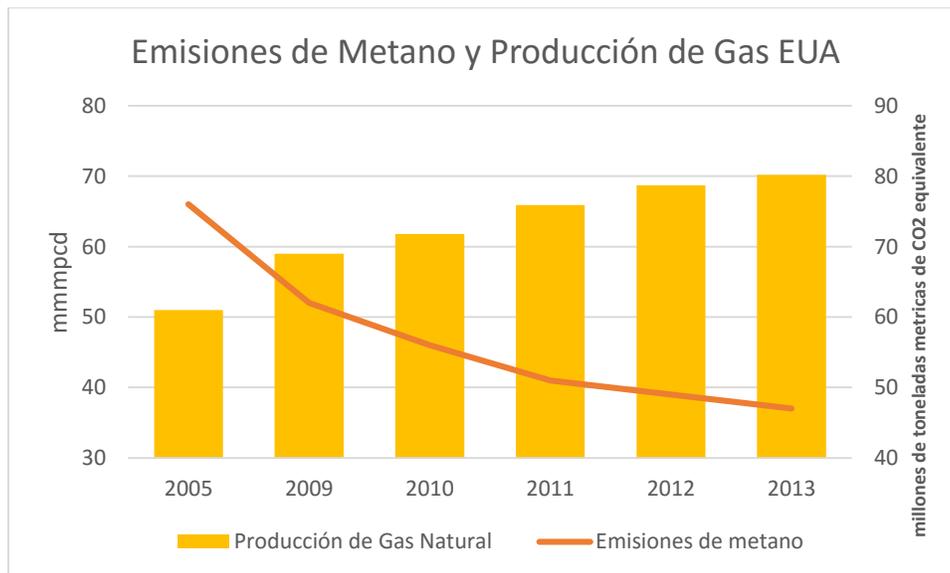
- El polvo y el gas de escape derivado de un mayor tráfico de camiones;
- Emisiones de las bombas de diésel utilizados para equipos de energía;
- Quema intencional o venteo de gas por razones operativas; y,
- Emisiones no intencionales de contaminantes de equipo defectuoso

Pese a que el gas natural es más eficiente y limpio en comparación con otros combustibles fósiles, los compuestos volátiles del carbón orgánico provenientes de

la producción del gas natural representan una gran preocupación debido a su fuerte afinidad para combinarse con los Óxidos de Nitrógeno, formando de esta manera smog y así contribuir de manera negativa en los niveles de ozono en la atmosfera.

Por otra parte el proceso de perforación, fracturamiento y producción puede liberar gas metano debido al uso excesivo de maquinaria y camiones, un gas muy reactivo de efecto invernadero. No obstante el aumento de emisiones de gases de efecto invernadero está siendo contrarrestado con el uso de tecnologías alternativas para aumentar la producción, la eficiencia y hacer las operaciones lo más seguro y limpio posible. El aumento de la producción acompañada de una disminución de las emisiones de metano es un ejemplo perfecto de esto.

El informe de “Gases de Efecto Invernadero” de la EPA encontró que las emisiones de Metano derivado de los sistemas de gas natural cayeron un 17% de 1990 a 2012, mientras que la producción de gas natural creció un 37% durante el mismo periodo de tiempo “Las emisiones procedentes de la producción de los campos en los últimos años se han reducido aún más, la disminución de 38% de 2005 a 2013”, según la EPA.



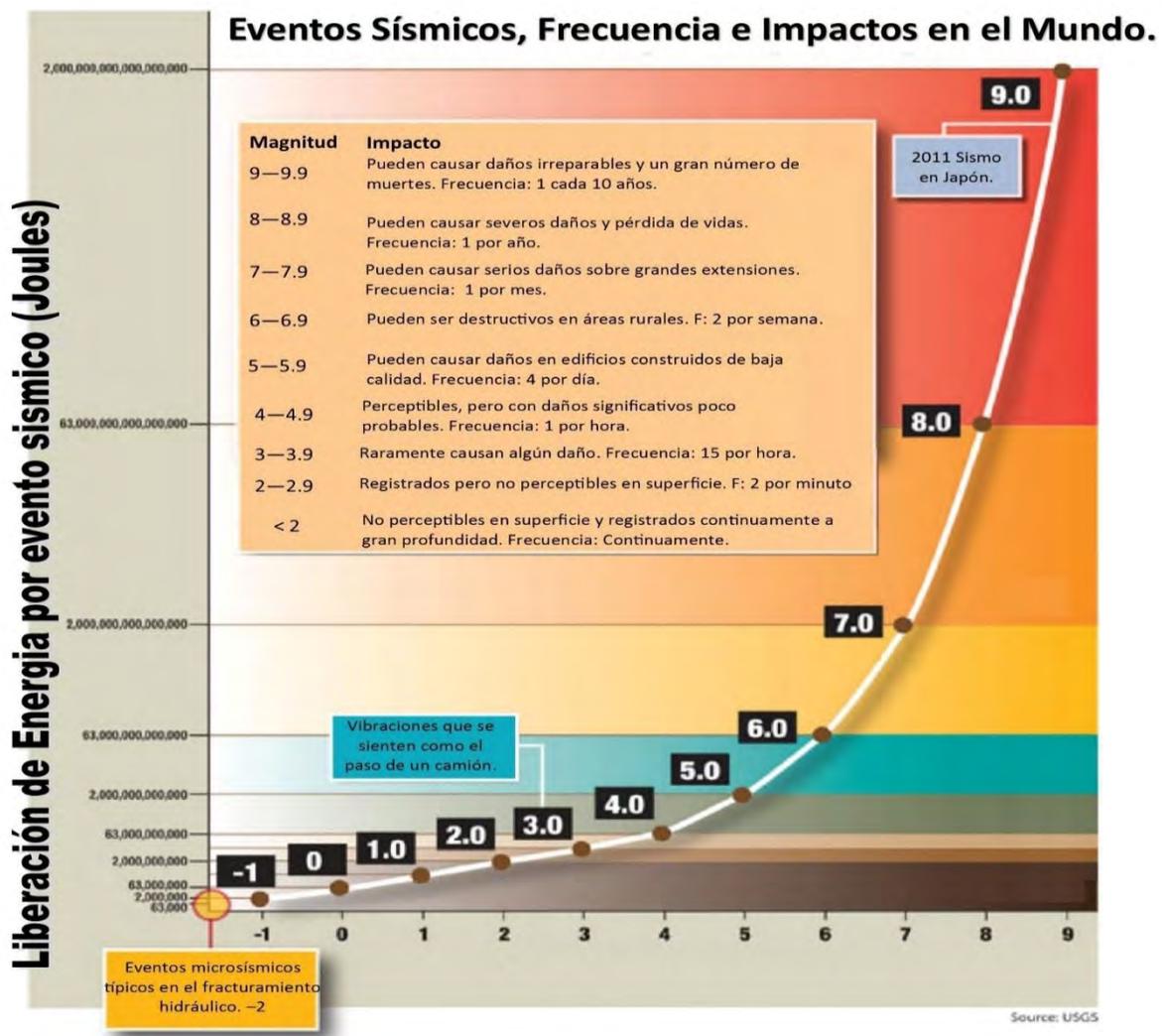
4. 6Elaboracion propia Fuente: Environmental Protection Agency

La EPA también informó que las emisiones de metano a partir de pozos de gas natural hidráulicamente fracturados han bajado 79% desde 2005.

Por lo que se demuestra que con las debidas precauciones, las operaciones en el desarrollo de Shale Gas, no representan una amenaza para la calidad del aire.

Sismicidad inducida

La posibilidad de actividad sísmica inducida relacionada con los proyectos de desarrollo de Shale Gas, ha llamado la atención. No obstante los estudios realizados hasta la fecha indican que la energía liberada durante el fracturamiento hidráulico no es lo suficientemente grande como para desencadenar un evento sísmico de gran alcance. Durante el fracturamiento los eventos microsismos son en general de magnitud -2 o -3 en la escala de Richter. Un estudio sísmico relacionado con el fracturamiento hidráulico realizado en Inglaterra encontró que los factores geológicos necesarios para producir un evento sísmico mayor a lo normal son “extremadamente raros” y de ser posible se limitaría a una magnitud de 3 en la escala de Richter en el peor de los casos. (“The Geo-mechanical Study of Bowland Shale Seismicity” 2011)



4. 7 Modificado USGS y American Petroleum Institute

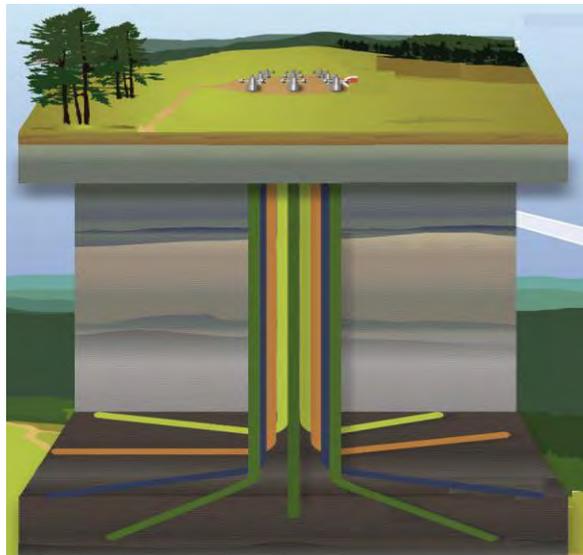
Sin embargo no se descartan que la eliminación de líquidos residuales a través de la inyección en pozos de eliminación pueda suponer algún riesgo para la sismicidad inducida. De acuerdo con la Academia Nacional de Ciencias (NAS por sus siglas en Inglés) el factor que aparentemente tiene la consecuencia más directa de inducir sismicidad es el **Balance neto de fluidos**, que es el balance total entre el fluido introducido y extraído del subsuelo (Oklahoma Geological Survey, 2011).

Alteración de la Superficie

El grado de impacto de la superficie puede verse afectada por muchos factores, como la ubicación y la velocidad de desarrollo; características geológicas; condiciones climáticas; la utilización de nuevas tecnologías y mejores prácticas; y las actividades de reglamentación y de aplicación. Estos impactos pueden verse reflejados en el aumento del tráfico de camiones requeridos para la construcción del pozo, construcción de carreteras de acceso e instalaciones, ruido, degradación de la calidad del suelo, aire, posibles problemas de salud provocados por la arena de sílice utilizada en el proceso de fracturamiento hidráulico, degradación de la calidad del agua, erosión de la tierra apta para el cultivo y la vegetación (nivelaciones, limpiezas y excavaciones)

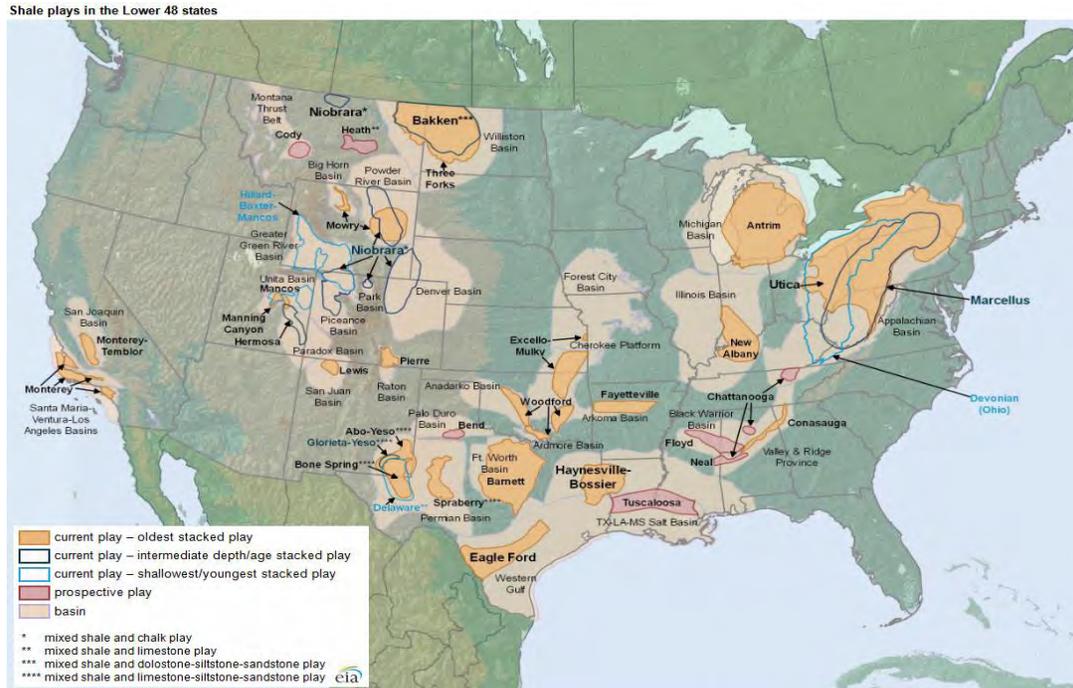
El beneficio económico y energético proveniente del desarrollo de Shale gas es inminente y pese a que los impactos son temporales en la naturaleza, existe un riesgo inherente en alteraciones de la superficie que impactan el hábitat y podrían afectar a residentes, a la agricultura, ganadería y pesca.

Sin embargo el uso de la perforación a través de la perforación horizontal permiten al desarrollo del Shale Gas consolidar pozos en un espacio más reducido, resultando un 90% en la reducción del espacio utilizado (EnergyFromShale, 2015). Al concentrar los cabezales de pozo en macroperas, las empresas son capaces de reducir el número de vías de acceso y las tuberías necesarias para dar servicio a decenas de pozos. Los pozos se perforarán inicialmente verticalmente desde la superficie, pero luego se ramifican cercano a la roca almacenadora.



4. 8 Esquema de macroperas

Capítulo V. Desarrollo en EUA.



5. 1 Formaciones de shale gas en EUA, (EIA)

Estados Unidos de América es el país pionero en exploración y producción de recursos shale en el mundo. Advanced Resources International estimó un volumen de 622.5 Billones de pies cúbicos técnicamente recuperables distribuidos en sus más de 12 formaciones de Shale Gas ubicados en una extensión de 48 Estados. El éxito de este país pionero en el desarrollo de Shale Gas se debe en gran medida al desarrollo de tecnología e investigación en este campo de los yacimientos no convencionales.

Con el fin de contrarrestar la caída de la producción de gas en contraste con un aumento en la demanda y las importaciones, EUA presentó en 1980 la “Ley de Impuestos sobre Ganancias Extraordinarias del Petróleo Crudo” (The Crude Oil Windfall Profit Tax Act). Dicha ley proporcionó una alternativa de crédito de \$ 0.53 USD por cada mil pies cúbicos de gas producido. Teniendo en cuenta que ante y durante 1980, el precio del gas rara vez excedía los \$ 2 USD por cada mil pies cúbicos de gas, este estímulo incentivó la inversión para el desarrollo de este recurso no convencional.

Aunado a lo anterior, los resultados de la explotación a gran escala de shale gas en Estados Unidos, son producto de la combinación de factores que tuvieron lugar en un contexto específico:

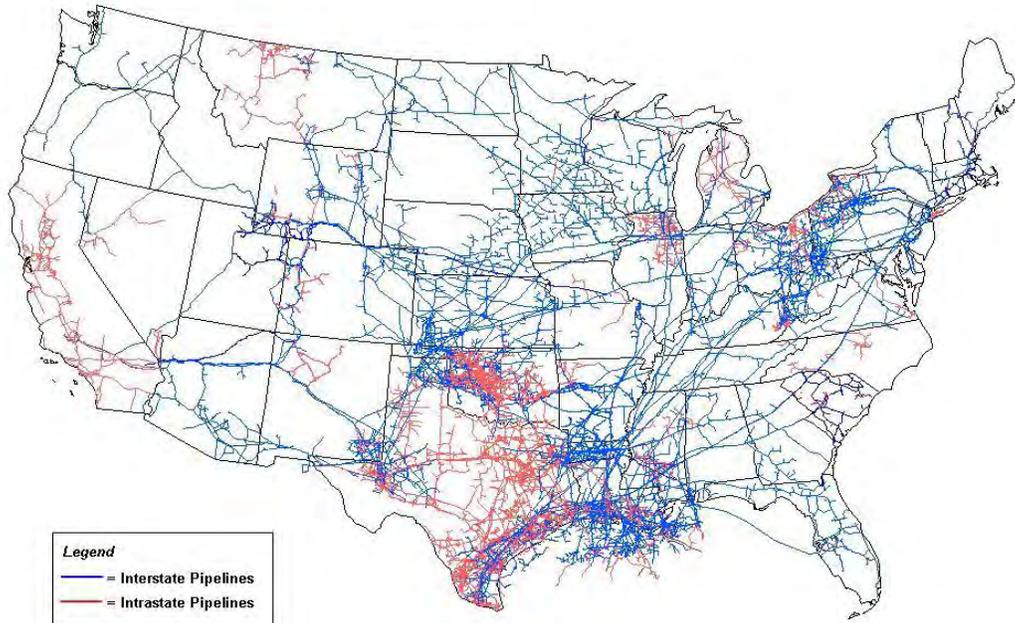
La naturaleza de los derechos de propiedad del subsuelo en los Estados Unidos fue de hecho, un factor determinante. En muchos países productores de petróleo y gas alrededor del mundo, los derechos de los recursos petroleros que se encuentran por debajo de la superficie son en general propiedad de los Estados, haciendo de esta manera que los procesos para obtener los derechos sean un desafío para las compañías exploradoras y productoras. En Estados Unidos por el contrario, al ser los propietarios de las tierras los dueños de los recursos petroleros alojados en su propiedad, las compañías productoras tienen la posibilidad de negociar con el propietario, reduciendo con esto las barreras y el tiempo para obtener el acceso a los recursos petroleros, en tanto que los dueños de las propiedades obtienen a cambio una cuantiosa bonificación. Después de los incrementos de precios en el 2000 y por tanto de rentabilidad, la inversión en el desarrollo de la producción de gas no convencional fue aún más alentadora.

La red de gasoductos por su parte fue otro factor importante en el desarrollo de Shale Gas en EUA. Dado que EUA contaba a los inicios de la producción de Shale Gas con una infraestructura bien consolidada, el Desarrollo del Gas Natural Proveniente del Shale pudo evitar gastos extras por la inversión en el desarrollo de gasoductos, no obstante y debido al impacto en la producción, la red ha tenido en las últimas dos décadas un crecimiento importante.

La red de ductos de gas natural de Estados Unidos es una red de transmisión y distribución altamente integrada que puede transportar el gas natural hacia y desde casi cualquier lugar dentro de los 48 Estados.

La red de ductos de gas natural comprende (Energy Information Administration):

- Más de 210 sistemas de tuberías de gas natural.
- Más 490,000 km de tuberías de transmisión Nacional e interestatal.
- Más de 1.400 estaciones de compresión que mantienen la presión en la red de tuberías de gas natural y aseguran el movimiento continuo hacia adelante de los suministros.
- Más de 11.000 puntos de entrega, 5.000 puntos de recibos, y 1.400 puntos de interconexión que permitan la transferencia de gas natural en los Estados Unidos.
- 400 instalaciones de almacenamiento de gas natural subterráneo.



5. 2 Sistema de transporte de gas, (Energy Information Administration)

La disponibilidad de los recursos hídricos facilito el desarrollo de Shale Gas en EUA gracias a la cantidad de Recursos hídricos renovables que posee. Según “**The World Factbook**” este país se encuentra en el 3er lugar dentro del Total de los Recursos hídricos mundiales, permitiendo así el uso del agua en los procesos de fracturamiento hidráulico sin afectar el abasto de agua en los usos esenciales de la población.

Posición	País	Total de Recursos de Agua Renovable (Km3)
1	Brasil	8,233
2	Rusia	4,508
3	EUA	3,069
4	Canadá	2,902
5	China	2,840
6	Colombia	2,132
7	Unión Europea	2,057
8	Indonesia	2,019
9	Perú	1,913
10	India	1,911

5. 3 Fuente:USA, Central Intelligence Agency

En Estados Unidos se reúnen características favorables que no necesariamente se observan en otros países. Otros factores importantes son enlistados a continuación.

Factores Técnicos

- Características geológicas favorables
- Estudios geológicos actualizados y completos
- Infraestructura de transporte asociada a la explotación de gas
- Existencia de un fuerte sector de servicios petroleros.
- Disponibilidad de agua

Factores Económicos

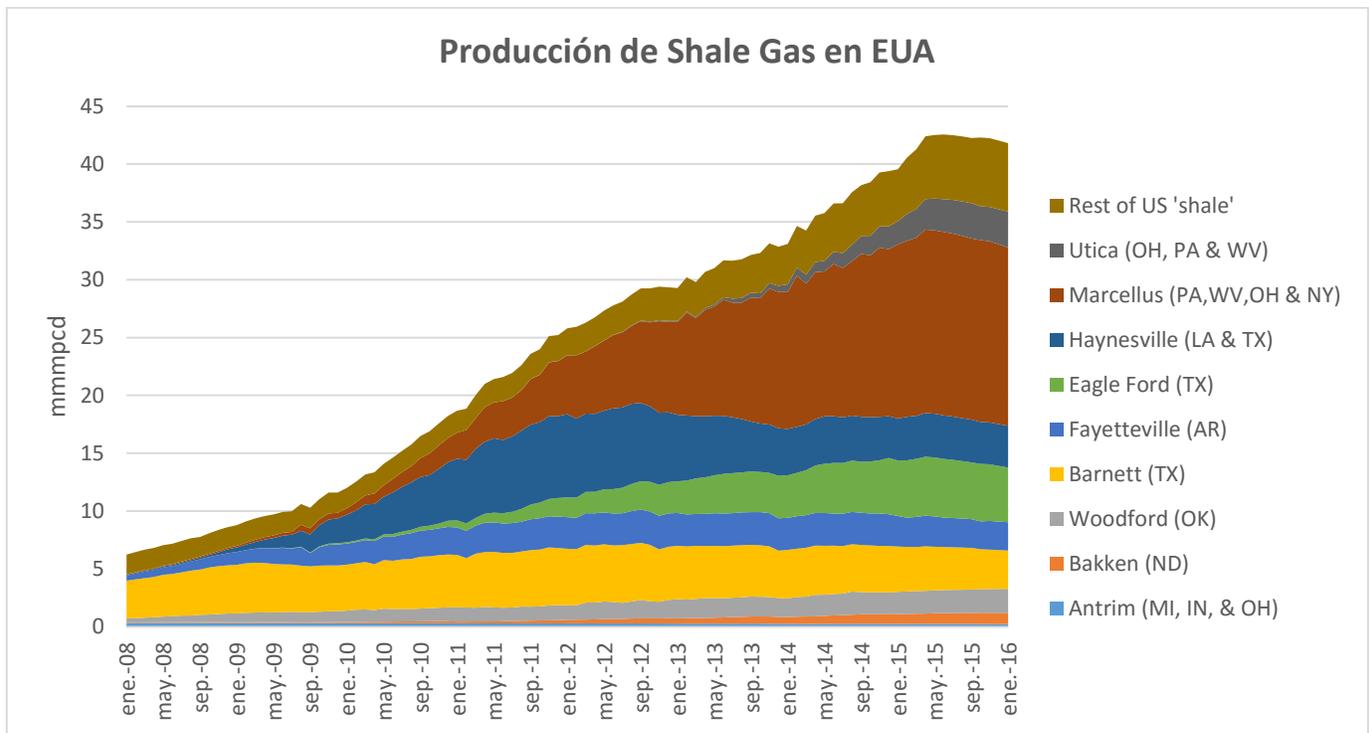
- Entornos competitivos
- Regulaciones sencillas para las empresas
- Industria flexible
- Precios desregulados a condiciones de mercado

Factores Institucionales

- Programas gubernamentales para el apoyo de avances tecnológicos
- Incentivo de inversión en recursos no convencionales
- Distribución de costos y riesgos en asociaciones público-privadas

A medida que el éxito comercial de la primera formación productora de shale gas, se hizo evidente, los productores de gas comenzaron a tener mayor confianza en su capacidad de producir de manera rentable gas no convencional, desarrollando entonces otras formaciones potenciales incluyendo Haynesville en el este de Texas, El Woodford en Oklahoma, el Eagle Ford en el sur de Texas, y las formaciones Marcellus y Utica en el norte de los Apalachian.

Gracias a este impresionante desarrollo, Estados Unidos es actualmente uno de los únicos tres países en el mundo además de Canadá y China, con una producción comerciable a gran escala de Gas Natural proveniente de formaciones de Shale, siendo además el país más importante en cuanto al volumen producido, con una producción aproximada de 42,000 mmpcd, 53% de la producción total de gas natural en el país (Energy Information Administration, 2016).



5. 4 Elaboración propia con datos de EIA

El “boom” de shale gas en Estados Unidos provocó una reconfiguración de la industria del gas en dicho país, dando un giro radical a los problemas de abasto que según sus previsiones enfrentarían en el corto y largo plazo. En el periodo 1990-2000 su producción únicamente crecía en 0.7% cada año, mientras que el consumo lo hacía en 2%, lo cual se reflejó en un incremento de las importaciones de 9.4% anualmente (De la Vega, A., 2013). En contraste se estima actualmente que el país dejará de ser importador de gas, para convertirse en un exportador neto de dicho hidrocarburo, un fenómeno alentado principalmente por el shale gas

Desarrollo de la Tecnología para Shale Gas en EUA:

1821

Primera producción comercial de Shale Gas de un pozo poco profundo en Fredonia NY

1930

Desarrollo de gasoductos para transportar gas a los Estados del Noreste; Primer pozo horizontal se perfora.

1940

El fracturamiento hidráulico es utilizado por primera vez para estimular pozos de aceite y gas.

1950

La fracturación hidráulica se convierte en un proceso comercialmente aceptada. Más de 100,000 tratamientos individuales de fracturamiento hidráulico son realizados para 1955.

1970

Desarrollo de motores de fondo, un componente clave de la tecnología de perforación direccional. El departamento de Energía de Estados Unidos patrocina estudios para mejorar la perforación en Shale.

1980-1990

Mitchell Energy en asociación con El Departamento de Energía y El Instituto de Investigación de Gas, realiza rigurosas caracterizaciones de yacimientos, diseños para fracturas más grandes, diseños de perforación horizontal y

enfoques económicos de fracturamiento hidráulico para hacer del desarrollo de Barnett Shale en Texas más rentable. Desarrollo a Gran Escala del Fracturamiento Hidráulico.

1992

Primer pozo horizontal perforado en Barnett

2003-2004

Cerca de 2,000 mmpcd de gas son producidos de la formación Barnett. Operadores comienzan la exploración del play Marcellus en Pennsylvania.

2005-2010

La producción de Shale Gas en Barnett crece a cerca de 5,000 mmpcd. Inicio del desarrollo de otros importantes yacimientos de Shale Gas.

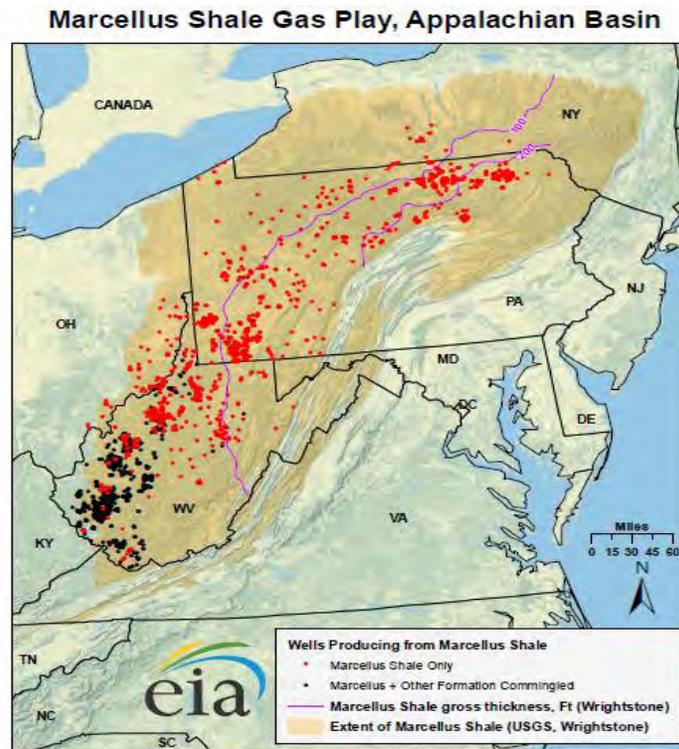
2010-Presente

El departamento de Energía continúa promoviendo la Exploración de Shale Gas, El desarrollo y la Protección del medio ambiente.

Entre 1978 y 1992, El Departamento de Energía invirtió cerca de **\$137 millones de dólares** para el desarrollo de Shale Gas en el Este, inversión que ayudó a desarrollar la tecnología de perforación horizontal.

Formación Marcellus (Cuenca Appalachian)

Las propiedades del yacimiento en conjunto con los índices de producción y la extensión geográfica de este yacimiento lo conforman como la formación más gran y con la mayor producción de gas en EUA.



Source: US Energy Information Administration based on data from WVGES, PA DCNR, OH DGS, NY DEC, VA DMME, USGS, Wrightstone (2009). Only wells completed after 1-1-2003 are shown. Updated June 1, 2011

5.5 Formación Marcellus, Cuenca Appalachian (EIA)

La Administración de Información de Energía (Energy Information Administration) reportó que la formación contiene aproximadamente 141 Bcf de shale gas técnicamente recuperable.

El aspecto económico de Marcellus se ve favorecido por distintos factores: la cantidad de sus reservas, proximidad a los grandes mercados del gas natural en EUA y bajos costos de proceso y transporte. Es parte del gas natural más cercano a la demanda de la alta población de New Jersey, New York y New England. Esta ventaja sobre el transporte hacia estos lugares le da a Marcellus un beneficio importante en el mercado. Esta producción debe tener un impacto positivo en la estabilidad del suministro de gas natural en la región que rodea, por lo menos durante varios años si la estimación del recurso resulta precisa.

Características geológicas

Marcellus cubre una superficie de 95,000 millas cuadradas y está ubicada entre los estados del noreste de Estados Unidos, Ohio, West Virginia, Pennsylvania y Nueva York en la cuenca Appalachian. Es una lutita rica en materia orgánica de Edad Devónico Medio de baja densidad.

El tipo de kerógeno presente en la formación Marcellus es en promedio de tipo I y II. Generalmente el gas se encuentra almacenado entre las fracturas y el espacio poroso. El contenido de materia orgánica alcanza el 18%. Los afloramientos indican un sistema de fracturas extensivo, el cual ocurre con un patrón de fracturas verticales y ortogonales. La presencia y el acceso a estos sistemas de fracturas son factores clave para alcanzar los altos índices de producción en Marcellus.

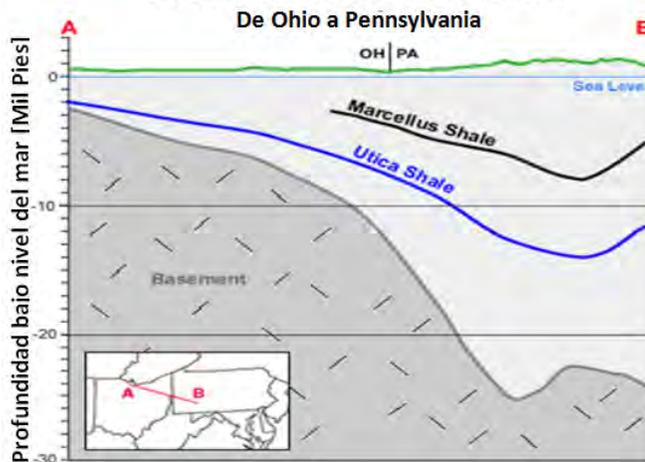
EXHIBIT 18: STRATIGRAPHY OF THE MARCELLUS SHALE			
Period		Group/Unit	
Penn		Pottsville	
Miss		Pocono	
Devonian	Upper	Conewango	
		Conneaut	
		Canadaway	
		West Falls	
		Sonyea	
		Genesee	
	Middle	Hamilton Group	Tully
			Moscow
			Ludlowville
			Skaneateles
		Marcellus	
			Onandaga
	Lower		Tristates
		Helderberg	

Source: Arthur et al, 2003⁴⁸

La Profundidad estimada de la roca productora es entre 4,000 ft y 8,500 ft. Tiene un espesor promedio de 50-200 ft El siguiente mapa muestra la estructura de la profundidad de la formación, estas grandes profundidades hacen a Marcellus un objetivo muy caro. Para que los pozos resulten exitosos, deben producir grandes volúmenes de gas para cubrir los costos de perforación que pueden superar fácilmente un millón de dólares por pozo vertical tradicional y varios millones de dólares para un pozo horizontal con fracturamiento hidráulico.

La sección transversal generalizada del Shale Marcellus muestra cómo esta unidad de roca es muy profundo en el suroeste de Pennsylvania y luego disminuye hacia la superficie en Ohio. Esto no sólo disminuye la profundidad de perforación a esta unidad de roca, sino que también cambia la cantidad de calor y presión a la que las rocas se han expuesto. La roca de Shale en Ohio contiene petróleo y gas natural, ya que no ha sido destruido por el calor y la presión. A medida que la roca Marcellus descende en el subsuelo hacia Pennsylvania, la cantidad de calor y presión a la que ha sido expuesto aumenta y la presencia de aceite con el resto de gas natural es nula. Con mayor exposición a calor y presión se destruye el gas natural. Esto es la razón del porque algunas zonas orientales de Marcellus son improductivas.

Sección transversal generalizada de las formaciones Utica y Marcellus



5. 6 Modificada. fuente: Energy Information Administration usando datos de DrillingInfo Inc

Las máximas profundidades de perforación (>7000 ft) se encuentran en sinclinales en dirección de la cuenca (norte a oeste) del frente estructural de los Apalaches. La profundidad de perforación decrece gradualmente de oeste a noroeste. No se ha determinado una mínima profundidad de perforación para la producción económica, sin embargo, la gran mayoría de los pozos aprobados y perforados exceden los 5000 ft (Wrightstone, 2009).

Desarrollo

En 2003 Range Resources Corporation perforó los primeros pozos con producción comercial en la formación, empleando técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico usados en la Formación Barnett en Texas.

La compañía reconoció varias características similares a las de la formación Barnett, en particular con los índices de producción iniciales en el pozo. El pozo Renz-1 obtuvo producción comercial con un IP de 400 mpcd y buena curva de producción (Durham et al. 2009). Continuando con la fase exploratoria, se confirma el potencial productor en 2005 y el primer horizontal se perfora en 2006. Pese a que el primer pozo horizontal no fue del todo exitoso se perforó un segundo en el mismo año y 18 verticales adicionales. En 2007 Range Resources perforó 44 verticales y 15 horizontales y anunció índices de producción de 1.4 y 4.7 mmpcd en cinco pozos horizontales.

El número de pozos perforados en la formación Marcellus aumento rápidamente. Para el año 2007 se habían perforado 50 pozos solo en el estado de Pennsylvania, mientras que para el 2010 el número de pozos perforados era de 1454.

Este gráfico muestra el número de pozos no convencionales perforados en Pennsylvania entre 2007 y 2014. Entre 2007 y 2011 los pozos no convencionales solamente se dirigían a la formación Marcellus. A partir de 2012 algunos pozos comenzaron a dirigirse a la formación Utica en el oeste de Pensilvania. La actividad de perforación aumentó rápidamente y alcanzó su máximo en 2011/2012, hasta la caída del precio del gas natural.

Compañías como, Range Resources, North Coast Energy, Chesapeake Energy, Chief Oil & Gas, East Resources , Fortuna Energy, Equitable Production Company, Cabot Oil & Gas Corporation, Southwestern Energy Production Company y Atlas Energy Resources, se encuentran actualmente desarrollando shale gas en Marcellus.



5. 7 Modificada, fuente: EPA

Pocas eran las expectativas de Marcellus en cuanto a que sería un importante contribuyente del suministro de gas natural en los Estados Unidos, lo suficientemente grande para ser actualmente el yacimiento con mayor producción de gas proveniente de shale en el mundo. Es actualmente considerado un “Gigante” campo de gas.

El rendimiento de los pozos a largo plazo de Marcellus es incierto, aunque algunos creen que producirán cantidades menores pero rentables de gas durante décadas, es posible que muchos pozos sean re-fracturados en el futuro con tecnologías mejoradas.

Arrendamientos y Bonificaciones asociados a Marcellus

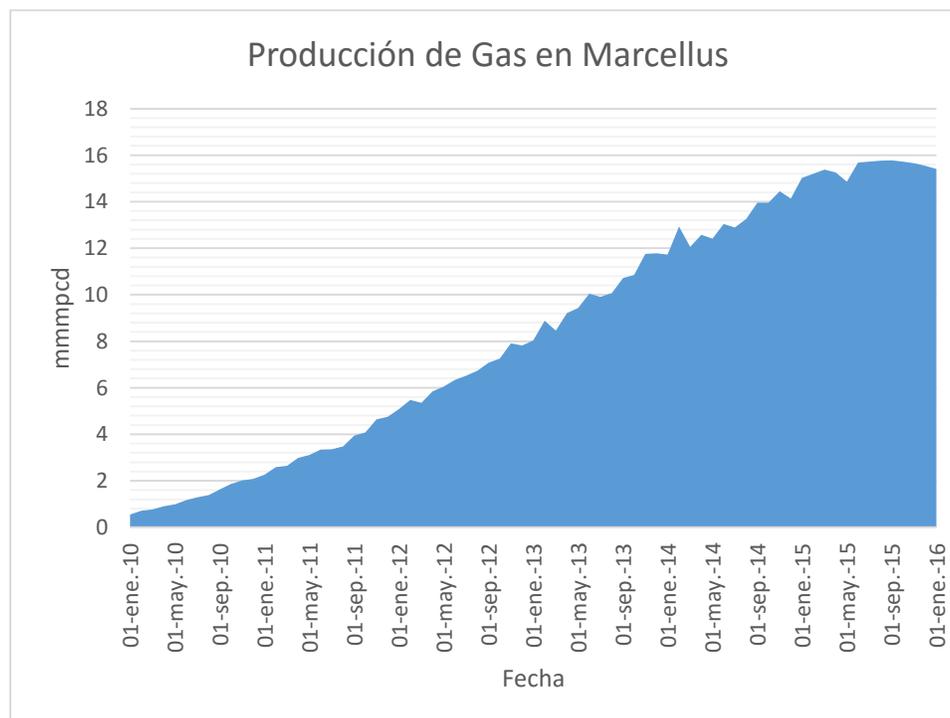
Las bonificaciones que se pagan por el derecho de uso de suelo entre arrendadores y arrendatarios están directamente relacionadas con dos factores:

- 1) El Nivel de incertidumbre en la mente del arrendatario y
- 2) El número de arrendatarios interesados.

Estos factores han cambiado de manera significativa en un tiempo muy corto. En 2005 había muy poco interés en propiedades para la producción de Shale Gas en Marcellus debido a que no era considerado como un recurso importante de gas. En ese momento el nivel de incertidumbre para las compañías interesadas era muy alto y las bonificaciones resultaban de unos pocos dólares por acre. Cuando el potencial de Marcellus se estimó por primera vez en 2006, un grupo de especuladores comenzaron con el arrendamiento de zonas potenciales, siendo las bonificaciones tan altas como \$100 USD por acre. A medida que el potencial productor se demostraba, las bonificaciones comenzaron a subir rápidamente. A principios de 2008 varios pozos con altas tasas de producción fueron perforados, por lo que una cantidad cada vez más grande de inversores comenzaron con el arrendamiento, subiendo las bonificaciones de unos cientos de dólares por acre hasta más de \$2000 por las áreas de mayor interés.

Producción actual de shale gas en Marcellus

La formación Marcellus produce cerca de 15,400 mmpcd (Enero 2016), volumen que es equivalente al 37% del total producido de Shale Gas y el 18% de la producción total de gas en Estados Unidos (Energy Information Administration, 2016). Para dimensionar un poco esta cifra, basta con hacer referencia a que la producción total actual de gas natural en México es de 6,100 mmpcd (SENER 2016), menos de la mitad de la producción de una sola formación de shale en EUA.

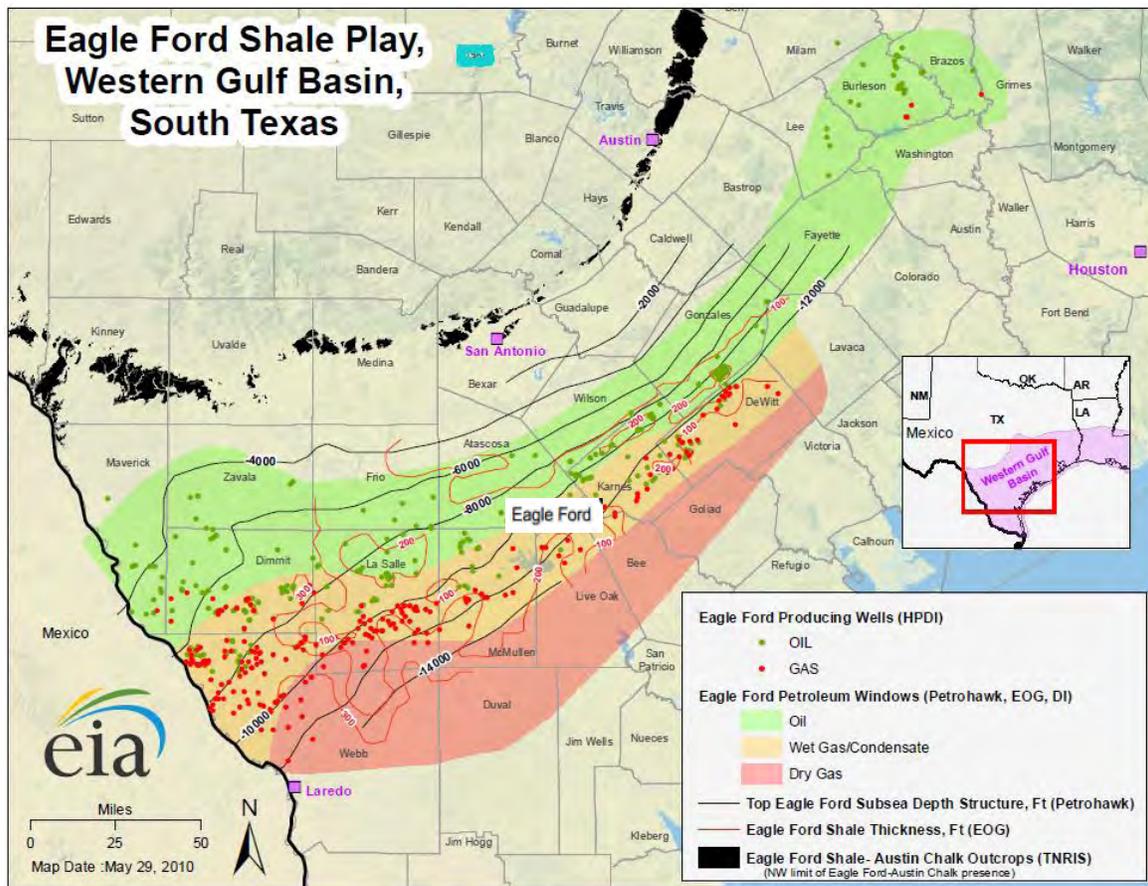


5. 8 Elaboración propia con datos de EIA

Utica continuación de Marcellus

Pese a que la formación Marcellus es el objetivo actual de perforación principal de Gas no convencional en la región, otra unidad de roca con enorme potencial está por debajo de Marcellus. El Shale Utica es de mayor espesor que la lutita de la formación Marcellus, geográficamente más extensa y actualmente produce cerca de 3,000 mmpcd de gas no convencional. Una vez que el rendimiento de los pozos en Marcellus comience a declinar, nuevos pozos podrían ser perforados hasta la formación Utica. La perforación en Utica resulta más costosa debido a la mayor profundidad en la que se encuentra, sin embargo la infraestructura de las plataformas de perforación, los derechos de vía, los gasoductos construidos, los permisos obtenidos con anterioridad y otras inversiones, reducen los costos en el desarrollo de los Pozos de Shale Gas en dicha formación.

Formación Eagle Ford



5. 9 Formación Eagle Ford (EIA)

Características geológicas



5. 10 Columna Geológica del sur de Texas (USGS)

Esta formación de Shale Gas, se extiende desde el sur de Texas hasta la frontera EUA-México al norte de Nuevo Laredo en una banda estrecha que atraviesa varios cientos de kilómetros. El espesor promedio de la lutita Eagle Ford es de unos 475 ft. La parte más atractiva de la formación se encuentra en McMullen, Maverick, Dimmit, La Salle, Karnes, Live Oak, y los condados de Atascosa. Tiene un estimado de recursos de aproximadamente 150 Bcf de gas técnicamente recuperables (U.S. Energy Information Administration 2013).

La formación Eagle Ford es una roca sedimentaria de edad Cretácica, con un alto índice de carbón orgánico total de 5-9%. La composición geoquímica de la lutita de Eagle Ford es altamente heterogénea. Probablemente los cambios más significativos son el incremento en la fragilidad de la lutita así como el contenido de arcilla que disminuye de 60 a 65 % en unas áreas de la formación a 10 a 12% en otras.

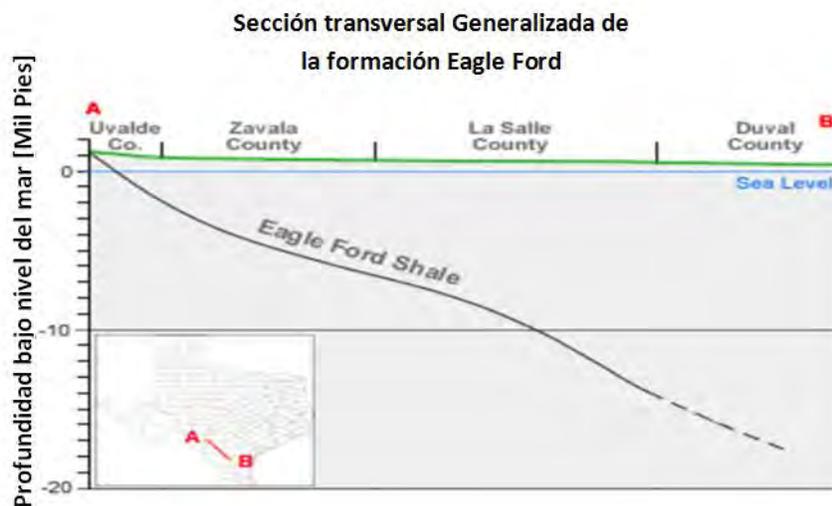
En contraste con otros yacimientos de lutitas, como Haynesville y Barnett, la mineralogía promedio de Eagle Ford tiene alto contenido de carbonatos y bajo contenido de cuarzo. El contenido de carbonato de la formación puede ser tan alta como un 70%. El alto contenido de carbonato y menor contenido de arcilla hacen que el Eagle Ford sea más frágil y más fácil de estimular a través de la fracturación hidráulica.

Al igual que con la mayoría de las formaciones de gran extensión regional, el Shale Eagle Ford tiene una amplia variedad de características. En la zona productiva, el Eagle Ford es generalmente una lutita negra calcárea, rica en materia orgánica, laminada y con una permeabilidad muy baja. Se cree que la depositación en esta zona se presentó en aguas marinas de baja energía, lo suficientemente alejada de la costa y con una profundidad suficiente para evitar perturbaciones de onda. La riqueza orgánica atribuida al color oscuro de la lutita junto con su alto grado de laminación, sugiere un ambiente de aguas anóxicas que protegían la degradación de la materia orgánica y formaran laminaciones de bioturbación. Cuando el contenido de carbonatos es alto, la lutita puede ser relativamente frágil, esta

naturaleza frágil es responsable de la respuesta positiva del shale al fracturamiento hidráulico.

El intervalo de producción de Eagle Ford se encuentra a profundidades de entre 4.000 ft y 14.000 ft. En general, la fractura natural no es prominente.

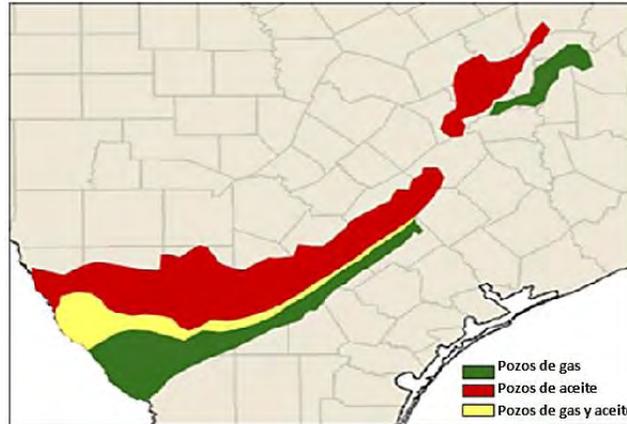
Esta unidad de roca se sumerge hacia el sureste y se hace más profunda, ya que se acerca al Golfo de México. La zona con mayor potencial para la perforación se muestra en verde.



5. 11 Modificada de EIA

La sección transversal generalizada del Shale Eagle Ford nos muestra cómo la formación Eagle Ford se sumerge abruptamente en el subsuelo entre su afloramiento (ubicación A) y el borde suroeste del play (ubicación B).

A profundidades de aproximadamente 4,000 ft, el shale se ha expuesto a calor y presión suficiente para transformar parte de la materia orgánica en aceite. A mayores profundidades se forma el gas natural. A profundidades superiores a 14,000 ft, el calor y la presión son suficientemente grandes para destruir el aceite y el gas. Esto explica la distribución geográfica de la producción de petróleo y gas natural que se muestra en el siguiente mapa.



5. 12 Tipo de producción en Eagle Ford por zona (Modificada de EIA)

Desarrollo

Aunque el desarrollo de la producción en Eagle Ford es relativamente reciente, varias unidades de roca por encima y por debajo tienen una larga historia en la búsqueda y producción de petróleo y gas. El petróleo y el gas se han producido sobre el Eagle Ford en las formaciones Olmos y el Austin Chalk. Por debajo del Shale Eagle Ford, la producción ha sido desde la formación de caliza Buda y Edward.

Eagle Ford había recibido muy poca atención por parte de las compañías petroleras antes de 2008. Era conocida como la roca generadora de gran parte del petróleo y el gas natural alojada en las unidades de roca que se encontraban por encima de ella, tal como la formación Austin Chalk. Pese a que se tenía conocimiento de las cantidades significativas de hidrocarburos que contenía, el propio Eagle Ford no era conocido como una unidad productora de petróleo y gas natural. La formación tenía una permeabilidad tan baja que el petróleo y el gas natural no podrían fluir a través de la roca hacia un pozo de producción. Esto cambió en 2008, cuando Petrohawk perforó un pozo en Eagle Ford sobre el condado de La Salle, teniendo un caudal inicial de 7,6 millones de pies cúbicos de gas natural por día. El resultado de este pozo demostró que el fracturamiento hidráulico en conjunto con la perforación direccional podría y era factible utilizarse en Eagle Ford.

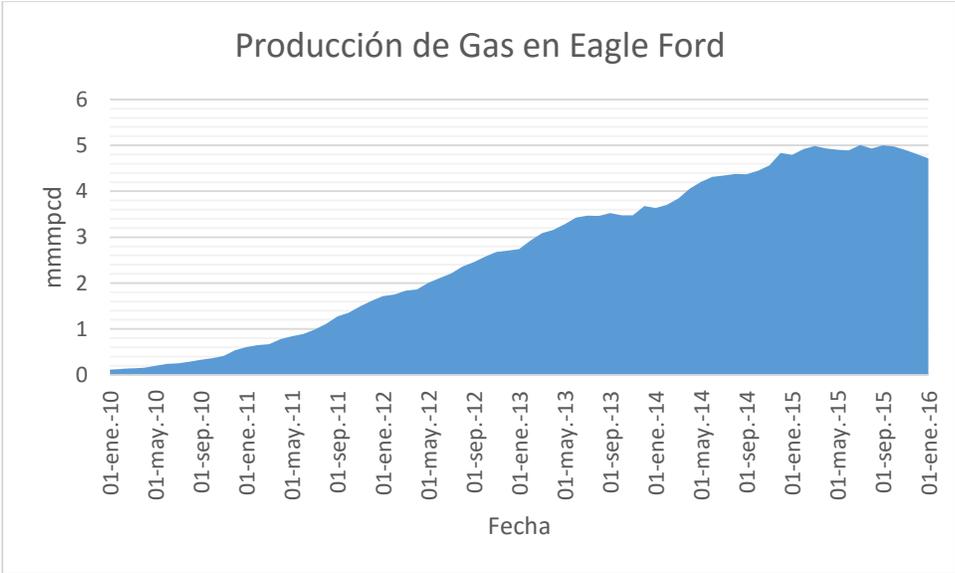
Los primeros pozos de la Formación Eagle Ford resultaron tan productivos que las actividades de arrendamiento y perforación se incrementaron a una tasa muy rápida, por lo que en la actualidad se ha convertido en una de las unidades de roca más perforadas en Estados Unidos. Es posiblemente el desarrollo económico más importante en la historia del estado de Texas, se ubica como el mayor proyecto de desarrollo de petróleo y gas en el mundo en base al capital invertido. Casi \$ 30 mil

millones de dólares se invirtieron en el desarrollo del play en 2013. En 2012 Eagle Ford represento un impacto económico de \$ 60 mil millones de dólares en la economía local del sur de Texas y la creación de 116.000 puestos de trabajo a lo largo de 20 condados (EagleFordShale, 2014).

Apache Corp. y EOG Resources son dos de las más grandes compañías operadoras del Shale Eagle Ford. Otras compañías importantes son Petrohawk, Swift Energía, ExxonMobil, ConocoPhillips, Murphy Oil, Chesapeake, Cabot Oil & Gas, y Pioneer Natural Resources.

Producción actual de gas en Eagle Ford

La formación produce Gas Natural y petróleo, sin embargo la producción de Gas y condensado es la más importante hasta el momento. Actualmente Eagle Ford aporta 4,700 millones de pies cúbicos por día (U. S. Energy Information Administration 2016) lo que representa cerca del 11% de la Producción total de Shale Gas en EUA.



5. 13 Elaboración propia con datos de EIA

Capítulo VI. Desarrollo en Canadá

En los últimos años, la industria de gas natural en Canadá ha reportado el descubrimiento de grandes volúmenes de recursos de shale gas in situ y recursos técnicamente recuperables. Tiene el quinto mayor volumen de recursos técnicamente recuperables de shale gas en el mundo (572.9 Bcf), solo después de China, Argentina, Argelia y EUA (U.S. EIA, 2013), y es además el segundo mayor productor de shale gas en el mundo con 3,000 mmpcd (U.S. EIA, 2015). No obstante, debido a la poca experiencia en el desarrollo de este recurso no convencional, su potencial aún no se conoce del todo. Sus estimaciones actuales de los recursos de shale varían ampliamente, y siguen estando sujetos a una incertidumbre significativa. En muchos casos, los recursos potenciales de shale gas no han sido plenamente evaluados debido a su fase inicial de desarrollo. Por otra parte, el gobierno federal y las provincias se encuentran todavía en el proceso de desarrollar un enfoque integral y estandarizado para la evaluación de los recursos no convencionales.



6. 1 Distribución de Provincias y Territorios en Canadá (Gov. Canadá)

Para Canadá, un aumento en la producción de shale gas en el país y en el extranjero podría significar oportunidades económicas sin precedentes y un desarrollo económico próspero en el futuro, pero también podría significar una mayor competencia en el mercado mundial del gas y por consiguiente una pérdida en los ingresos de exportación.

Potencial (Formaciones y recursos)

El Servicio Geológico de Canadá estimó en 2014 un volumen aproximado de 4,995 billones de pies cúbicos (Bcf) de shale gas in situ, estos recursos de gas se encuentran principalmente en las provincias de British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Quebec, New Brunswick, Nova Scotia, Northwest Territories y Yukón.

Region	Basin / Formation	Risky Technically Recoverable Resource	
		Oil/Condensate (Million bbl)	Natural Gas (Tcf)
British Columbia / Northwest Territories	Horn River (Muskwa / Otter Park)	-	93.9
	Horn River (Evie / Klua)	-	38.5
	Cordova (Muskwa / Otter Park)	-	20.3
	Liard (Lower Besa River)	-	157.9
	Deep (Doig Phosphate)	-	25.2
	Sub-Total	-	335.8
Alberta	Alberta (Banff / Exshaw)	320	0.3
	E/W Shale (Duvernay)	4,010	113.0
	Deep Basin (Nordegg)	790	13.3
	N.W. Alberta (Muskwa)	2,120	31.1
	S. Alberta (Colorado)	-	42.8
	Sub-Total	7,240	200.5
Saskatchewan / Manitoba	Williston (Bakken)	1,600	2.2
Quebec	App. Fold Belt (Utica)	-	31.1
Nova Scotia	Windsor (Horton Bluff)	-	3.4
	Total	8,840	572.9

*Less than 0.5 Tcf

6.2 Potencial de las formaciones en Canadá (EIA)

Por su parte la Agencia de Administración de Información de Energía de EE.UU. estima que solo 572.9 billones de pies cúbicos de shale gas en Canadá son técnicamente recuperables, lo que representa casi el 11% del volumen original de

gas estimado global por el servicio geológico de Canadá. Mientras que el shale gas ya se está produciendo en la formación Horn River en British Columbia y en la formación Montney en Alberta, se han confirmado regiones potencialmente productoras en Quebec (Utica Shale), New Brunswick (Federico Brook shale), y Nova Scotia (Horton Bluff shale).

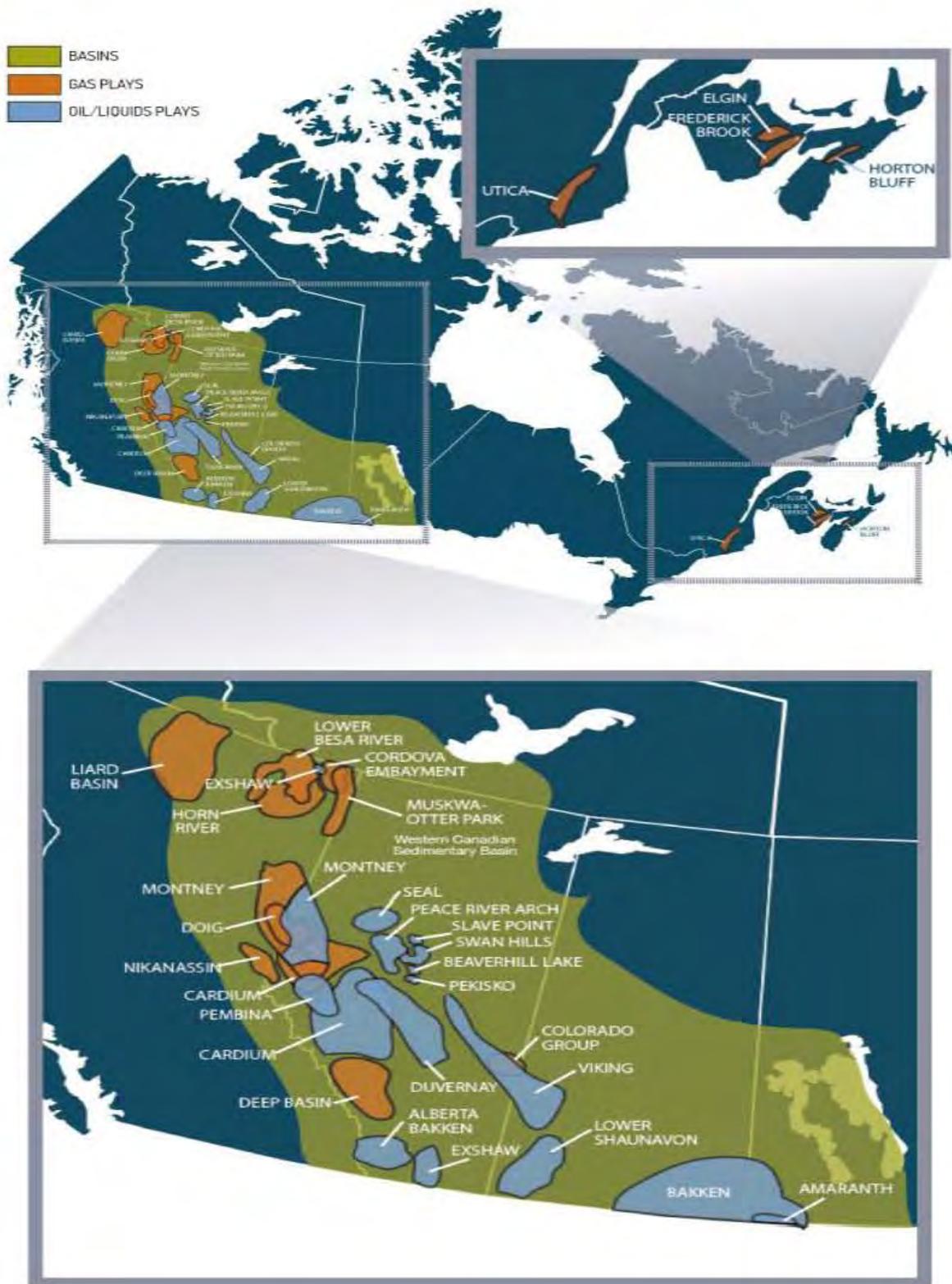
En la siguiente tabla y en el siguiente mapa se muestra información geológica de las formaciones con mayor potencial de shale gas en Canadá.

	Horn River	Montney	Colorado	Utica	Horton Bluff
Depth (m)	2 500 to 3 000	1 700 to 4 000	300	500 to 3 300	1 120 to 2000+
Thickness (m)	150	up to 300	17 to 350	90 to 300	150+
Gas-filled porosity (%)	3.2 to 6.2	1.0 to 6.0	less than 10	2.2 to 3.7	2
Total organic content (%)	0.5 to 6.0	1 to 7	0.5 to 12	0.3 to 2.25	10
Maturity (R _o)*	2.2 to 2.8	0.8 to 2.5	biogenic	1.1 to 4	1.53 to 2.03
Silica (%)	45 to 65	20 to 60	sand and silt	5 to 25	38
Calcite or dolomite (%)	0 to 14	up to 20%	–	30 to 70	significant
Clay (%)	20 to 40	less than 30	high	8 to 40	42
Free gas (%)	66	64 to 80	–	50 to 65	–
Adsorbed gas (%)	34	20 to 36	–	35 to 50	–
CO ₂ (%)	12	1	–	less than 1	5
GIP/section (million m ³)**	1 700 to 9 000+	230 to 4 500	623 to 1 800	710 to 5 950	2 000 to 17 000+
GIP/section (Bcf)**	60 to 318+	8 to 160	22 to 62	25 to 210	72.4 to 600+
Play area GIP (billion m ³)**	4 100 to 17 000	2 300 to 20 000	> 2 800	> 3 400	> 3 700
Play area GIP (Tcf)**	144 to 600+	80 to 700	> 100	> 120	> 130
Horizontal well cost, including frac (Million \$Cdn)	7 to 10	5 to 8	0.35 (vertical only)	5 to 9	unknown

6.3 Información geológica de las formaciones con mayor potencial et. Al. National Energy Board

Las preocupaciones ambientales, así como la fuerte caída de los precios del gas natural en los últimos años, han frenado considerablemente el ritmo de desarrollo.

Los gobiernos de las provincias afectadas han respondido a las perspectivas de desarrollo de shale gas en sus jurisdicciones y expresan su preocupación por la actualización de sus políticas y reglamentos pertinentes posteriores al lanzamiento de varios estudios sobre los posibles impactos de la explotación de este recurso no convencional.

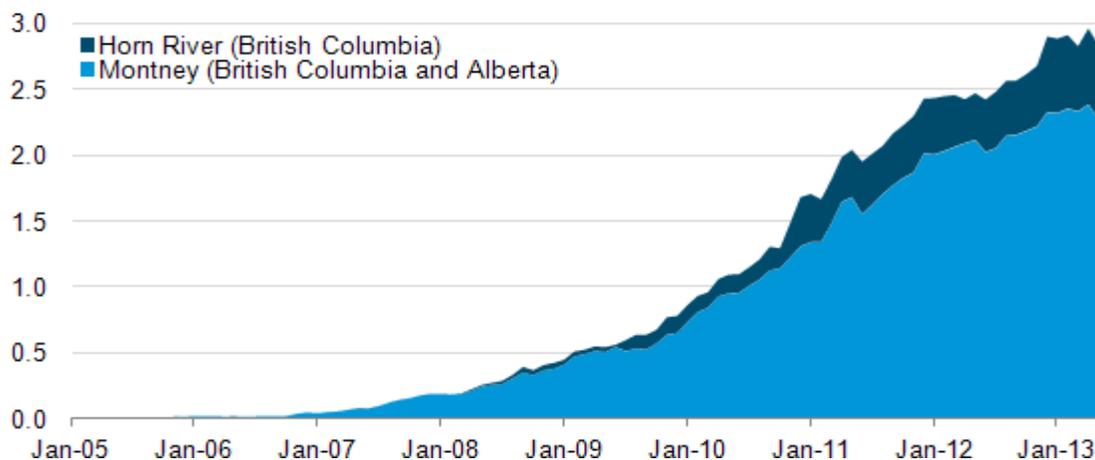


6. 4 Distribución de las formaciones de shale potenciales. (NEB Canadá)

Actividades actuales de exploración y producción

Western Canadá

En 2013, la Provincia de British Columbia produjo un promedio diario de 2,800 mmpcd de shale gas, representando con este volumen más del 20% de la producción total de gas en el país (Se estima que hay 2,900 billones de pies cúbicos de este recurso en la provincia).

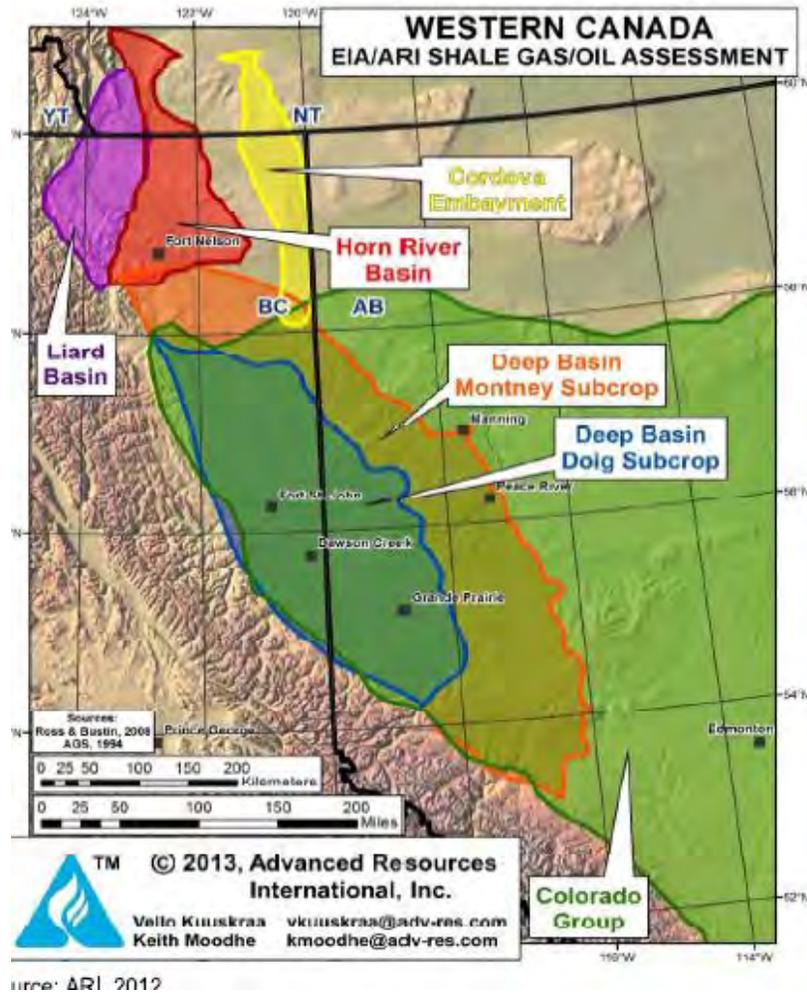


6.5 Producción de shale gas en Canadá 2005-2013 (EIA USA)

La mayor parte del desarrollo del shale gas en Canadá se lleva a cabo en las cuencas del Horn River y Montney, siendo las únicas dos formaciones en el país con una producción significativa de shale gas. La producción de gas a partir del shale Montney inició en 2005. La cuenca de Montney cubre más 2,64 millones de hectáreas, de los cuales la mayor parte se encuentra en la región de Fort St. John, Dawson Creek y la parte norte central de Alberta. Las estimaciones en la cantidad de gas natural in situ proveniente de la formación Montney en British Columbia son de 80-700 Bcf, de los cuales se estima solo el 20% de este recurso como técnicamente recuperable.

La formación Horn River se encuentra más al norte de la provincia British Columbia, abarca aproximadamente 1,31 millones de hectáreas en la región de Fort Nelson y Northern Plains. Se estima un volumen de 500 Bcf de gas in situ en la formación, pero, al igual que la formación Montney, se espera sólo el 20% técnicamente recuperable (The Council of Canadian Academies, 2009).

Figure I-1. Selected Shale Gas and Oil Basins of Western Canada



6. 6 Cuencas de shale gas en Western Canada (Advanced Resources International, Inc.)

El mayor desarrollo de los yacimientos de shale gas en Canadá ha tenido lugar en la provincia de British Columbia.

	B.C.*	Alta.	Sask.	Ont.	Que.	N.B.	N.S.
Drilled	1873	190	85**	1***	29	4	5
Fractured	~1873	178	~42	0	18	3****	3
Producing	1354	114	35	0	0	1****	0

6. 7 Número de pozos de shale gas perforados por provincia. (River et. al. 2012)

Parte de la producción actual de shale gas también se produce en Alberta, esta representa una fracción muy pequeña en comparación con la producida en British Columbia, aproximadamente menos del 0,1% de la producción total de gas natural en el país. En 2012, Alberta produjo aproximadamente 2,7 millones de pies cúbicos de gas a partir de formaciones de shale. La mayoría de los pozos productores de shale gas en Alberta son pozos verticales de poca profundidad, sin embargo están siendo perforados un número cada vez mayor de pozos horizontales. En cuanto al potencial de recursos de gas proveniente del shale en Alberta, se estima un volumen de entre 843 y 1,986 Bcf gas in situ.

Se sabe muy poco acerca del potencial del shale gas en la provincia de Saskatchewan. Entre 2001 y 2008, varios pozos exploratorios fueron perforados en la formación Colorado Group, desde entonces, ninguna actividad de exploración parece haber continuado.

A pesar de que la provincia de Alberta es, por mucho el área más desarrollada dentro de la Industria Petrolera en Canadá, con un número cercano a 400,000 pozos perforados, las estimaciones de los recursos de shale gas en la provincia varían ampliamente debido a que estas formaciones no convencionales recibieron poca atención hasta hace poco. El Regulador de Energía de Alberta (AER por sus siglas en inglés) ha identificado varios yacimientos de shale en la provincia, algunos de los cuales comparten extensión con la provincia British Columbia. El play más prometedor de estos, podría contener 3,424 Bcf in situ. Estos yacimientos varían considerablemente en términos de tamaño, espesor y profundidad.

La regulación en términos energía y recursos naturales en Alberta y por lo consiguiente la regulación para el desarrollo de shale gas, se encuentra en supervisión de la AER, la cual proporciona especificaciones para la perforación, terminación, producción y abandono de pozos de aceite y gas en la provincia. La AER también regula las cuestiones ambientales, todos los aspectos de la gestión del agua, disposición de tierra (vías de acceso y contratos de arrendamiento), y el transporte de productos relacionados con la industria del petróleo y el gas.

El desarrollo de shale gas en las formaciones más profundas, como en la lutita Montney en el oeste de Alberta se encuentran aún en etapas tempranas, una vez que la infraestructura de los gasoductos en la costa oeste se encuentre totalmente desarrollada, se espera que los ritmos de desarrollo aumenten.

Quebec



6. 8 Formación Utica y Horton Bluff (ARI)

Los últimos datos disponibles sugieren que la provincia de Quebec cuenta con un volumen de entre 100 y 300 Bcf de gas in situ. En total, 31 pozos de exploración se han perforado en la formación Utica (continuación de EUA) entre Montreal y la ciudad de Quebec

La formación Utica fue en un principio el objetivo principal de shale gas en Quebec, gran parte de este shale, subyace en la orilla sur de St. Lawrence River, aproximadamente entre Montreal y Quebec, donde viven más de dos millones de personas. Debido a que Utica subyace un área intensamente agrícola en St. Lawrence Valley, la oposición pública local ha tenido un impacto sustancial en el desarrollo del shale gas en esta región.

En este momento, la formación Dolgeville es considerada la formación más prometedora en la Región. Esta formación cuenta en promedio con 100 metros de espesor, que van desde 1.500 a 2.500 metros de profundidad, se encuentra entre las fallas de Yamaska y Logan, las cuales son más o menos paralelas a St. Lawrence River. El gas que se ha encontrado hasta la fecha es seco y contiene poco dióxido de carbono. Debido a que la exploración en esta formación aún se encuentra en una etapa temprana, las estimaciones de los volúmenes de gas in situ varían ampliamente (entre 100 y más de 300 Bcf) al igual que las estimaciones de

las cantidades de gas técnicamente recuperables, las cuales oscilan entre 22 y 47 Bcf (Duchaine et al., 2012) .

New Brunswick

La cuenca Maritimes Carboniferous cubre un triángulo irregular en la parte central y oriental de New Brunswick. Los recursos de shale gas identificados hasta ahora están en el sur de este triángulo (suroeste de Moncton). Las formaciones de shale son a la vez profundas (hasta 4,500 metros) y con gran espesor (hasta 1,100 metros) (Topolnisky et al., 2009). Tiene una estimación de casi 80 Bcf de gas técnicamente recuperables (Gobierno de Nuevo Brunswick, 2014). Desde el año 2000, más de 65 pozos de petróleo y gas han sido perforados en la provincia, la mayoría de los cuales se han fracturado hidráulicamente. El gas encontrado hasta la fecha es seco y con un bajo contenido de dióxido de carbono. El gobierno de New Brunswick está en proceso de desarrollar un nuevo marco normativo y reglamentario para controlar las actividades de aceite y gas en su jurisdicción. Se ha creado el Instituto de Energía de New Brunswick, una agencia independiente, encargada de la investigación y seguimiento de los temas de energía, publicando continuamente nuevas normas para la industria (Gobierno de Nueva Brunswick, 2013b).

La formación Frederick Brook es el objetivo principal de exploración de esta provincia, cuenta con varios pozos exploratorios perforados desde 2008, sin embargo gran parte del potencial de hidrocarburos de la provincia todavía está sin explorar.

Nova Scotia

El objetivo potencial de shale gas en Nueva Escocia se encuentra en la formación Horton Bluff en el área de Windsor-Kennetcook, solo en esta extensión se estima 69 Bcf de shale gas in situ debido a los altos contenidos de carbono orgánico total y el gran espesor de la formación (Ryder de Scott Company Petroleum Consultants, 2008; Triángulo de Petróleo, 2009).

Entre 2007 y 2008, varios pozos exploratorios fueron perforados en la formación de Horton Bluf, permitiendo estimar un recurso de 69 Bcf de shale gas in situ. Sin embargo de 2011 al 2014, el Gobierno de Nova Scotia no aprobó ninguna actividad de exploración o desarrollo de shale gas que implicaran trabajos de fracturamiento, en tanto se estableciera un Comité de Revisión del impacto del fracturamiento hidráulico en 2011 para examinar los posibles impactos ambientales de la

fracturación hidráulica en el desarrollo de hidrocarburos en tierra. En agosto de 2013, se nombró un panel de revisión independiente para examinar los impactos sociales, económicos, ambientales y de salud derivados del desarrollo de este gas no convencional.

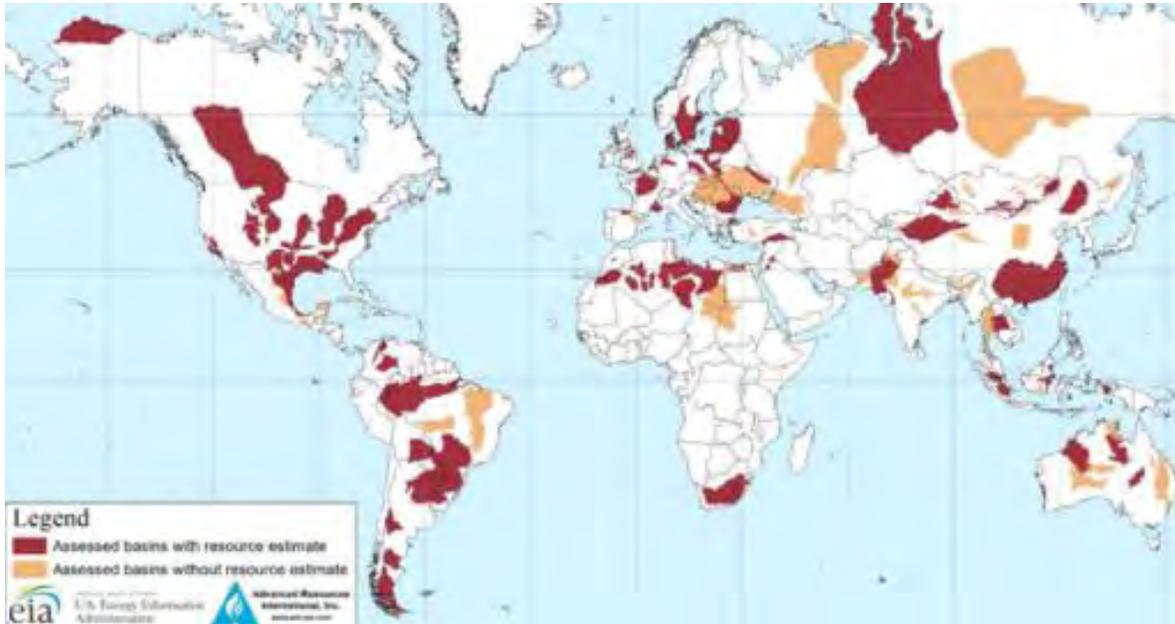
Nova Scotia es en gran medida una frontera en términos de exploración de hidrocarburos en tierra; debido a que son pocos los pozos que han sido perforados, lo que hace de la información sobre shale gas escaso. La exploración avanza de manera muy lenta debido a las políticas de la provincia, bajos precios del gas en Norteamérica y los altos costos de operación que implica el desarrollo de este gas no convencional.

Perspectivas e Impacto

Los bajos precios de gas, el exceso de oferta de gas natural en el mercado de América del Norte y la autosuficiencia energética de EUA, llevaron a la industria de gas Canadiense a concentrar sus esfuerzos en el desarrollo de los mercados de exportación más allá de América del Norte. La creciente demanda energética de las economías emergentes de Asia, así como los altos precios de gas en esas regiones, ofrecen oportunidades de exportación de gas natural. A pesar de estas oportunidades, el futuro de shale gas en Canadá y el ritmo de su desarrollo son inciertos, y dependerá de una serie de factores. Un reciente informe de la Oficina Nacional de Energía estima que el shale gas representará el 28% de la producción total de gas natural de Canadá en 2035. Sin embargo, este pronóstico se basa en una serie de suposiciones, incluyendo la suposición de que las crecientes exportaciones de gas natural y un aumento en los precios de gas natural estimularan ritmos altos de perforación. El pronóstico también no tiene en cuenta los posibles problemas ambientales y regulatorios que pueden influir en el ritmo de desarrollo de shale gas.

Capítulo VII. Proyectos en operación de Shale en el mundo

Panorama Mundial de Shale Gas



7. 1 Cuencas de shale gas/oil en el mundo (Advanced Resources International, Inc.)

Actualmente, sólo tres países en el mundo producen a gran escala volúmenes comerciales de gas natural de formaciones de shale: EUA, Canadá, y China. Sin embargo, otros países han comenzado a explorar y evaluar formaciones potenciales.

Argentina, Australia, China, Inglaterra, México, Rusia, Arabia Saudita, Turquía han comenzado la exploración o expresado su interés en sus formaciones de shale.

Más allá de la falta de experiencia técnica, existen muchos otros factores que impiden el desarrollo de los recursos de lutitas en Europa, Asia y América del Sur. La obtención de grandes cantidades de agua para las operaciones de perforación y estimulación constituye una preocupación importante, al igual que la disponibilidad limitada de equipos para servicios de campos petroleros; principalmente los del tipo utilizado para tratamientos de fracturamiento hidráulico. Además, se plantean problemas con respecto al uso potencial del suelo en las zonas densamente pobladas de Europa Occidental.

América del Sur: En América del Sur se localizan varias cuencas de shale gas potenciales. Sin lugar a dudas, Argentina posee el potencial de recursos más

grande seguido por Brasil. Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas.

Europa: Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de shale gas. Dado que parece alojar el mayor potencial, Polonia es uno de los países de Europa más activos en la exploración de estos recursos no convencionales. Francia sigue de cerca a Polonia en cuanto a recursos estimados, no obstante existe una moratoria de las actividades de investigación y perforación afines al desarrollo de shale gas. La extracción de gas de lutitas en Francia no se prohíbe expresamente, sin embargo, la incapacidad para aplicar la tecnología de fracturamiento debido a las prohibiciones gubernamentales, presenta dificultad para lograr la viabilidad de la producción de estos recursos no convencionales. En el Reino Unido las acciones gubernamentales destinadas a restringir las actividades de exploración de lutitas cambiaron su curso en mayo de 2011 y desde entonces se ha registrado un incremento de las operaciones de exploración de Shale Gas. Aunque Existen muchos otros depósitos de lutitas en cuencas de Europa que pueden ofrecer potencial para la exploración y el desarrollo, en su mayoría no han sido ampliamente explorados o no se han publicado datos para la evaluación de todo su potencial.

África: El continente africano posee varias cuencas de lutitas consideradas potencialmente productoras. Debido a la presencia de recursos convencionales sin explotar, poca ha sido la actividad de exploración de Shale Gas. La excepción notable con respecto a esta situación la constituye Sudáfrica, donde compañías de Exploración y Producción importantes e independientes se han involucrado activamente en la exploración. Marruecos cuenta con pocas reservas de gas natural y depende considerablemente de las importaciones para satisfacer sus necesidades de consumo interno, por este motivo, en esa zona existen actividades de exploración en curso en los depósitos de lutitas.

China: En China se han identificado muchas lutitas ricas en materia orgánica que resultan prometedoras como recursos no convencionales. Existen dos grandes cuencas sedimentarias de interés: la cuenca de Sichuan al sur y la cuenca de Tarím al oeste. Con depósitos de lutitas ricas en materia orgánica de gran espesor, estas cuencas cubren amplias extensiones y poseen buenas características prospectivas para el desarrollo. Se efectuaron evaluaciones y pruebas en la cuenca de Sichuan, en donde se ha confirmado la existencia de producción comercial. La cuenca de Tarím, en el oeste de China, es una de las cuencas de exploración de frontera más grande del mundo, no obstante, las condiciones áridas de la región que yace por debajo del desierto de Taklimakán, dejan en claro que la obtención de agua para los procesos de fracturamiento será difícil.

Australia: Los operadores de Australia tienen una larga historia en el desarrollo de yacimientos no convencionales, que incluyen gas en arenas compactas y metano en capas de carbón (CBM). Los yacimientos de gas en arenas compactas de baja permeabilidad suelen ser sometidos a tratamientos de fracturamiento hidráulico para su explotación. La experiencia con los yacimientos de gas en arenas compactas resulta una ventaja sobre el desarrollo de los recursos de Shale Gas debido a que los equipos y técnicas utilizados para desarrollar las lutitas son similares. No obstante, las cuatro cuencas con potencial de gas de lutitas no se encuentran en las mismas regiones.

Existen otras actividades de exploración en todo el mundo. Algunas regiones, tales como Medio Oriente y Rusia, cuentan con un potencial abundante de shale gas, no obstante el fácil acceso a los yacimientos convencionales impide la implementación de campañas serias de desarrollo de lutitas. Los países ávidos de energía y a menudo pobres en recursos constituyen la mayor parte de la actividad de exploración en curso. Un futuro prometedor para el Shale gas está lejos de estar garantizado: son muchos los obstáculos que deben ser superados, sin mencionar las preocupaciones sociales y medioambientales asociadas con su extracción. Actualmente existen tanto la tecnología como los conocimientos técnicos para producir gas no convencional de manera que se cumplan satisfactoriamente estos retos, pero se requiere un esfuerzo continuo por parte de los gobiernos y las industrias para mejorar su funcionamiento, si se busca mantener o ganar la confianza de la población.

Recursos de shale gas en el mundo

Dada la continuidad de la evaluación de los recursos globales de shale, las estimaciones del potencial de ese recurso se han elevado asombrosamente.

Rank	País	Shale Gas (Bcf) Técnicamente recuperables.
1	China	1115.2
2	Argentina	801.5
3	Argelia	706.9
4	USA	622.5
5	Canadá	572.9
6	México	545.2
7	Australia	429.3

Región	País	No probada técnicamente recuperable shale gas	
		(Billones de pies cúbicos)	Fecha actualización
Norteamérica			
	Canadá	572,9	05.17.13
	México	545,2	05.17.13
	EUA	622,5	04.14.15
Australia			
	Australia	429,3	05.17.13
Sudamérica			
	Argentina	801.5	05.17.13
	Bolivia	36.4	05.17.13
	Brasil	244,9	05.17.13
	Chile	48.5	05.17.13
	Colombia	54.7	05.17.13
	Paraguay	75.3	05.17.13
	Uruguay	4.6	05.17.13
	Venezuela	167.3	05.17.13
Europa del Este			
	Bulgaria	16.6	05.17.13
	Lituania / Kaliningrado	2.4	05.17.13
	Polonia	145,8	05.17.13
	Rumania	50.7	05.17.13
	Rusia	284,5	05.17.13
	Turquía	23.6	05.17.13
	Ucrania	127,9	05.17.13
Europa oriental			
	Dinamarca	31.7	05.17.13
	Francia	136,7	05.17.13
	Alemania	17	05.17.13
	Países Bajos	25.9	05.17.13
	Noruega	0	05.17.13
	España	8.4	05.17.13
	Suecia	9.8	05.17.13
	Reino Unido	25.8	05.17.13
África del Norte			
	Argelia	706.9	05.17.13
	Egipto	100,0	05.17.13
	Libia	121,6	05.17.13
	Mauritania	0	05.17.13
	Marruecos	11.9	05.17.13

	Túnez	22.7	05.17.13
	Sahara Occidental	8.6	05.17.13
Africa Sub-Saharan			
	Chad	44.4	12.29.14
	Sudáfrica	389,7	05.17.13
Asia			
	China	1115.2	05.17.13
	India	96.4	05.17.13
	Indonesia	46.4	05.17.13
	Mongolia	4.4	05.17.13
	Pakistán	105.2	05.17.13
	Tailandia	5.4	05.17.13
Caspian			
	Kazajstán	27.5	12.29.14
Medio Oriente			
	Jordán	6.8	05.17.13
	Omán	48.3	12.29.14
	Emiratos Árabes Unidos	205.3	12.29.14
total de 46 países *		7,576.60	

U.S. Energy Information Administration, **Annual Energy Outlook 2015 Assumptions Report**. Table used for tight oil and Table 9.2 dry unproved natural gas (shale gas) resource estimate was multiplied by 1.045 so as to include natural gas plant liquids for an unproved wet natural gas volume.

Debido al gran potencial de recursos shale en China y Argentina, varios proyectos de exploración y producción se encuentran en marcha, Durante los últimos dos años China ha perforado más de 200 pozos y Argentina más de 275, ambos se han posicionado como los únicos dos países fuera de Norteamérica con un desarrollo relativamente avanzado. Cada país tiene el potencial de aumentar significativamente la producción de shale gas.

Proyectos en operación

Argentina

En Argentina, muchas compañías petroleras internacionales cuentan con contratos de arrendamiento en áreas con gran potencial productor de shale. Gran parte de la actividad realizada en shale gas, se ha dirigido en la formación Vaca Muerta en la cuenca de Neuquén. La compañía nacional Yacimientos Petrolíferos Fiscales, la mayor operadora de shale en el país informó a mediados de 2015 una producción de 67 mmpcd de gas natural a partir de 3 asociaciones conjuntas en Vaca Muerta: una con Chevron en el campo Loma Campana, una segunda con Dow Chemical en el campo El Orejano y la última en asociación con Petronas en el campo La Amarga Chica. Adicionalmente la compañía nacional china SINOPEC y la compañía nacional Rusa Gazprom han firmado un convenio de participación con YPF para desarrollar producción de shale gas en la misma cuenca de Neuquén.

Actualmente Argentina cuenta con importantes proyectos de exploración y producción comercial de shale gas en etapa temprana, en la cuenca de Neuquén por compañías como Apache, EOG, ExxonMobil, Total, YPF y empresas locales de menor dimensión. Cuenta con recursos potencialmente grandes y de alta calidad de shale gas en cuatro cuencas principales:

- **Cuenca Neuquén**
- **Cuenca del Golfo San Jorge**
- **Cuenca Austral**
- **Cuenca del Paraná**

La cuenca Neuquén Es el objetivo principal de shale en Argentina, cuenta con unos 50 pozos verticales perforados desde 2010, que indican un buen potencial de producción en la formación Los Molles y especialmente en Vaca Muerta (YPF, 2013).

Figure V-1. Prospective Shale Basins of Argentina



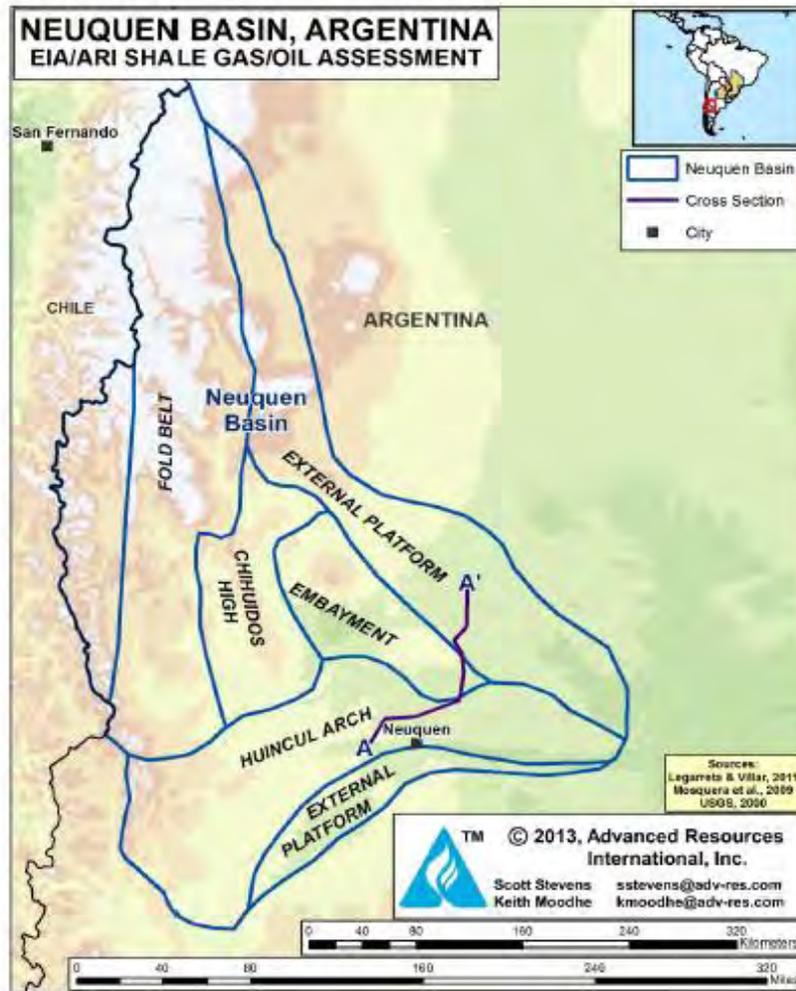
Source: ARI, 2013.

7. 2 Cuenas prospectivas de shale gas en Argentina (ARI)

Cuenca Neuquen

Actualmente se llevan a cabo trabajos de perforación y pruebas de producción en la cuenca Neuquén, principalmente en la Formación Vaca Muerta en su mayoría a profundidades de entre 6,000 y 11,000 ft. YPF posee cerca de 3 millones de acres en la cuenca y está negociando con Chevron, Total, Statoil, Dow Chemical y otras empresas para desarrollar conjuntamente los recursos de shale. Incluyendo los pozos perforados por Repsol, YPF ha perforado cerca de 37 pozos en Vaca Muerta desde el 2012. Según los informes Chevron invirtió cerca de \$1,000 millones de dólares para perforar 100 pozos en asociación con YPF en la cuenca Neuquen mientras que CNOOC firmó un acuerdo de invertir \$1,500 millones de dólares de igual manera con YPF en la perforación de 130 pozos en la misma cuenca (Advanced Resources International, 2013).

Figure V-2. Neuquen Basin Structure Map



Source: ARI, 2013.

7.3 Cuenca Neuquen, Argentina (ARI)

La compañía Apache cuenta con aproximadamente 1,3 millones de acres netos en la cuenca de Neuquen con gran potencial de la formación Vaca Muerta, de los cuales se estima 586,000 acres netos ricos en hidrocarburos. Apache invirtió cerca de \$200 millones durante el 2013 para perforar 16 pozos en Vaca Muerta (Advanced Resources International, 2013).

Americas Petrogas opera 15 bloques que cubren cerca de 1,4 millones de acres netos en la cuenca. Hasta la fecha la empresa ha perforado cuatro pozos de exploración de shale para poner a prueba la formación Vaca Muerta.

China

Gran parte del esfuerzo inicial ha sido desarrollado por SINOPEC y PetroChina de China National Petroleum Corporation (CNPC), dos de las compañías petroleras nacionales del país. Según el Ministerio de Tierras y Recursos de China, la producción de shale gas alcanzó los 600 mmpcd a finales de 2015 (U.S. Energy Information Administration 2015). CNPC ha perforado cerca de 125 pozos en formaciones de shale y ha puesto 74 de ellos a volúmenes de producción comercial, aportando cerca de 250 mmpcd a la producción total en el país. Por su parte SINOPEC consiguió producir 130 mmpcd de gas en la formación Fuling de la cuenca de Sichuan.

Cuenta con abundantes recursos de shale gas en 7 cuencas posibles:

Sichuan, Tarim, Junggar, Songliao, la Plataforma de Yangtze, Jiangnan y Subei.



7. 4 Cuencas de shale en China (ARI)

China tiene un estimado de 1,115 Bcf de shale gas técnicamente recuperable, principalmente Sichuan (626 Bcf), Tarim (216 Bcf), Junggar (36 Bcf), y Songliao (16 Bcf) lo que lo convierte en el país con más recursos prospectivos técnicamente recuperables (Advanced Resources International, 2013). Contratos de arrendamiento y permisos en exploración ya se encuentran en marcha, la actividad

se centra en las áreas de la cuenca de Sichuan y de la Plataforma de Yangtze, por empresas como PetroChina Sinopec y Shell.

Las perforaciones iniciales confirmaron el potencial estimado de recursos, y aunque cuenta con volúmenes significativos de producción, el aumento de estos a gran escala en el corto plazo presenta un reto debido a la compleja estructura geológica de las cuencas (fallas, altos esfuerzos tectónicos), el acceso restringido a los datos geológicos, al alto costo y el poco desarrollo de infraestructura para la perforación direccional y el fracturamiento hidráulico en el país.

El gobierno de China priorizó el desarrollo de shale en términos legales, tecnológicos y fronteras comerciales. En marzo de 2012 se estableció el Plan de cinco años para el desarrollo de Shale Gas, lo que prevé el desarrollo comercial a gran escala de los recursos en China, considerando en este plan incentivos fiscales y subsidios en apoyo a la inversión. El gobierno se ha fijado el objetivo alcanzar una producción de shale gas de 5,800 a 9,700 mmpcd para el año 2020, un objetivo muy ambicioso pero poco probable dada las características geológicas de las cuencas en china.

El sector de servicios de China está empezando a adquirir la capacidad necesaria para trabajos de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico a gran escala. Es indispensable un arduo trabajo para definir las formaciones con mayor potencial, para desarrollar la capacidad de perforación y estimulación de manera eficaz y económica, así como instalar una extensa infraestructura superficial para transportar el hidrocarburo al mercado.

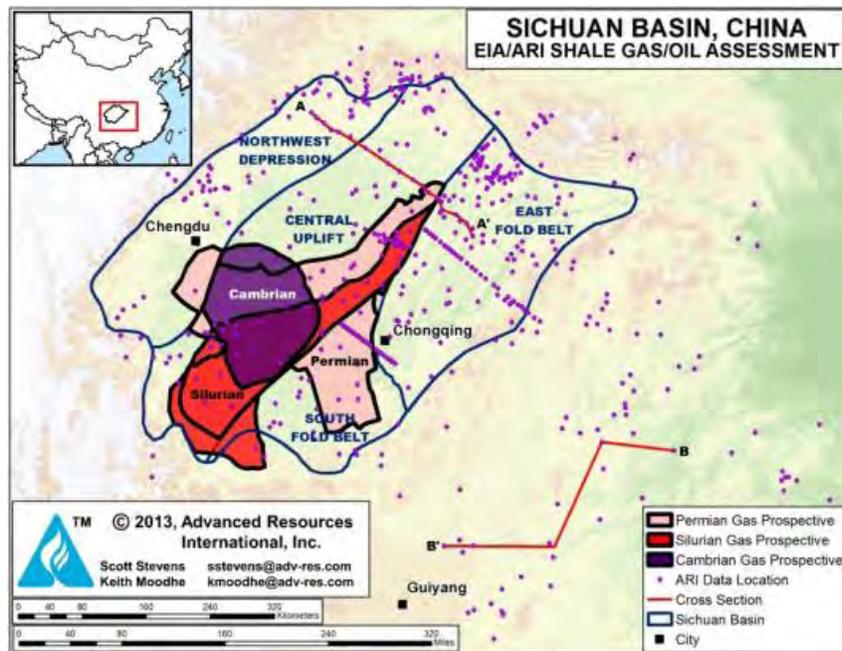
La industria es cautelosa con respecto al ritmo de desarrollo de shale gas en China. Incluso en la cuenca de Sichuan, el área con mayor potencial, los ingenieros de PetroChina observaron: "una considerable complejidad estructura, con amplio plegamiento y fallamiento, lo que representa un significativo riesgo para el desarrollo de este gas no convencional."

Actualmente son dos las áreas con mayor potencial para el desarrollo de Shale Gas y en los cuales se llevan actualmente proyectos de desarrollo:

- Sur de China: Las cuencas Sichuan, Jiangnan, Subei y la Plataforma Yangtze).
- Norte de China: Las cuencas de Tarim, Junggar, y Songliao.

Sur de China: Las cuencas Sichuan, Jiangnan, Subei y la Plataforma Yangtze).

La cuenca de Sichuan es por mucho, el área más activa de perforación y desarrollo de shale en China. Actualmente se llevan a cabo programas de perforación por PetroChina, Sinopec, y Shell, mientras que otras empresas chinas y extranjeras se encuentran negociando contratos por el derecho de uso de suelo. El Ministerio de Tierra y Recursos comenzó a perforar pozos de delimitación en la cuenca de Sichuan desde 2009. PetroChina y Sinopec quienes cuentan con experiencia en el desarrollo de shale en Norte América, poseen grandes extensiones por medio de contratos de arrendamiento en la cuenca de Sichuan.



7.5 Cuenca de Sichuan, China (ARI)

A principios de 2013, se les adjudico a Shell y CNPC, un bloque de 3,500 km² de Fushun-Yongchuan, situado en el sur de Sichuan. El bloque de Fushun-Yongchuan es el primer contrato de producción compartida con inversión extranjera en China para la extracción de shale gas. Shell también está llevando a cabo estudios conjuntos sobre otros dos bloques de la cuenca de Sichuan (Zitong, Jinqiu), lo que daría a la empresa una superficie total de 8.500 km² en caso de que se le sea adjudicada.

En otras áreas de la cuenca de Sichuan, PetroChina ha realizado trabajos de fracturamiento hidráulico en al menos cinco pozos horizontales, dirigidos a la formación Longmaxi y dos pozos verticales dirigidos a la formación Qiongzhusi.

En estos pozos verticales la producción de gas alcanzó un máximo de 1.15 Mpc/d y declinó rápidamente a 300 mil pies cúbicos, con un promedio de 580 mil pies cúbicos durante la prueba de flujo de 60 días. PetroChina dedujo al obtener un volumen mucho menor de lo esperado que las fracturas tenían una geometría sencilla en lugar de red compleja. Aun así, la prueba mostró que el shale Qiongzhusi puede ser productivo.

A ConocoPhillips se le adjudicaron en 2013 dos bloques de exploración de shale en la cuenca de Sichuan. Chevron está llevando a cabo un estudio conjunto con Sinopec del bloque de shale gas Qiannan en la Plataforma de Yangtze, situado al norte de la ciudad de Guiyang en la provincia de Guizhou, y justo al sur de la cuenca de Sichuan. Chevron inició la adquisición sísmica del bloque en julio de 2011 y perforará su primer pozo de exploración en 2012.

BP, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, Statoil y Total han mostrado interés en el arrendamiento de bloques de shale gas en la Plataforma de Sichuan o Yangtze. Newfield Exploration y EOG Resources, operadores de shale gas en América del Norte realizaron evaluaciones detalladas de shale gas en la cuenca de Sichuan durante los últimos años. Newfield llevó a cabo una evaluación detallada estudio conjunto con PetroChina en el campo de gas Weiyuan, pero decidió no proceder.

Polonia

Polonia cuenta con una de las infraestructuras más favorable de Europa para el desarrollo del shale gas. La cuenca del Báltico en el norte de Polonia, es la región con mayor potencial de recursos por tener una configuración estructural relativamente simple. Las cuencas de Podlasie y Lublin cuentan también con un gran potencial, sin embargo su configuración estructural es compleja, lo que limita la perforación horizontal.

Figure VIII-1: Location of Assessed Shale Basins in Poland.



Source: Modified from San Leon Energy, 2012

7. 6 Cuencas prospectivas con recursos shale en Polonia (ARI)

El desarrollo del shale gas en Polonia se encuentra todavía en una fase temprana de exploración, pre-comercial. Alrededor de 43 pozos de exploración verticales y dos pozos horizontales con pruebas de producción se han perforado hasta la fecha. Sin embargo, los primeros resultados no han cumplido las expectativas iniciales de la industria.

Desde el año 2010, empresas de menor tamaño como Lane Energy, BNK Petroleum, San Leon Energy han sido las pioneras en el desarrollo de shale gas en la cuenca del Báltico. Recientemente, grandes compañías petroleras (ConocoPhillips, Marathon, Talismán) han adquirido bloques para la exploración y desarrollo. PGNiG la compañía petrolera nacional, se encuentra activa, pero ha centrado sus esfuerzos fuera de la cuenca del Báltico. Hasta ahora los proyectos de shale en Polonia, han tenido un éxito limitado con modestos gastos de producción.

Cuenca Báltico

Existen varios proyectos de operación en la cuenca del Báltico por compañías como PGNiG, ConocoPhillips, Marathon, Nexen, San Leon Energy y Talisman.

PGNiG, posee 15 licencias de exploración de shale gas. En el 2013, la compañía informo de una inversión de \$ 500 millones de dólares en el desarrollo de shale gas en asociación con compañías de aquel país. PGNiG ha perforado al menos cuatro pozos de exploración de shale gas en la cuenca del Báltico, resultando una producción de gas en dos pozos verticales a una profundidad de 3,000 m. La compañía perforó además su primer pozo horizontal con el objetivo de obtener producción comercial en este año.

ConocoPhillips adquirió 3 bloques de shale en la Cuenca del Báltico Occidental, ha producido gas a bajos gastos entre 90 y 500 mpcd. Marathon y Nexen, han adquirido sísmica y perforado al menos un pozo de shale en la Cuenca del Báltico. Marathon observo en 2012 baja calidad en el yacimiento. Actualmente la empresa lleva acabo pruebas de inyección para determinar si se debe proceder con la estimulación hidráulica.

Cuenca Lublin

Compañías como PGNiG, ExxonMobil, Chevron, Marathon están llevando a cabo proyectos de exploración de shale gas en la cuenca Lublin.

En 2009, Chevron adquirió cuatro bloques de exploración por un total de 4,433 Km² en la cuenca sureste de Lublin, hasta la fecha ha completado un programa de adquisición sísmica 2 D con el fin de diseñar programas de perforación multi pozos.

Marathon Oil cuenta también con bloques de exploración en la Cuenca de Lublin.

Cuenca Podlasie

Licencias de exploración ya se han otorgado en esta cuenca. Recientemente Marathon Oil perforo el primer pozo vertical en la región sin embargo no se han dado a conocer los resultados.

Argelia

Cuenca de Ghadames

Debido a su gran potencial en recursos de shale gas, la compañía de gas natural en Argelia, Sonatrach ha llevado a cabo un exhaustivo esfuerzo para definir el tamaño y la calidad de los recursos de shale gas. Hasta la fecha, la compañía ha establecido una base de datos con núcleos extraídos con anterioridad, registros y otros datos complementando así los nuevos registros de las principales cuencas de shale en Argelia. El proyecto llevara a cabo perforaciones de pozos piloto para evaluar la productividad de las cuencas con alto potencial comerciable. El primer pozo piloto dentro de este amplio programa de evaluación de recursos de shale gas, está previsto para la cuenca Berkine (Ghadames), seguido de pozos de evaluación en las cuencas Illizi, Timimoun, Ahnet y Mouydir. Compañías como Statoil y Repsol, realizaron en 2013 estudios geológicos y caracterización de yacimientos de shale gas. Argelia ha realizado modificaciones en su legislación en materia de energía, mejorando con esto las oportunidades de inversión por medio de licencias de exploración y producción (Advanced Resources International, 2013).

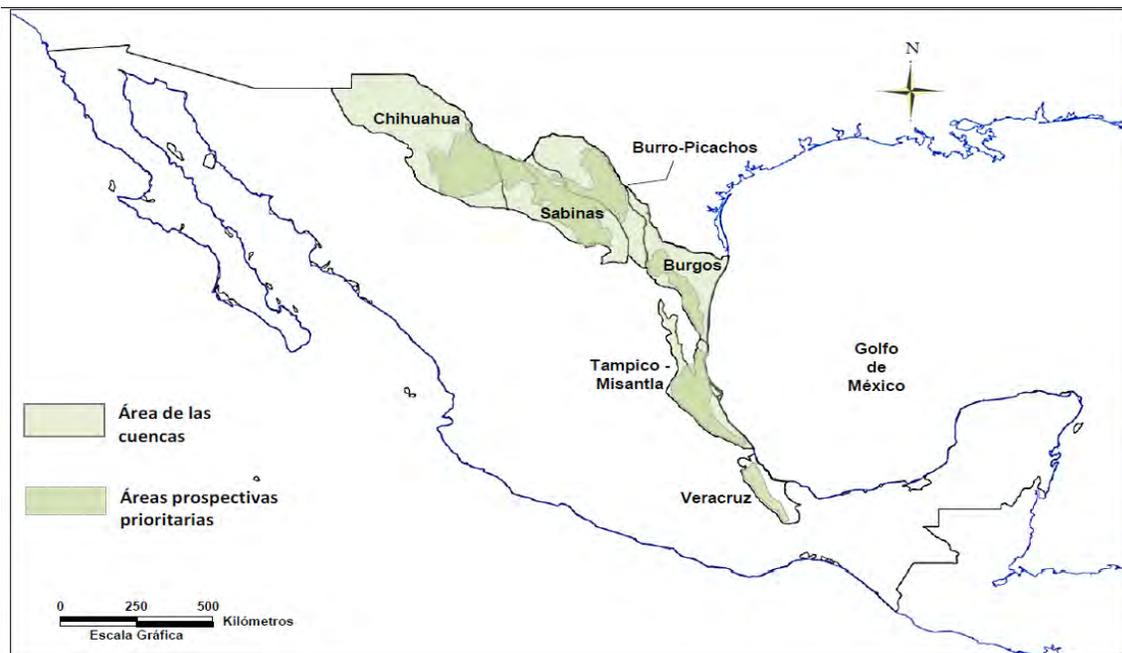
Capítulo VIII. Potencial, perspectivas e impacto del Shale Gas en México

Potencial

Las proyecciones de demanda de gas a nivel mundial estiman un incremento, debido al impacto del crecimiento económico y de la población. Con el fin de asegurar la oferta de hidrocarburos y la autosuficiencia de gas en el país, aunado al gran potencial prospectivo de energía no convencional en la región, se han realizado trabajos exploratorios con el fin de evaluar y desarrollar los recursos de shale gas.

Con base a los datos de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos obtenidos en más de 75 años de exploración de cuencas en el país, se ha realizado la identificación de provincias geológicas potenciales para el desarrollo de shale. Estas son:

- Cuenca Sabinas
- Cuenca Burro-Picachos
- Cuenca de Burgos
- Cuenca Tampico-Misantla
- Cuenca de Veracruz
- Cuenca Chihuahua



8. 1 Distribución de Provincias Geológicas con potencial productor shale, (PEMEX)

Recursos Estimados

The Advanced Resources International, Inc. en el documento “EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment” preparado para la Agencia de Información de Energía de EUA estimó en el 2013 un recurso prospectivo para México de 545 Bcf. de shale gas. Petróleos Mexicanos en cambio, estima de acuerdo a sus datos y a los trabajos de exploración a la fecha un recurso prospectivo **documentado** de 141.5 Bcf de shale gas distribuidos de la siguiente manera.

Recursos prospectivos documentados

Provincia	Aceite	Gas	PCE
	mmmbbl	Bcf	mmmbpce
Sabinas-Burro-Picachos	0.6	67.0	13.9
Burgos	0.0	53.8	10.8
Tampico-Misantla	30.7	20.7	34.7
Veracruz	0.6	0.0	0.8
Total	31.9	141.5	60.2

8. 2 fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo con los recursos prospectivos documentados, las características geológicas, la infraestructura desarrollada en la región y los servicios de perforación, las cuencas de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos son las provincias con mayor potencial para el desarrollo de gas no convencional en México. Las cuencas de Veracruz, Chihuahua y otras cuencas terrestres de igual forma cuentan con un importante potencial, sin embargo tienden a ser estructuralmente más complejos lo que dificulta los trabajos de perforación horizontal.

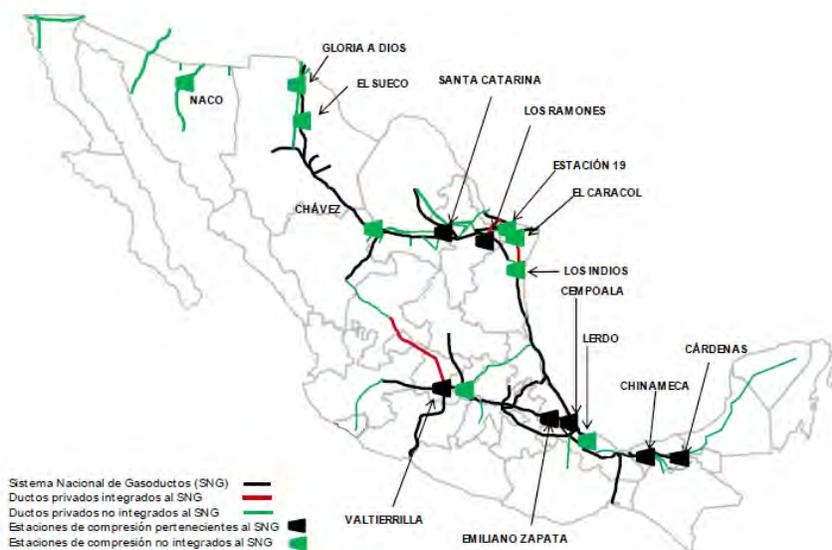
Por otro lado, la estimulación hidráulica que se ha realizado durante algunos años para el desarrollo del tight gas, proporciona cierta capacidad en el servicio local a los pozos. Por lo tanto México ofrece un relativo bajo riesgo en los objetivos de exploración de shale en comparación con otros países como China y Australia.

Debido a las anteriores restricciones de inversión privada en petróleo y gas, Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la única empresa que ha llevado a cabo actividades de exploración de shale en México hasta la fecha.

Infraestructura

Para llevar a cabo actividades de producción, transporte y comercialización, el país cuenta con la siguiente infraestructura (PEMEX 2015):

- Complejos procesadores de gas
- Terminales de distribución de gas licuado
- Representaciones comerciales
- 16 Sectores de Ductos distribuidos en la República Mexicana con un total de **12,678 km** de ductos los cuales se desglosan por el producto que transportan de la siguiente forma: 9,037 km que transportan gas natural; 1,815 km que transportan gas licuado del petróleo; 1,294 km de petroquímicos básicos; 490 km de petroquímicos secundarios y 40 km que transportan agua. Dichos sistemas de transporte por ductos están integrados por 15 estaciones de compresión, 5 estaciones de bombeo y 9 interconexiones internacionales.



Fuente: SENER con información de CENAGAS.

8. 3 Sistema de transporte de gas en México. (SENER con información de CENEGAS)

El marco regulatorio en el mercado del gas, permite desde 1995 la participación de privados en el transporte, distribución, y comercialización de gas natural. A 20 años de esta apertura la infraestructura de transporte solo creció el 2% anual. Si bien la infraestructura de transporte prácticamente no ha crecido, no es el caso de los usuarios de gas natural. El crecimiento de la demanda y una oferta de transporte restringida, han provocado en la actualidad que los gasoductos operen a su máxima capacidad, haciendo de la infraestructura de gasoductos un servicio limitado.

Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018

El 29 de abril de 2014 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI). Dicho Programa contiene el Plan de Gasoductos, el cuál fue elaborado con información de Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad por la Secretaría de Energía. El Plan de Gasoductos prevé la construcción de 18 nuevos gasoductos de transporte de gas natural con la meta de lograr 2 objetivos:

- (i) incrementar la capacidad de transporte, y
- (ii) subsanar los cuellos de botella derivados del incremento en la demanda de este combustible y la falta de expansión en la red de transporte de gas natural en el país.

Pemex, CFE y la iniciativa privada aumentarán 78% alcance del gas natural en México. La ampliación de la red de gasoductos del país, tendrá una inversión mayor a 23 mil millones de dólares, llegará a los 20 mil 230 kilómetros de longitud al término del 2018. De 2012 a la fecha fueron ya instalados mil 958 kilómetros de gasoductos.

Disponibilidad de Agua

Las precipitaciones en el norte del país donde se encuentran la mayor parte de recursos de shale gas, son escasas. Cerca del 50% de las precipitaciones anuales de México se generan en el sureste en contraste con el 4% producido en el norte del país. La creciente demanda de alimentos y energía en México ha impulsado la extracción de agua, haciendo la distribución del agua un reto para México.

Restricciones en la disponibilidad de agua.

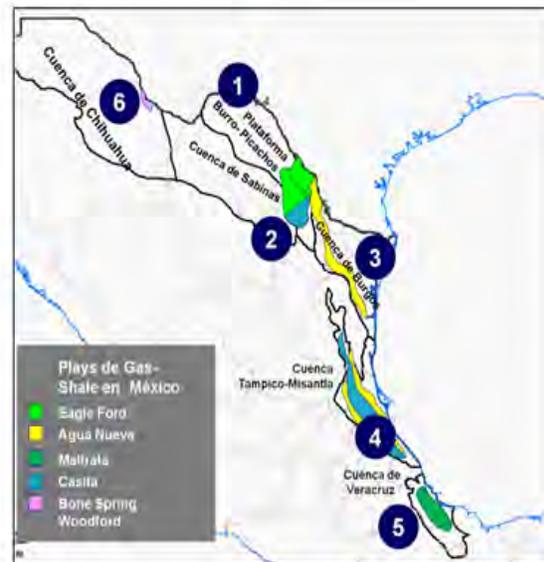
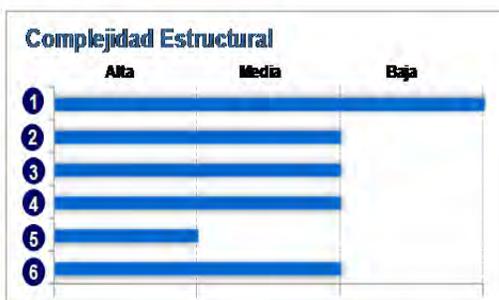
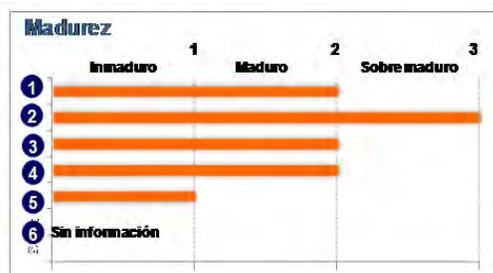
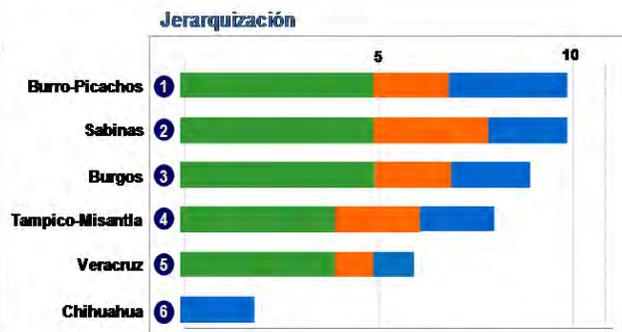
Se habla de estrés hídrico cuando la demanda de agua es más importante que la cantidad disponible durante un periodo determinado o cuando su uso se ve restringido por su baja calidad.

Cerca del 61% de los recursos prospectivos estimados de shale gas en el país, están situados en zonas áridas, de alto o muy alto estrés hídrico (World Resources Institute, 2014). Las cuencas de Tampico y Sabinas se encuentran casi en su totalidad en áreas de muy alto estrés hídrico.

Desarrollo de Shale gas.

Identificación de Provincias Geológicas Potenciales

En 2010 Petróleos Mexicanos (PEMEX) dio inicio de manera sistemática la evaluación del potencial de recursos shale con la identificación de 6 provincias potenciales por medio de la jerarquización de parámetros geológicos y geoquímicos obtenidos durante 70 años de exploración como, riqueza orgánica de la lutita, madurez térmica y complejidad estructural.



8. 5 Etapa de jerarquización de provincias prospectivas de recursos shale por Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Exploración

La continuación de la formación productora Eagle Ford en las cuencas de Burgos y Sabinas-Burro-Picachos ha sido el foco de atención para la exploración inicial de shale en México.

El 13 de septiembre de 2010 se iniciaron los trabajos de exploración con la perforación del pozo Emergente-1. Geológicamente ubicado en la cuenca de Sabinas se encuentra en el municipio de Hidalgo en el estado de Coahuila de Zaragoza y es el primer pozo en evaluar una formación No Convencional (shale gas) en México. El objetivo de este pozo fue el de confirmar la continuidad de la formación Eagle Ford del Cretácico Superior, productora de shale gas en EUA. El pozo se encuentra ubicado en una geología estructural muy sutil, alcanzó una profundidad total de 4,071 m. y la sección horizontal se desarrolló por 1,300 m. a lo largo de la formación Eagle Ford del Cretácico Inferior. La formación en esta sección tiene la combinación de contenido de materia orgánica (2.43%-5.95%), madurez térmica (Ro. 0.5- >12%), porosidades (3.5-6.4%) y saturación de gas que lo convierten en un atractivo para su explotación.

Se realizaron 17 etapas de fracturamiento empleando 30 millones de litros de agua y 42,563 sacos de arena de cuarzo como agente de sostén, obteniendo de esta manera en febrero del 2011 la primera producción comercial de shale gas de un pozo exploratorio en México con un gasto inicial de 2.9 mmpcd. El pozo cumplió sus objetivos económico-petroleros al resultar productor comercial de gas seco en el yacimiento no convencional de shale gas. En tanto la reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 5.2, 30.4 y 111.8 mmmpc de gas respectivamente.

Pemex comenzó con un programa de exploración de shale dirigido a la formación Eagle Ford, para luego extenderse a la formación Pimienta.

En 2012 se obtuvieron 3,333.2 Km de Sísmica 2D para darle lugar a la prospección de localizaciones de shale gas. Destacaron los descubrimientos realizados en yacimientos no convencionales de shale gas con los pozos Habano-1 y Arbolero-1, este último abrió grandes expectativas y áreas de oportunidades en formaciones nuevas debido a que se descubrió por primera vez un yacimiento no convencional en la formación Pimienta del Jurásico Superior. Habano-1 y Arbolero-1 en conjunto adicionaron reservas 3P de gas natural por un total de 305.6 mmmpc.

Las actividades de exploración en shale realizadas en el 2013 por Petróleos Mexicanos llevo al descubrimiento del primer yacimiento no convencional de aceite de lutitas, obteniendo por primera vez producción comercial de aceite ligero en el

pozo Anhérido-1. En lo que corresponde a la cuenca de Burgos, los pozos Anhérido1, Chucla-1 y Nuncio-1 confirmaron la comercialidad de los yacimientos no convencionales de shale gas en la cuenca. De igual forma se obtuvieron 128 km² de Sísmica 3D para documentar nuevas oportunidades exploratorias en las formaciones no convencionales del Jurásico Superior Pimienta y Cretácico Superior Agua Nueva.

Durante el año 2014 en las regiones terrestres destacaron los descubrimientos de yacimientos no convencionales de shale gas con los pozos Tangram-1 y Céfiro-1, mismos que confirmaron la perspectiva respecto al potencial de México en este tipo de yacimientos, esperando que las condiciones del mercado Internacional mejoren. Céfiro-1 obtuvo una producción inicial de 12 mmpcd. Produciendo de esta manera la tasa más alta de un pozo de shale gas en México hasta el momento. En 2015, se registró la terminación del último pozo exploratorio en México hasta la fecha, Serbal-1 en Cruillas Tamaulipas con objetivo en la formación Pimienta del Jurásico Superior, resultando este productor no comercial.

El 25 de Febrero de 2016, La Comisión Nacional de Hidrocarburos en su 2da. Sesión Ordinaria de Órgano de Gobierno, autorizó a petróleos Mexicanos por primera vez bajo la nueva legislación de la Reforma energética, la perforación de tres pozos exploratorios de Shale Gas, Semillal-1, Maxochitl-1 y Kaneni-1 con una inversión total de 533 millones de Dolares.

La exploración se ha concentrado en **formaciones del Cretácico Superior y Jurásico Superior en las Cuenca de Burgos y Sabinas-Burro-Picacho**. Pese a que los pozos iniciales produjeron a tasas muy bajas, el mejoramiento de la técnica y la experiencia ha dado en los últimos pozos exploratorios tasas más productivas, particularmente en la formación Pimienta en la cuenca de Burgos.

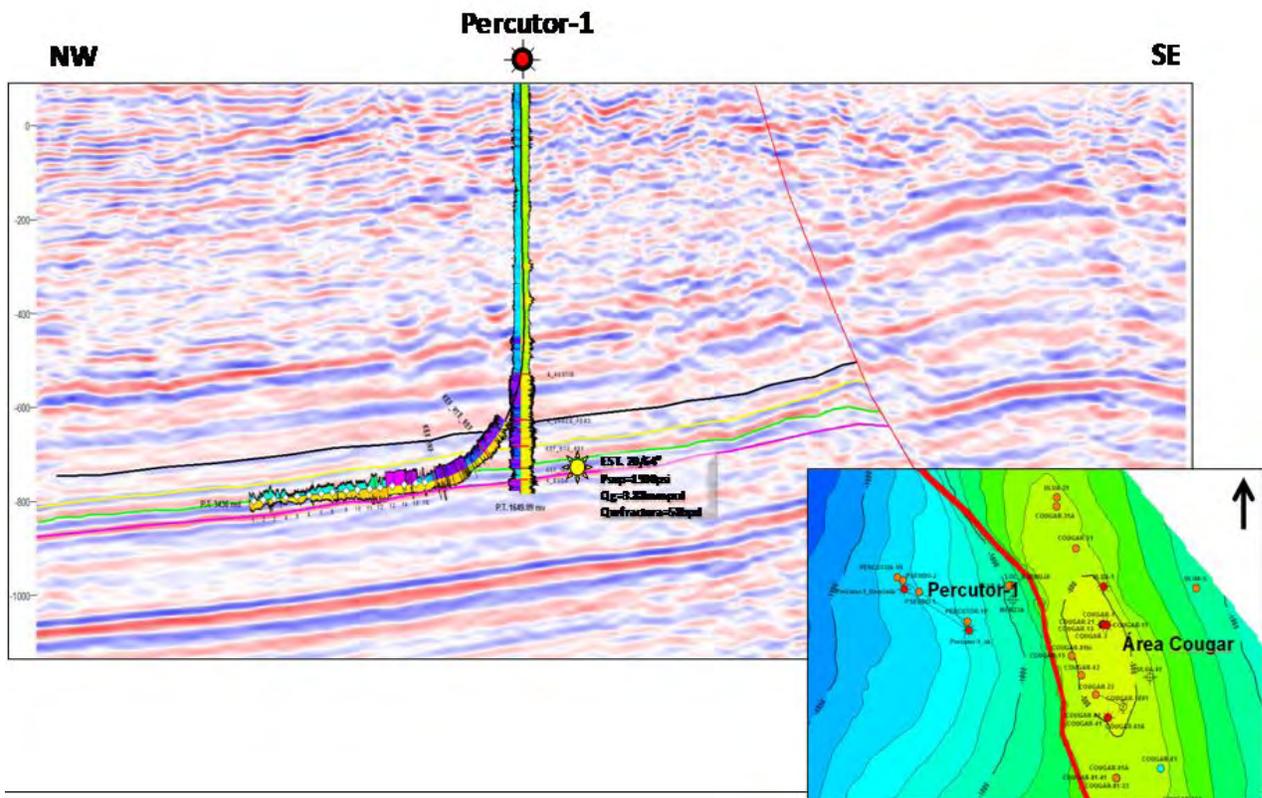
A pesar del lento comienzo, parece probable que una vez definidas las áreas de mayor potencial los recursos de shale gas podrían desempeñar un papel importante en el aumento de la producción de gas natural y en la reducción de las importaciones.

A la fecha se han terminado 18 pozos exploratorios resultando de estos trabajos, 1 pozo productor comercial de aceite, 8 productores comerciales de gas seco, 2 productores comerciales de gas y condensado, 1 pozo productor no comercial de gas húmedo, 2 productores no comerciales de gas seco, 2 productores no comerciales de gas y condensado y 2 pozos improductivos o secos.

El desarrollo de estos pozos se describe a continuación.

Pozo		PERCUTOR-1
Inicio de la perforación		13-sep-10
Ubicación	Municipio	Hidalgo
	Estado	Coahuila de Zaragoza
Cuenca		Sabinas
Formación Productora		Eagle Ford, Cretácico
Profundidad Total [m.]		4,071
Intervalo productor [m.]		3,330-3,390
Etapas de fracturamiento		16 etapas
Fin de la Terminación		30-mar-12
Resultado		Productor comercial de gas seco
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	2.2
Incorporación de Reservas originales de gas [mmpc]	1P	1.2
	2P	1.2
	3P	1.2

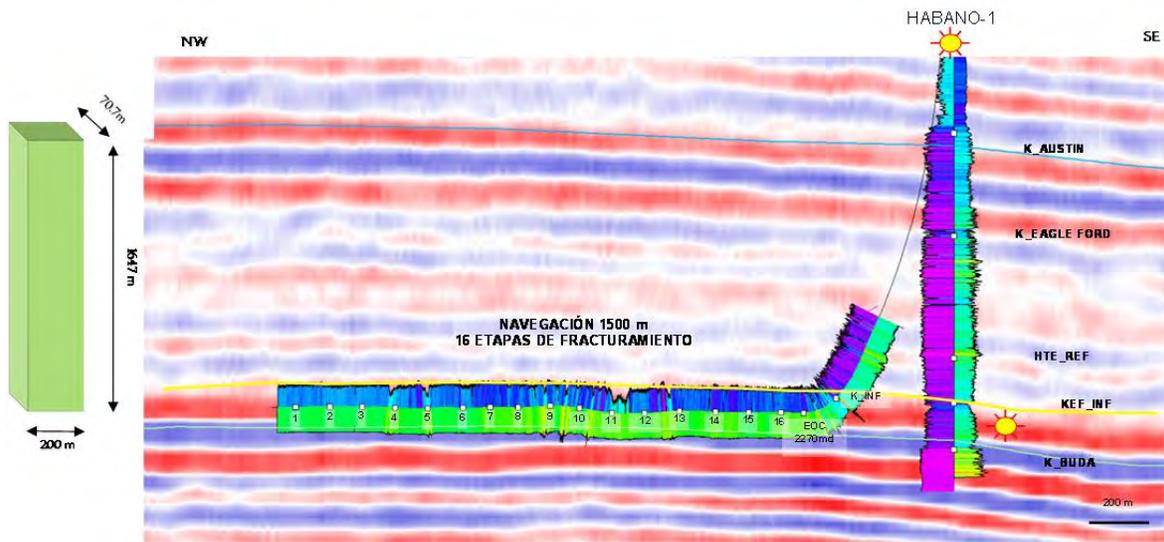
8. 6 Tabla de resultados. fuente: Petróleos Mexicanos



8. 7 Línea sísmica 2D de Percutor -1 (navegación de la sección horizontal). (fuente: PEMEX)

Pozo		HABANO-1
Inicio de la perforación		06-dic-11
Ubicación	Municipio	Hidalgo
	Estado	Coahuila de Zaragoza
Cuenca		Sabinas
formación Productora		Eagle Ford, Cretácico
Profundidad Total [m.]		3,770
Intervalo Productor [m.]		3,703-3,643
Longitud Pozo Horizontal [m.]		1,500
Etapas de fracturamiento		16 etapas
Fin de la Terminación		15-abr-12
Resultado		Productor comercial de gas y condensado
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	2.77
	Condensado [bl]	27
Incorporación de Reservas originales de gas [mmmcp]	1P	6.8
	2P	34.1
	3P	102.3

8. 8 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 9 Línea sísmica 2D de Habano-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		MONTAÑES-1
Inicio de la perforación		08-ago-11
Ubicación	Municipio	Guerrero
	Estado	Coahuila de Zaragoza
Cuenca		Sabinas
Formación Productora		Eagle Ford, Cretácico
Profundidad Total [m.]		3,200
Intervalo Productor [m.]		3,155-3,080
Longitud Pozo Horizontal [m.]		1,500
Etapas de fracturamiento		14 etapas
Fin de la Terminación		30-abr-12
Resultado		Productor no comercial de gas y condensado
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	0.1
	Aceite [bl]	19

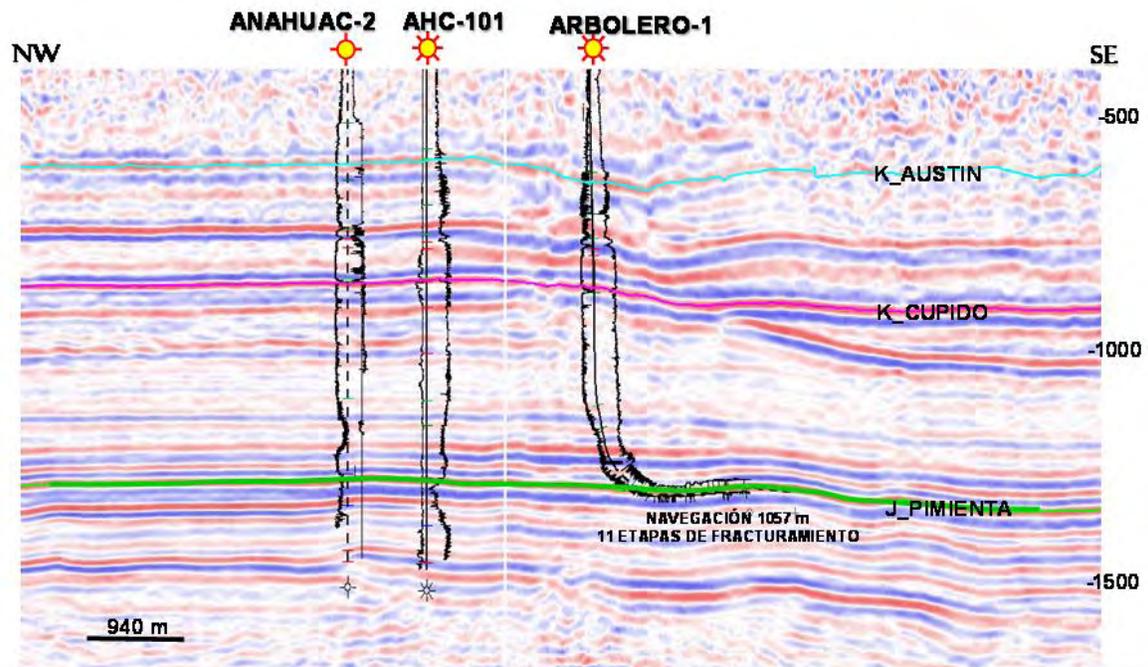
8. 10 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.

Pozo		NOMADA-1
Inicio de la perforación		08-oct-11
Ubicación	Municipio	Nava
	Estado	Coahuila de Zaragoza
Cuenca		Sabinas
Formación Productora		Eagle Ford, Cretácico
Profundidad Total [m.]		2,850
Intervalo Productor [m.]		2,806-2,737
Etapas de fracturamiento		16 etapas
Fin de la Terminación		30-jun-12
Resultado		Improductivo seco

8. 11 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.

Pozo		ARBOLERO-1
Inicio de la perforación		08-enero-12
Ubicación	Municipio	Anáhuac
	Estado	Nuevo León
Cuenca		Sabinas
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Geología Estructural		Estructura sutil donde predomina la componente estratigráfica. Yacimiento Ubicado dentro de un homoclinal
Profundidad Total [m.]		4,007
Intervalo Productor [m.]		3,878-3,825
Longitud Pozo Horizontal [m.]		1,057
Parámetros obtenidos	COT [%]	3.9
	Porosidad [%]	5.7%
	Permeabilidad	1.5x10 ⁻⁵ Md
Etapas de fracturamiento		11 etapas de fracturamiento hidráulico híbrido (
Fin de la Terminación		07-julio-12
Resultado		Productor comercial de gas seco
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	3.18
Reservas originales de gas [mmpc]	1P	13.3
	2P	66.7
	3P	203.3

8. 12 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



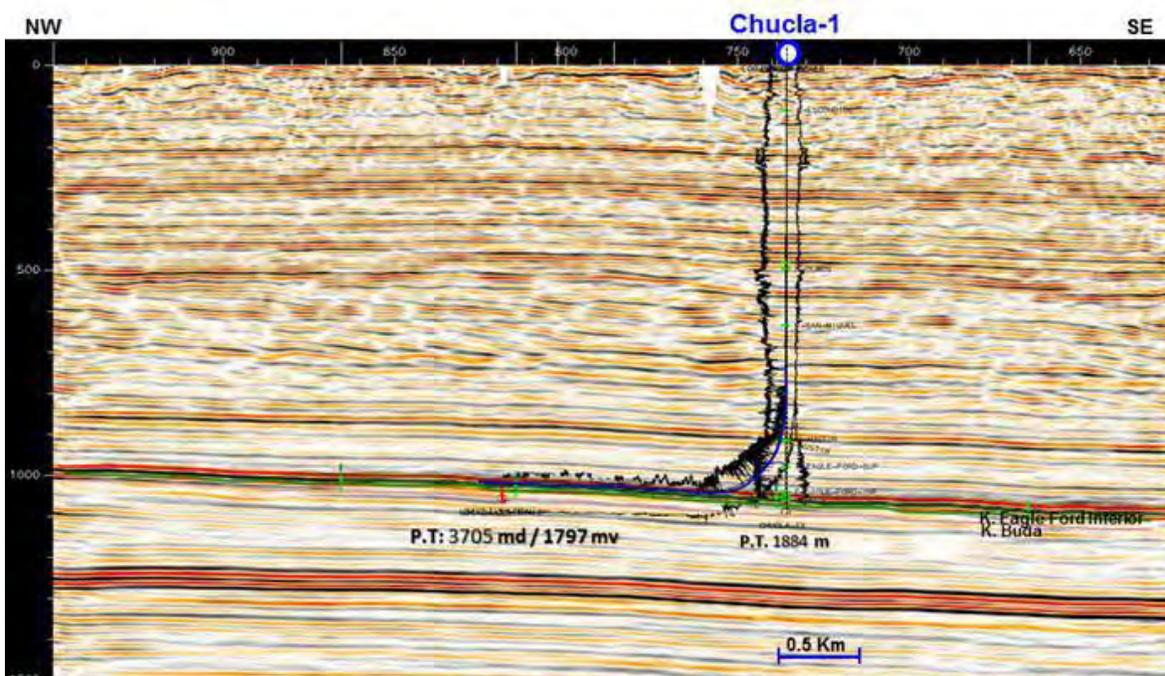
8. 13 Línea sísmica 2D de Arbolero-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		ANHELIDO-1
Inicio de la perforación		07-jul-12
Ubicación	Municipio	Cruillas
	Estado	Tamaulipas
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Geología Estructural		Estructura muy sutil donde predomina la componente estratigráfica.
Profundidad Total [m.]		3,945
Intervalo Productor [m.]		2847-2922
Longitud Pozo Horizontal [m.]		1,500
Parámetros	COT [%]	0.14-4.45
	Ro [%]	0.85 zona de aceite
	Porosidad [%]	6.2
	Permeabilidad	15.31 nanodarcies
Índice de fragilidad		47.6
Etapas de fracturamiento		17 etapas de fracturamiento hidráulico híbrido (slickwater y gel activado)
Fin de la Terminación		28-Dic-12
Resultado		Productor comercial de aceite y gas
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	1.48
	Aceite [bl]	288
Reservas originales de gas [mmpc]	1P	2.5
	2P	13
	3P	40

8. 14 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.

Pozo		CHUCLA 1
Inicio de la perforación		20-oct-12
Ubicación	Municipio	Hidalgo
	Estado	Coahuila de Zaragoza
Cuenca		Sabinas
Formación productora		Eagle ford, cretácico superior
Profundidad Total [m.]		3,705
Intervalo Productor [m.]		3,560-3,645
Etapas de fracturamiento		16 etapas
Fin de la Terminación		30-mar-13
Resultado		Productor comercial de gas y condensado
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	1.89
	Condensado [bl]	24
Reservas originales de gas [mmmpc]	1P	1.8
	2P	1.8
	3P	81

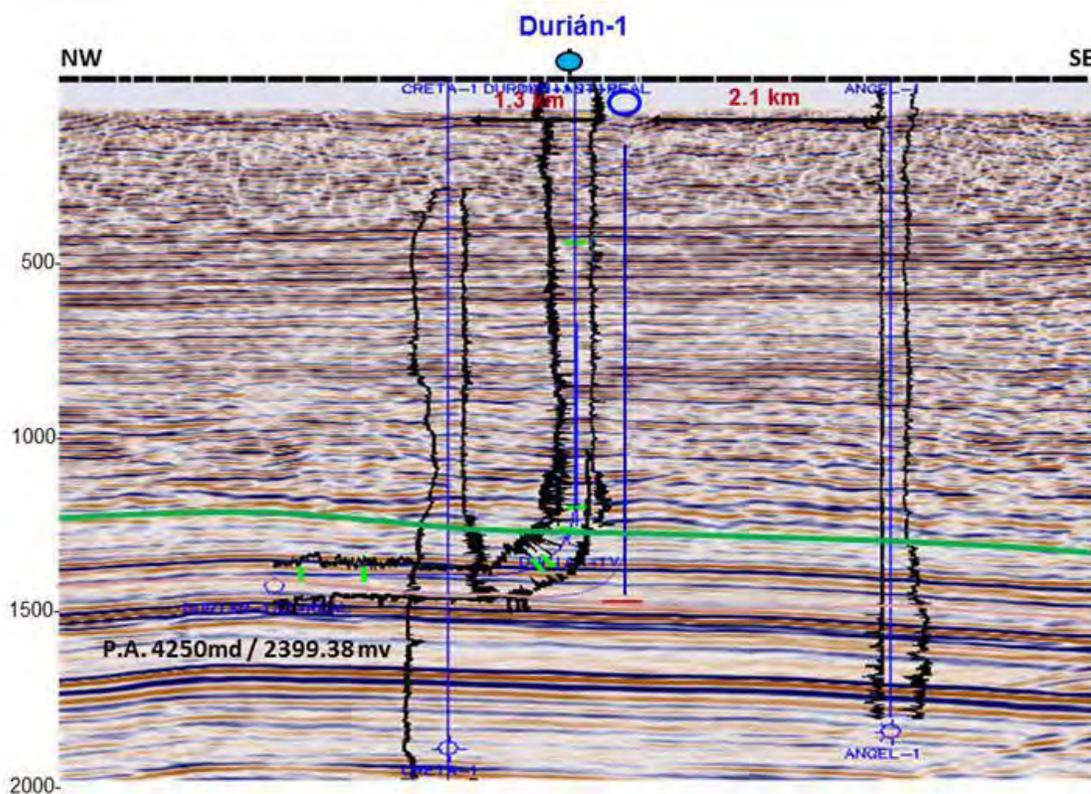
8. 15 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 16 Línea sísmica 2D de Chucla-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		DURIAN 1
Inicio de la perforación		14-nov-12
Ubicación	Municipio	Anáhuac
	Estado	Nuevo León
Cuenca		Sabinas
Formación Productora		Eagle Ford, Cretácico Superior
Profundidad Total [m.]		4,250
Intervalo Productor [m.]		4,155-4,215
Etapas de fracturamiento		18 etapas
Fin de la Terminación		05-jul-13
Resultado		Productor comercial de gas seco
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	1.89
	Aceite [bl]	288

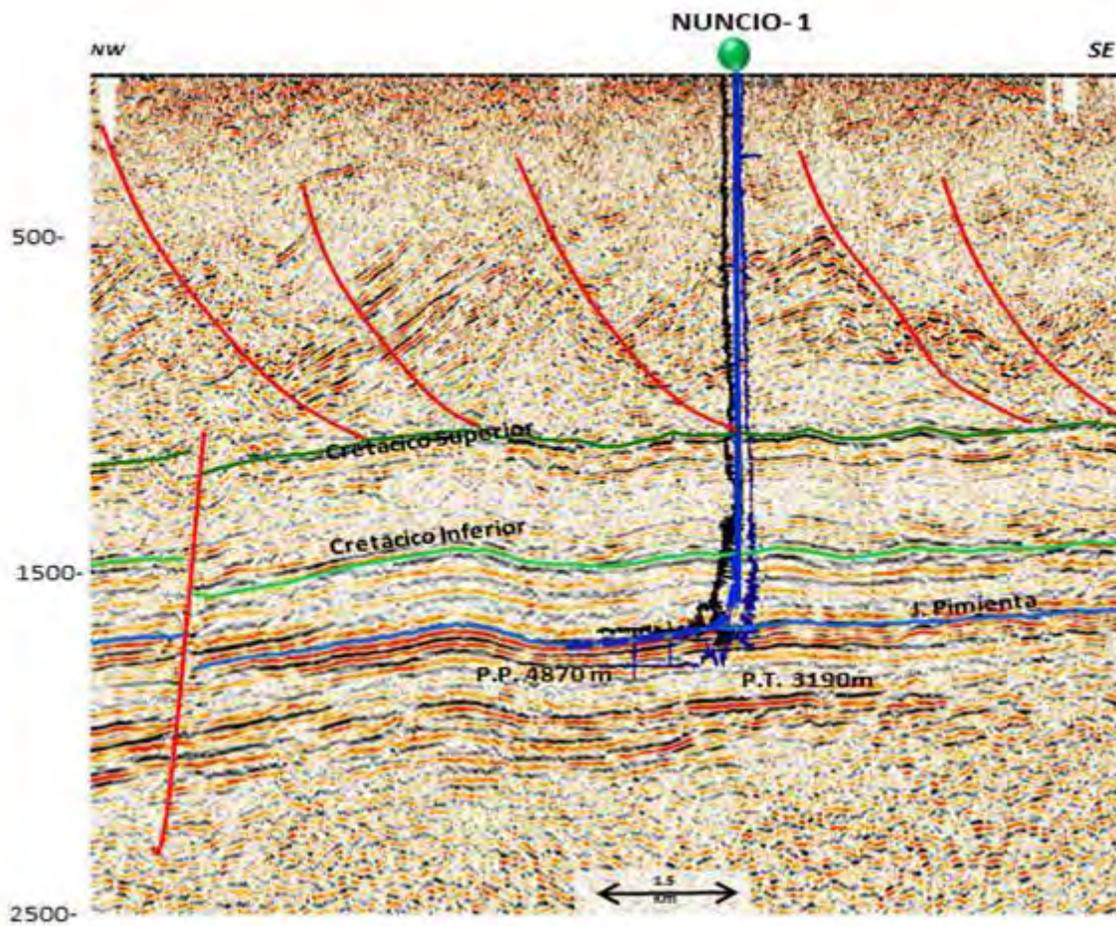
8. 17 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 18 Línea sísmica 2D Durian-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		NUNCIO-1
Inicio de la perforación		04-dic-12
Ubicación	Municipio	Burgos
	Estado	Tamaulipas
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Profundidad Total [m.]		4,900
Intervalo Productor [m.]		4,821-4,865
Etapas de fracturamiento		17 etapas
Fin de la Terminación		23-nov-13
Resultado		Productor comercial de gas seco
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	2.95
Reservas originales de gas [mmpc]	1P	3
	2P	3
	3P	135

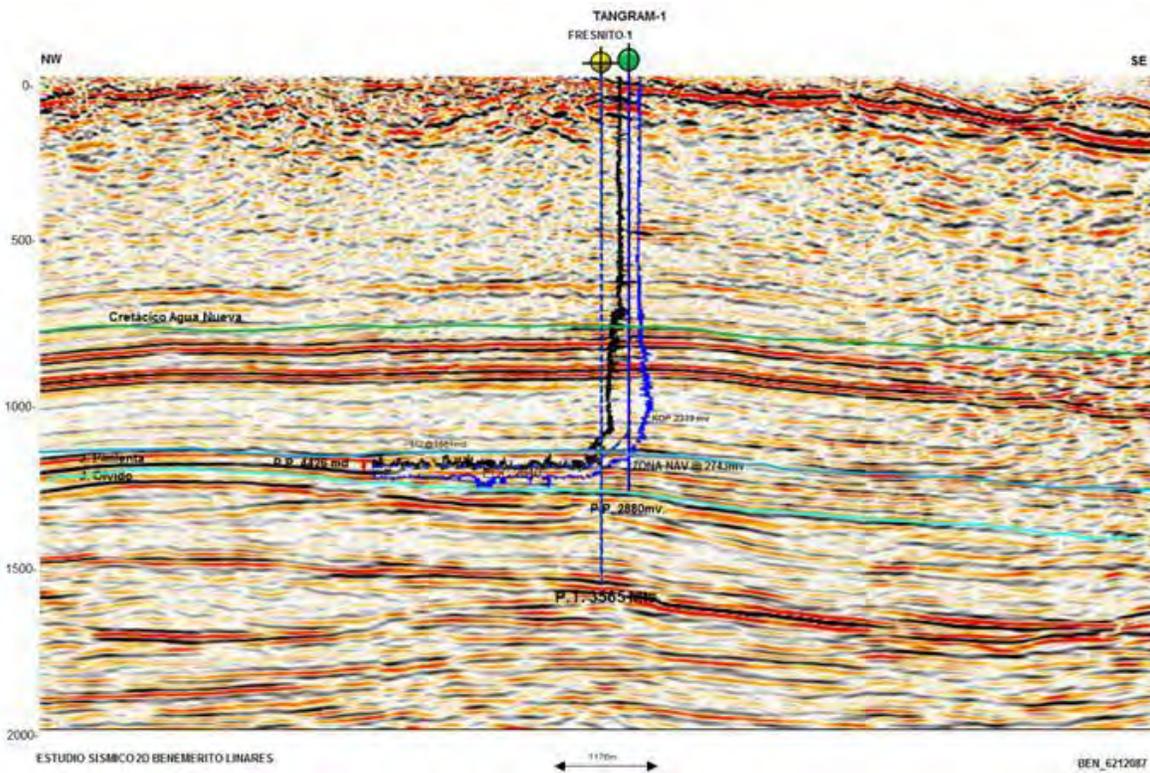
8. 19 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 20 Línea sísmica 2D de Nuncio-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		TANGRAM 1
Inicio de la perforación		10-abr-13
Ubicación	Municipio	China
	Estado	Nuevo León
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Profundidad Total [m.]		4,426
Intervalo Productor [m.]		4,320-4,400
Longitud Pozo Horizontal [m.]		1,600
Parámetros	COT [%]	5.4
	Permeabilidad	0.004 Md
	Porosidad [%]	8.1
	Índice de fragilidad [%]	51
Etapas de fracturamiento		16 etapas
Fin de la Terminación		31-dic-13
Resultado		Productor comercial de gas seco
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	10.9
Reservas originales	1P	17.4
	2P	89.3
	3P	269.2

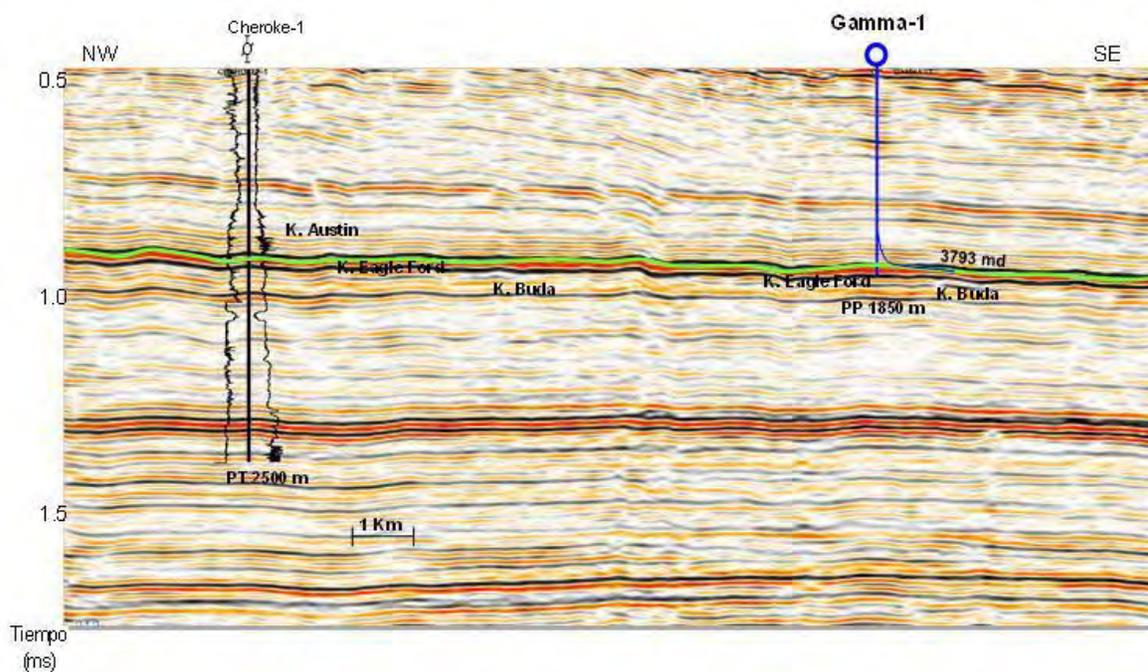
8. 21 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 22 Línea sísmica 2D de Tangram-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		GAMMA 1
Inicio de la perforación		14-dic-12
Ubicación	Municipio	Guerrero
	Estado	Coahuila de Zaragoza
Cuenca		Sabinas
Formación Productora		Eagle Ford, Cretácico Superior
Profundidad Total [m.]		3793
Intervalo Productor [m.]		3690-3740
Etapas de fracturamiento		17 etapas
Fin de la Terminación		22-dic-13
Resultado		Productor no comercial de gas y condensado
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	0.26
	Condensado [bl]	12

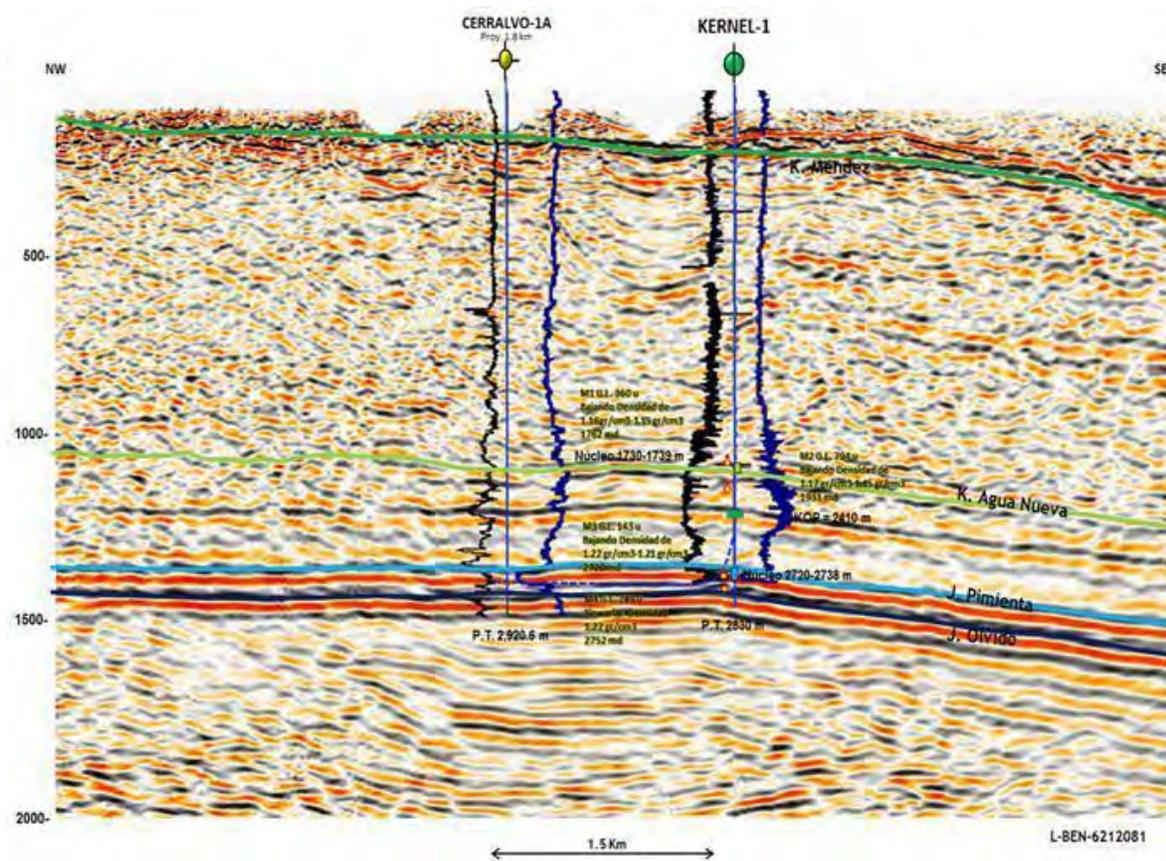
8. 23 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 24 Línea sísmica 2D de Gamma-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		KERNEL 1
Inicio de la perforación		19-abr-13
Ubicación	Municipio	Melchor Ocampo
	Estado	Nuevo León
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Profundidad Total [m.]		4404
Intervalo Productor [m.]		4292-4364
Etapas de fracturamiento		16 etapas
Fin de la Terminación		31-dic-13
Resultado		Productor comercial de gas seco
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	2.9

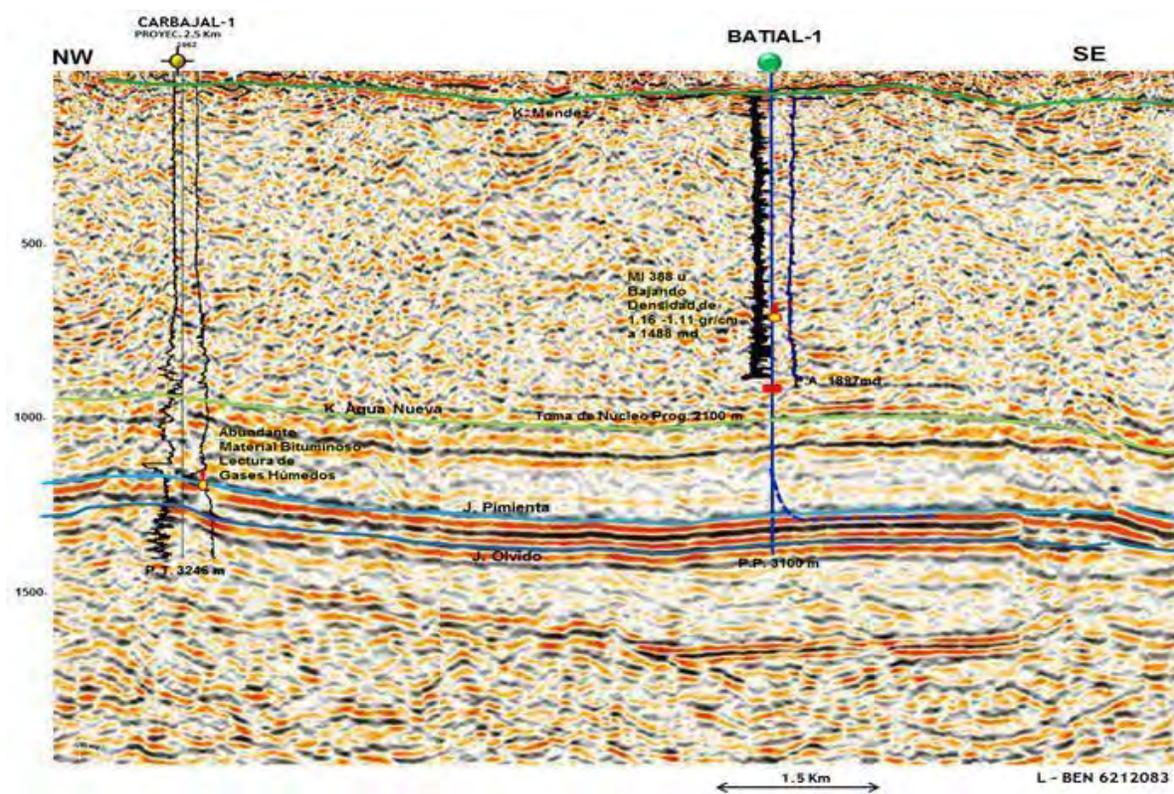
8. 25 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 26 Línea sísmica 2D de Kernel-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		BATIAL-1
Inicio de la perforación		06-jun-13
Ubicación	Municipio	Los Herreras
	Estado	Nuevo León
Cuenca		Burgos
formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Profundidad Total [m.]		4,199
Intervalo Productor [m.]		4,110-4,160
Fin de la Terminación		21-may-14
Resultado		Productor no comercial de gas seco

8. 27 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



8. 28 Línea sísmica 2D de Batial-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)

Pozo		MOSQUETE-1
Inicio de la perforación		18-ago-13
Ubicación	Municipio	Los Herreras
	Estado	Tamaulipas
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Profundidad Total [m.]		4,156
Intervalo Productor [m.]		4,030-4,094
Fin de la Terminación		11-jun-14
Resultado		Improductivo seco

8. 29 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.

Pozo		NERITA-1
Inicio de la perforación		26-ago-13
Ubicación	Municipio	Los Ramones
	Estado	Nuevo León
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Profundidad Total [m.]		4100
Intervalo Productor [m.]		3922-4013
Fin de la Terminación		08-ago-14
Resultado		Productor no comercial de gas seco

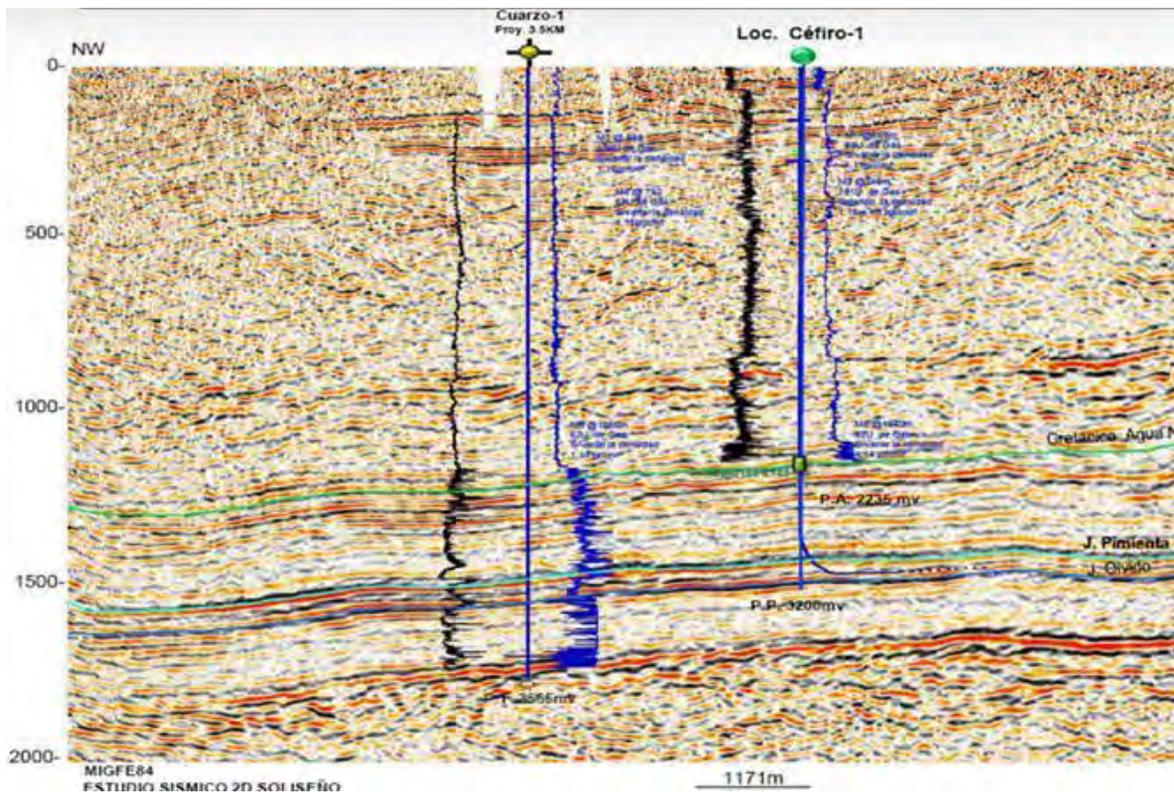
8. 30 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.

Pozo		SERBAL-1
Inicio de la perforación		20-mar-13
Ubicación	Municipio	Cruillas
	Estado	Tamaulipas
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Profundidad Total [m.]		4,750
Intervalo Productor [m.]		4,620-4,715
Fin de la Terminación		28-ene-2015
Resultado		Productor no comercial de gas húmedo

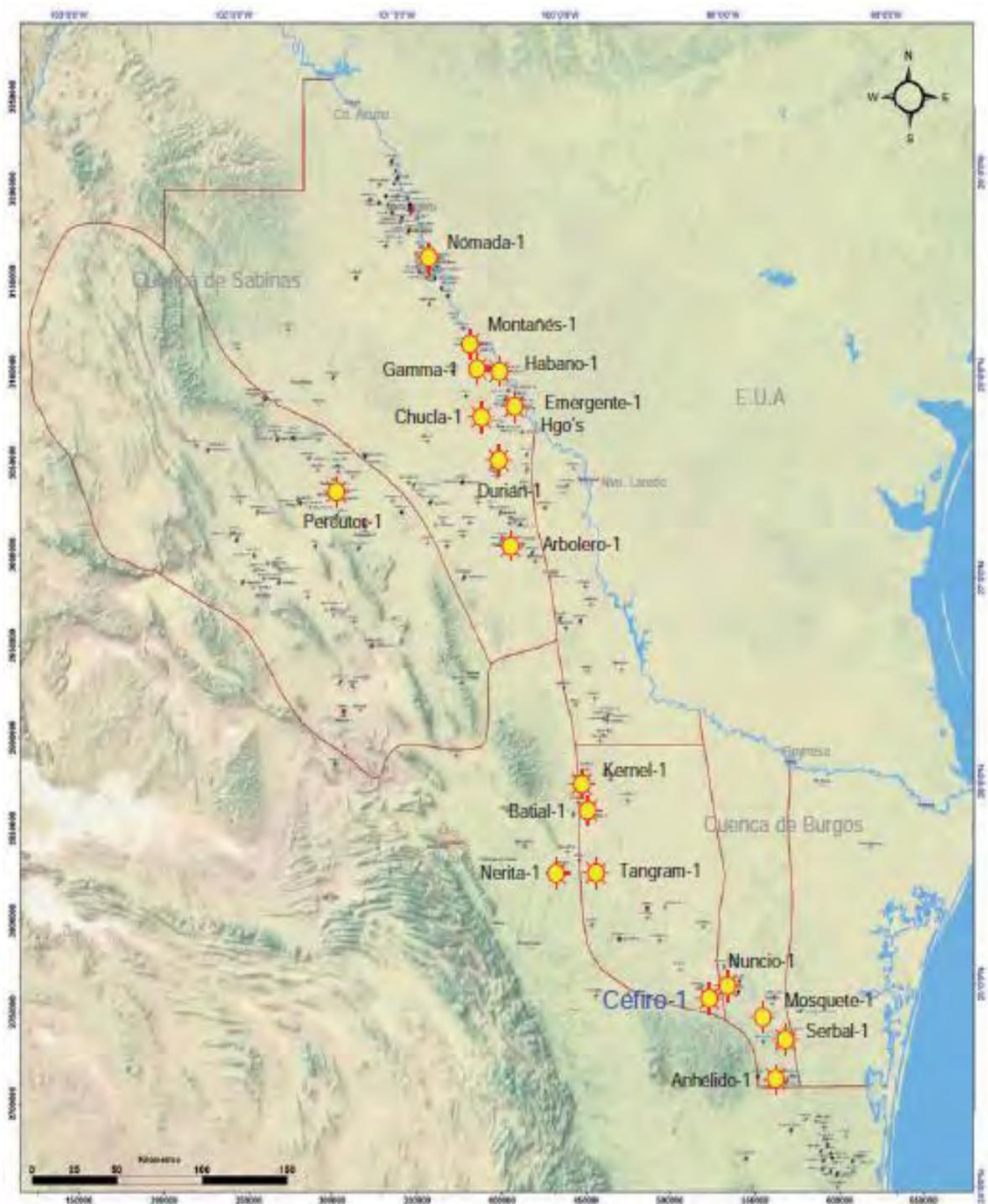
8. 31 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos

Pozo		CEFIRO-1
Inicio de la perforación		11-ago-13
Ubicación	Municipio	Burgos
	Estado	Tamaulipas
Cuenca		Burgos
Formación Productora		Pimienta, Jurásico Superior
Geología estructural		No complejo, estratos presentes muy horizontales, sin fallamiento visible
Profundidad Total [m.]		4,598
Intervalo Productor [m.]		4,502-4,560
Longitud Pozo Horizontal [m.]		1,500
Parámetros	COT [%]	3.4 promedio
	Permeabilidad	0.001 Md
	Porosidad	6.4 promedio
Etapas de fracturamiento		15 etapas
Fin de la Terminación		28-sep-14
Resultado		Productor comercial de gas seco
Gasto inicial	Gas [mmpcd]	12
Reservas originales de gas [mmmpc]	1P	24.5
	2P	124.1
	3P	372.9

8. 32 Tabla de resultados, Fuente: Petróleos Mexicanos.



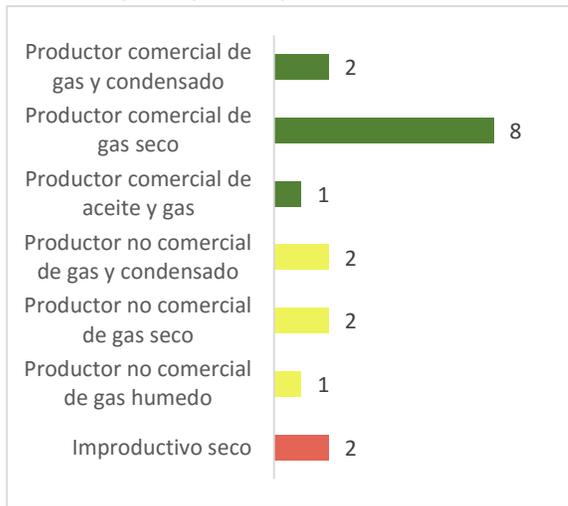
8. 33 Línea sísmica 2D de Cefiro-1 (navegación de la sección horizontal). (Fuente: PEMEX)



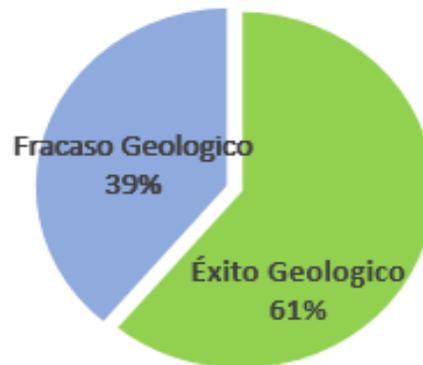
8. 34 Mapa de Localizaci3n de pozos exploratorios (PEMEX)

Resultados de la Exploración

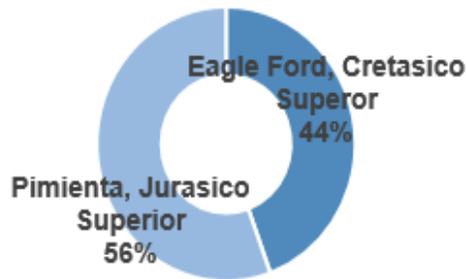
Pozos por tipo de producción



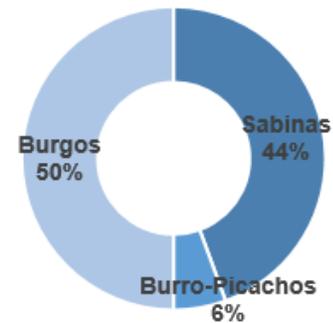
Éxito Exploratorio



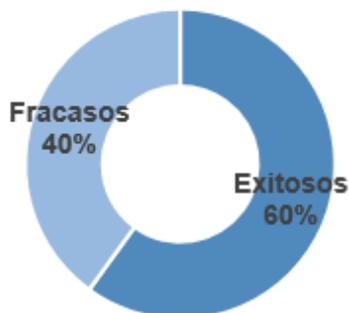
Concentración de la Perforación por Objetivo Geológico



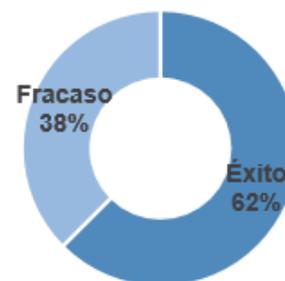
Concentración de la Perforación Exploratoria de Shale por Provincia



Éxito exploratorio en formaciones Shale del Jurásico Superior



Éxito exploratorio en formaciones Shale del Cretácico Superior

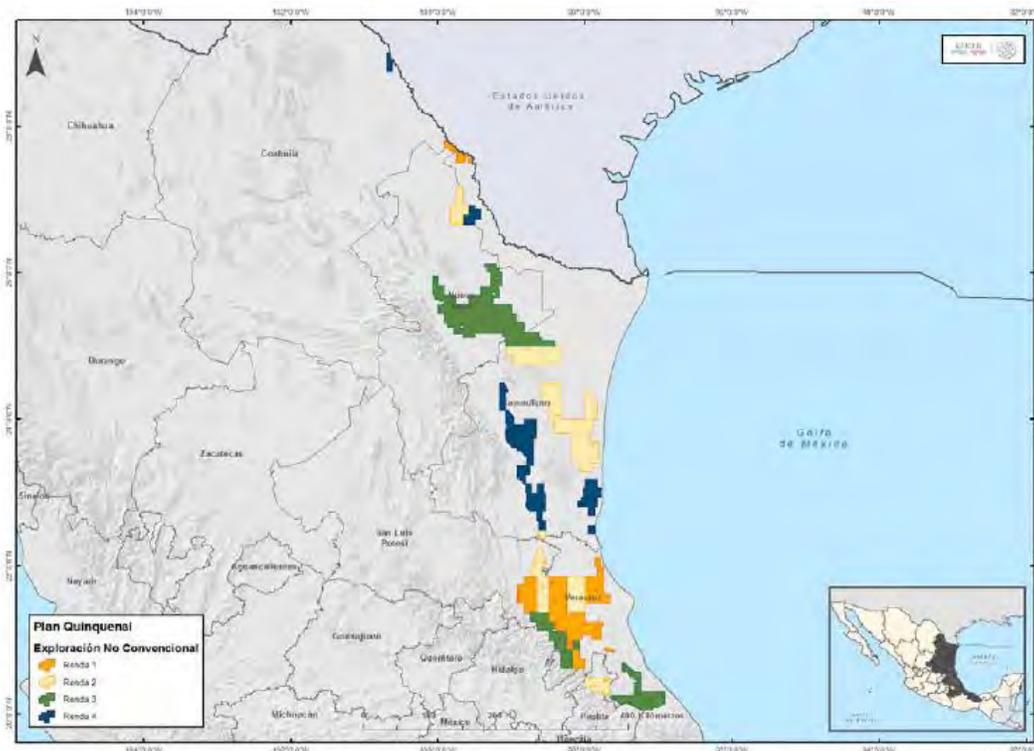


Perspectivas e Impacto

Expectativas de Exploración y Extracción

Como parte de las principales reformas de la industria petrolera en México, El Gobierno Federal busca captar la inversión de la iniciativa privada para los temas de exploración y extracción de recursos petroleros, por esta razón la Secretaría de Energía a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) lleva a cabo rondas de licitaciones para el derecho de bloques de exploración y extracción. Dado que a la fecha no se han publicado convocatorias para el derecho de exploración de bloques no convencionales y no se han asignado bloques no convencionales (a excepción de los títulos de exploración no convencional que se le asignaron en 2014 a Petróleos Mexicanos en la ronda 0) la secretaria de energía a través de la CNH, planea llevar a cabo una serie de rondas de licitación en bloques no convencionales.

El Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de hidrocarburos 2015-2019 publicada por la Secretaría de Energía (SENER) en base a la prepueta otorgada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) contempla 24 áreas de exploración del recurso no convencional, 5 de ellos en la provincia de Burgos, 2 en la provincia Burro-Picachos y 17 en Tampico-Misantla.



8. 35 Distribución de áreas próximas a licitar (SENER 2015)

El área de recursos no convencionales a licitar equivale a una superficie aproximada de 34,830.1 Km² distribuidos en los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Veracruz, Hidalgo y Puebla, con un recurso prospectivo total de 25, 276 mmbpce.

Provincia	Bloques de Licitación	Recurso prospectivo total [mmbpce]	Superficie [km ²]
Burgos	5	6,623	14,833.70
Burro-Picachos	2	500.5	1,023.90
Tampico-Misantla	17	18,152.40	18,972.50
Total	24	25,276	34,830.10

8. 36 fuente: SENER

La definición de estas áreas parte de la evaluación del potencial de la distribución de los recursos no convencionales como resultado de un trabajo de análisis de información obtenida a partir de registros geofísicos, estudios geoquímicos, revisión de columnas estratigráficas, modelos sedimentarios, mapas de isopacas y estructurales de yacimientos no convencionales.

Provincia de Burro-Picachos

Son 2 áreas de exploración con intensión de licitación, distribuidos en los Estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Se estima en ellos un recurso prospectivo de 500.5 mmbpce en una superficie de 1,023.9 km². Se han identificado dos formaciones con potencial productor, Eagle Ford y La Casita con baja complejidad estructural y alta madurez térmica.

Formación	COT [%]	Kerógeno	Hidrocarburo esperado
Eagle Ford Cretácico Superior	1 a >4	II	gas seco, gas húmedo y
La Casita Jurásico Superior	>5	II y III	aceite ligero

8. 37 fuente: SENER

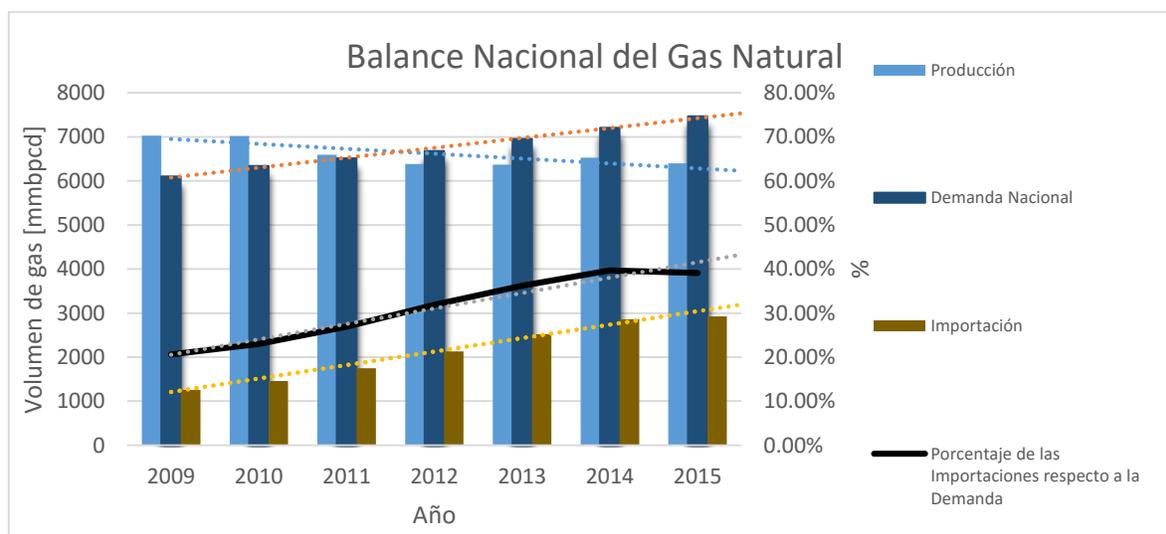
Provincia de Burgos

Con un área de 14,833.8 Km² se prevé licitar 5 áreas de exploración no convencional con un recurso prospectivo de 6,623.1 mmbpce. Distribuidos en las entidades federativas de Nuevo León y Tamaulipas se han documentado dos formaciones productoras con potencial. Eagle Ford (formación que transiciona a la formación Agua Nueva) y la formación Pimienta, se tiene documentado un COT mayor al 4%, alta madurez térmica y una complejidad estructural media. Se estiman espesores netos de 50-300 m. y producción de gas seco y gas húmedo.

Provincia de Tampico-Misantla

Es el foco principal de la CNH para promover la licitación de exploración no convencional, con un total de 17 áreas de exploración. Cuenta con un recurso prospectivo de 18.152 mmbpce en una superficie de 18,972 km². Debido a la madurez del kerógeno se estima que los hidrocarburos no convencionales correspondan a aceite y gas asociado. Las formaciones con potencial productor en esta provincia son Pimienta del Jurásico Superior y Agua Nueva del Cretácico Superior, de los cuales se tienen documentado espesores generadores de 200 m.

Abasto de Gas



8. 38 Fuente: Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía

El abasto del gas natural en México enfrenta diversas problemáticas, entre ellas la falta de infraestructura de transporte y la caída de la producción de gas, la cual comenzó a ser evidente a partir de 2009 y no ha podido recuperarse.

Con el fin de satisfacer la demanda interna, las importaciones por otro lado tuvieron un incremento del 132.3%, pasando de ser en promedio 1,257.7 mmpcd en 2009 a 2,921.6 mmpcd en el 2015. El consumo nacional en 2013 fue de 6,952.4 mmpcd, 7,209.3 mmpcd en 2014 y aproximadamente 7,468.83 mmpcd en 2015, un incremento anual del 3.6%. Se estima con esto que la demanda de gas natural en 2029 sea de 10,390.3 mmpcd, un 68% más que la producción actual.

Para hacer frente a este incremento de la demanda nacional de gas respecto a la caída de la producción actual, se presentan dos alternativas.

1. Continuar e incrementar las importaciones actuales provenientes de EUA, Perú, Trinidad y Tobago, Nigeria, Indonesia y Qatar.
2. Impulsar la industria de Shale Gas en México.

Las importaciones actuales representan un 40% de la demanda total, el 70% proviene directamente por gasoductos desde EUA, continuar e incrementar las importaciones provenientes de este país a pesar de que los precios actuales en Norteamérica son los más bajos del mundo (3 USD/BTU), no presentan una alternativa viable, sobre todo cuando se espera que el país alcance su proyectada autosuficiencia energética y comience a exportar a otras regiones del mundo (Asia-Europa) donde los precios son del orden de 10 USD/BTU.

Por otra parte, el desarrollo de Shale gas en México presenta una alternativa para contrarrestar los problemas futuros de seguridad energética,

- Promoviendo la inversión,
- Generando empleos,
- Fortaleciendo la industria energética nacional,
- Contrarrestando la caída de las reservas probadas y
- Reduciendo las importaciones.

Sin embargo se requiere para esto una fuerte inversión, mayor infraestructura, transporte, exploración, mayor competencia en la cadena de valor de la industria, estímulos para la inversión, investigación e incluso un cambio en el **esquema de los precios de gas actual**.

En los años 90 con el fin de transparentar el establecimiento de los precios del gas el gobierno federal decidió fijar el precio del gas referenciado al producido en EUA, el Henry Hub, replicando con esta medida las condiciones de mercado de dicho país. Por lo tanto los precios de gas actuales en México, reflejan las condiciones de escases y abundancia de EUA y no de México.

Al detonarse la producción de shale gas en EU, se redujo el precio debido al impacto en el aumento de reservas y de producción. No obstante en México, caían las reservas, caía la producción y caía el precio, haciendo un mercado del gas poco atractivo para la exploración y el desarrollo. De continuar con esta política será difícil atraer un mercado de inversión único para este campo de desarrollo.

Pese a que se confirme el potencial productor de shale gas en México en un futuro próximo, las implicaciones políticas, económicas, ambientales y sociales implican de igual forma un reto para el desarrollo de este recurso no convencional.

Será hasta después de las licitaciones correspondientes a exploración no convencional, cuando se conozca el interés de las empresas por el sector del gas en lutitas, mientras tanto se deberá crear mecanismos que estimulen y fomenten la inversión, se desarrolle una infraestructura alrededor de las regiones potenciales para la explotación, encontrar una solución para los problemas de agua y encontrar un camino adecuado para mediar los territorios que pudieran verse afectados entre población-industria.

Capítulo IX. Regulación.

Cada vez son más grandes las preocupaciones en materia ambiental y social por la producción de shale gas, las cuales pueden incluir daños en aguas superficiales y subterráneas por contaminación y uso excesivo, alteración de ecosistemas y contaminación en el aire.

El balance entre estos riesgos y el potencial de oportunidades a través de la regulación, ha sido en principio responsabilidad de cada gobierno. Pese a que las leyes en cada país son diferentes, estas coinciden en que debe existir especial cuidado al medio ambiente y a los derechos de las personas. Los gobiernos federales mediante la creación de instancias reguladoras juegan un papel importante en la aplicación de estas regulaciones, teniendo especial cuidado en la protección de la calidad del aire, aguas superficiales y especies en peligro de extinción.

Estas instancias reguladoras, deben contar con estrictos reglamentos para poder entregar resultados a la sociedad y a la industria. Estas regulan la ubicación y el espaciado entre pozos, los métodos de perforación, el fracturamiento hidráulico, la eliminación de desechos ocasionados por petróleo y gas y la restauración del sitio entre otras actividades.

EUA y Canadá han sido los primeros países que establecieron un marco regulatorio específico en el desarrollo de shale gas.

Principales actividades y elementos regulados.

Los principales trabajos regulados en el desarrollo de los proyectos de Shale gas son:

- Regalías por el uso y perjuicio de suelo en zonas no federales
- Desarrollo y preparación del área.
 - Pre-perforación de pozos de agua.
 - Extracción de agua.
 - Construcción.
 - Fuentes de agua
 - Infraestructura

- Perforación y producción.
 - Tipo de cemento.
 - Requisitos de profundidad, tubería de revestimiento y cementación.
 - Circulación de cemento en superficie.
 - Circulación en tubería intermedia.
 - Cementación en tubería de perforación.
 - Venteo.
 - Quema de gas.
 - Fluidos de fracturación
 - Composición del apuntalante

- Inspección y control de pozo.
 - Información de accidentes.

- Producción
 - Transportación y almacenamiento
 - Venta
 - Impuestos
 - Regalías

- Almacenamiento y disposición de agua residual.
 - Opciones de almacenamiento de fluidos.
 - Transportación del agua residual.
 - Fluido de inyección.

- Abandono.
 - Tiempo inactivo del pozo.
 - Abandono temporal.
 - Restauración de la superficie.

Por lo general las licencias expedidas para las operaciones de Shale Gas tienen una duración de 12 meses. Estas licencias temporales son renovables y sujetas a revisión por las agencias reguladoras.

Los marcos regulatorios para Proyectos de Shale Gas en EUA y Canadá comprenden estas similitudes:

- Agencia reguladora
- Adquisición de áreas
- Aprobaciones de perforación y producción
- Arrendamientos por daños
- Créditos fiscales
- Incentivos
- Inspecciones y control de pozos
- Información del desarrollo del pozo y del fracturamiento
- Leyes de medio ambiente
- Licencia de agua
- Permisos y aprobaciones locales
- Permisos de desarrollo
- Permisos de manejo y conducción de Shale Gas
- Regalías
- Reglamentos de almacenamiento de agua
- Reglamentos de contaminación del aire
- Reglamentos para el fracturamiento hidráulico
- Reglamentos para la composición del apuntalante
- Reglamentos para pruebas de producción

Cada país de acuerdo a sus necesidades y condiciones se ha visto en la obligación de desarrollar su propio marco regulatorio, que les permita inspeccionar, controlar y regular los proyectos de Shale Gas. A pesar de que existen diferencias en las leyes de cada país sus marcos regulatorios tienen muchas similitudes sin importar la región del mundo en la que se encuentren, lo que nos indica que para desarrollar un marco regulatorio en México se deben tomar en cuenta estas similitudes.

Regulación para Shale Gas en México

Pese a que en México no se cuenta con un marco regulatorio específico para actividades comprendidas en el desarrollo de este rubro, la reforma constitucional de 2013 sentó las bases para una regulación en las actividades afines al desarrollo de Shale Gas al instaurar por primera vez el término **“YACIMIENTO NO CONVENCIONAL”**.

En México se han estimado a la fecha, un importante potencial para el desarrollo de recursos de hidrocarburos no convencionales, como son el aceite y el gas asociados con Lutitas.

Es responsabilidad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos establecer parte del marco técnico-regulatorio, que dé seguridad, certidumbre y sustentabilidad al desarrollo de las actividades de exploración y explotación de estos hidrocarburos, maximizando el valor económico.

Existe un grupo estratégico interinstitucional integrado por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, así como la Comisión Nacional del Agua para desarrollar un marco regulatorio favorable que maximice el valor económico de la exploración y la extracción de hidrocarburos de yacimientos asociados con Lutitas, priorizando la seguridad industrial y la protección al medio ambiente.

Regulación para Exploración y Extracción de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales



Cabe mencionar que en la comisión Nacional de Hidrocarburos se trabajó mucho tiempo para definir si la regulación sería de tipo Prescriptiva o de Evaluación de desempeño y se optó por una regulación de híbrida aunque algunos artículos son de tipo prescriptivo ya que así se asegura el no tener efectos colaterales.

Existen muchas similitudes entre los Yacimientos Convencionales y los No Convencionales. Los hidrocarburos son composicional y genéticamente idénticos, solo se diferencian en que los convencionales han migrado a una roca yacimiento permeable y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (shale oil y shale gas) o han migrado a rocas muy compactas (tight gas). Las rocas generadoras y las rocas compactas (tight) que contienen hidrocarburos se denominan yacimientos no convencionales. En ambos se requiere la misma tecnología de perforación, fluidos de perforación y tuberías de revestimiento, el mismo tipo de estimulación, solo que en los yacimientos no convencionales en el fracturamiento hidráulico el uso de aditivos, en tipo, cantidad y composición son en mayor escala y se debe de cuidar que representen el mínimo riesgo de posibles efectos adversos para la seguridad industrial y el medio ambiente.

En el 2009 con la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos se han emitido los Lineamientos Para Yacimientos Convencionales. La CNH planteó la regulación de los no convencionales inmersa dentro de cada una de las regulaciones abajo mencionadas y no considero pertinente plantear una regulación independiente.

- Los Lineamientos para la autorización de la perforación e integridad de pozos petroleros,
- Los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos,
- Las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, y
- Los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados.

El Cumplimiento de cada una de las regulaciones tiene como eje fundamental a los PLANES DE EXPLORACION Y DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCION DE HIDROCARBUROS que tienen por objeto regular la presentación de la propuesta de los Planes por parte de los Operadores Petroleros, así como su aprobación, y supervisión del cumplimiento.

Lineamientos y Disposiciones administrativas de la CNH



Permisos de Exploración y Producción

La reforma constitucional establece con el fin de incrementar la capacidad de inversión del Estado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a Pemex, e incorpora también la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas, por sí solas en asociación con Pemex.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos será la encargada de:

- Autorizar los trabajos de reconocimiento y exploración superficial,
- Emitir regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos
- Asignar las licitaciones de contratos de exploración y extracción de gas y petróleo, de suscribirlos, y administrarlos de manera técnica.

Estos contratos para la exploración y la producción pueden ser suscritos entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y:

- a) Pemex,
- b) Pemex asociado con particulares o
- c) particulares.

La adjudicación por licitación se le otorgara a quien ofrezca las mejores condiciones económicas para el Estado en el mayor compromiso de inversión.

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos será la encargada de supervisar y sancionar a los contratistas en materia de protección de las personas, los bienes y el medio ambiente.

Transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos

En el tema de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y sus derivados el Artículo 28 establece, que sólo las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas son exclusivas del Estado, por lo que queda abierta la posibilidad de que particulares participen en el transporte, almacenamiento y distribución del petróleo, gas natural, petrolíferos y petroquímicos.

La ley en México contempla que se requerirá de un permiso, a cargo de la Comisión Reguladora de Energía, para llevar a cabo el almacenamiento, el transporte y la distribución por ducto de petróleo, gas y petrolíferos, así como de etano, propano, butano y naftas. La CRE deberá garantizar el acceso abierto y en igualdad de circunstancias a la infraestructura de transporte por ductos y almacenamiento de hidrocarburos y de sus derivados. Asimismo, emitirá la regulación de las ventas de primera mano de estos productos hasta en tanto exista competencia efectiva.

Con el objetivo de mejorar la administración y operación del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), se dispone del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS). Este Centro es un organismo público descentralizado encargado de administrar, coordinar y gestionar de forma eficiente la red de ductos y el almacenamiento del gas natural en nuestro país. La principal labor del CENAGAS es facilitar el acceso y reserva de capacidad en las redes de transporte a productores, comercializadores y consumidores finales.

Órganos reguladores coordinados en materia energética.

Previsto en los artículos 28 y Decimo Transitorio del Decreto Constitucional en Materia Energética:

1. El Ejecutivo Federal cuenta con la CNH y la CRE con naturaleza de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Entre las atribuciones de los Órganos Reguladores Coordinados previstas en la Ley se encuentran: regular, supervisar y sancionar en las materias de su competencia.

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), cuyo objeto fundamental de regular y supervisar, en todos los ámbitos, la exploración y extracción de hidrocarburos, y
- La Comisión Reguladora de Energía (CRE), cuyo objeto principal es regular el sector de gas y de electricidad.

Lo anterior permite la instrumentación eficaz de la regulación y la administración adecuada del sector ante la participación de todos los actores.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos

El Estado tiene el deber de garantizar el derecho constitucional a un medio ambiente sano. Para ello debe tomar medidas para impedir el deterioro ambiental, así como para sancionar a quien provoque daños al medio ambiente y para obtener la reparación de los mismos. Se deben adoptar medidas para evitar que el mayor desarrollo en el sector hidrocarburos propicie el deterioro de las condiciones medioambientales.

Por otro lado, existe un reto en el sector energético por garantizar la seguridad de las personas e instalaciones. Las actividades relacionadas con los hidrocarburos generan riesgos a la seguridad industrial y operativa que deben ser identificados, medidos y mitigados.

Es de rango constitucional la sustentabilidad como uno de los criterios para el desarrollo de los proyectos de infraestructura energética, buscando la

implementación de una política nacional para el desarrollo industrial sustentable. En esta ley se impulsa el desarrollo sustentable y el cuidado del medio ambiente.

En esta ley se define el papel de participantes públicos y privados en temas como la eficiencia en el uso de energía y recursos naturales, la disminución en la generación de gases y compuestos de efecto invernadero, la disminución en la generación de residuos, emisiones y de la huella de carbono en todos sus procesos.

Esta ley establece a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos como órgano regulador especializado en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente del sector hidrocarburos y desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Esta entidad está a cargo de establecer la regulación y los estándares de seguridad industrial y operativa de nivel internacional que minimice el riesgo de accidentes en instalaciones o afectaciones al medio ambiente causadas por la actividad petrolera.

Entre sus atribuciones se encuentran regular, supervisar y sancionar en materia de seguridad industrial y operativa, así como de protección al medio ambiente.

Ley de la Agencia también establece que las empresas que participen en la industria de los hidrocarburos deberán instrumentar sistemas de administración, cuyo propósito es el control y mejora del desempeño en seguridad industrial, la seguridad operativa y la protección al medio ambiente. Asimismo, esta ley exige que las empresas deberán contar con área de control interno y llevar a cabo la supervisión a través de auditorías externas.

Ocupación de la superficie, sustentabilidad y enfoque de derechos

El Artículo 8 Transitorio dispone que las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, derivado de su carácter estratégico, se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquéllas.

El mismo artículo señala que la Ley preverá los términos y las condiciones generales de la contraprestación que se deberá cubrir por la afectación u ocupación superficial o, en su caso, la indemnización respectiva.

Por otra parte, el Artículo 25 dispone que se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores sociales y privado de la economía, bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

El Artículo 118 de la Ley de Hidrocarburos señala que el desarrollo del sector energético se realizará atendiendo principios de sostenibilidad y respeto a los derechos humanos. Para implementar dicho enfoque dispone de tres instrumentos fundamentales: mecanismo para los términos y condiciones del uso superficial de las tierras, estudios y evaluaciones de impacto social, consultas previas, libres e informadas a pueblos y comunidades indígenas.

La legislación secundaria establece el mecanismo basado en principios de transparencia y equidad para definir los términos y las condiciones generales de la contraprestación, los términos y las condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades.

El mecanismo plantea la negociación inicial de 180 días entre particulares y, cuando sea necesario, esquemas alternativos consistentes en un proceso de mediación o de constitución de una servidumbre legal de hidrocarburos. Los Asignatarios y Contratistas deberán dar aviso a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano, con el objeto de que las mismas generen las acciones necesarias de acompañamiento y protección de derechos, a través de las figuras de los testigos sociales, modelos de contratos, asesoría y representación legal de la Procuraduría Agraria.

En la negociación inicial las partes podrán acordar la práctica de avalúos, a cargo del Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales, o de instituciones crédito, corredores públicos o profesionistas en valuación. Los avalúos deberán considerar, al menos:

- La previsión de que el proyecto a desarrollar generará, dentro de su zona de influencia, una plusvalía de los terrenos, bienes o derechos de que se trate;
- La existencia de características en los inmuebles, bienes o derechos que, sin reflejarse en su valor comercial, los hace técnicamente idóneos para el desarrollo del proyecto de que se trate;
- La afectación en la porción remanente de los inmuebles del cual forme parte la fracción por adquirir, usar o gozar;

- Los gastos complementarios no previstos en el valor comercial, para que los afectados sustituyan los terrenos, bienes o derechos por adquirir, cuando sea necesaria la emigración de los afectados, y
- En los casos de otorgamiento del uso o goce de los terrenos, bienes o derechos, la previsión de los daños y perjuicios, las molestias o afectaciones que sus titulares podrían sufrir con motivo del proyecto a desarrollar, incluyendo aquellos correspondientes a bienes o derechos distintos de la tierra, o el eventual perjuicio por el tiempo que la propiedad será afectada, calculado en función de la actividad habitual de dicha propiedad. Los titulares de los terrenos, bienes o derechos tendrán derecho a que la contraprestación cubra, según sea el caso:
- El pago de las afectaciones de bienes o derechos distintos de la tierra, así como la previsión de los daños y perjuicios, que se podrían sufrir con motivo del proyecto a desarrollar, calculado en función de la actividad habitual de dicha propiedad.
- La renta por concepto de ocupación, servidumbre o uso de la tierra.
- Tratándose de proyectos que alcancen la extracción comercial de Hidrocarburos, un porcentaje de los ingresos que correspondan al Asignatario o Contratista en el proyecto en cuestión, después de haber descontado los pagos que deban realizarse al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

El porcentaje no podrá ser menor al cero punto cinco ni mayor al tres por ciento en el caso del Gas Natural No Asociado, y en los demás casos no podrá ser menor al cero punto cinco por ciento ni mayor al dos por ciento, en ambos casos en beneficio de la totalidad de los propietarios o titulares de derechos de que se trate.

La Legislación prevé mecanismos alternativos en caso de que no se alcancen acuerdos en la etapa de negociación inicial. Se contempla un proceso de mediación, a cargo de la Secretaría de Desarrollo Territorial y Urbano, quien escuchará a las partes y sugerirá la forma o modalidad de adquisición, uso, goce o afectación que concilie sus intereses y pretensiones, según las características del proyecto y buscará que las partes alcancen una solución aceptable y voluntaria, procurando mejorar su comunicación y futura relación. La mediación terminaría con una recomendación que, de no ser aceptada, se convertiría en un acto de autoridad para establecer la figura de “servidumbre legal” de hidrocarburos por vía administrativa, figura legal para la ocupación temporal que se establece en la legislación secundaria. En todo momento, aún constituida la Servidumbre, el propietario podrá llegar a un acuerdo conveniente para los intereses de ambas partes. Durante la ocupación temporal, se respetarán en todo momento los derechos que la legislación

y los tratados internacionales suscritos por México confieran a las comunidades indígenas. **De acuerdo con las previsiones de la Ley, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos estarán prohibidas en zonas naturales protegidas.**

El marco regulatorio específico para los proyectos de Shale Gas en México se deberá llevar a cabo en conjunto con especialistas destacados en temas de regulación de estos yacimientos no convencionales y supone un trabajo en conjunto entre organismos institucionales en materia de energía y protección ambiental como **la Secretaría de Energía, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Comisión Reguladora de Energía, Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos entre otros.**

Las principales actividades que se deberán regular están basadas en:

- ❖ Aspectos de salud y protección ambiental.
- ❖ Autorizaciones y permisos.
- ❖ Actividades de exploración y extracción.
- ❖ Actividades de perforación.
- ❖ Permisos de manejo y conducción de la producción.
- ❖ Legislación con respecto a agentes químicos.
- ❖ Aspectos de derecho civil.

Los factores más importantes a considerar en la constitución de este marco en el desarrollo de Shale Gas son:

- La creciente preocupación por la seguridad ambiental del fracturamiento hidráulico.
- Al considerar grandes inversiones dirigidas a infraestructura energética, no se puede pasar por alto la seguridad industrial, ambiental y de salud, independientemente de la situación política.
- Marco Jurídico.
- Principales actividades que permiten desarrollar proyectos de Shale Gas.

Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas

En marzo de 2015 la Secretaria de Medio Ambiente y de Recursos Naturales remitió “**La Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en yacimientos no convencionales de lutitas**”. En ella se precisan los lineamientos ambientales y recomendaciones para llevar a cabo actividades de exploración y explotación en lutitas. En tanto no se emitan las regulaciones oficiales, la Guía de Criterios Ambientales establece las bases para la creación de un marco regulatorio específico en materia de exploración y extracción de hidrocarburos en lutitas.

Esta Guía tiene como objetivo:

“Precisar los lineamientos ambientales que los operadores petroleros deben asegurar y considerar para llevar a cabo actividades de exploración, perforación y terminación del pozo, extracción, cierre y abandono de proyectos de hidrocarburos contenidos en lutitas, con el propósito de garantizar la protección al medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades, en tanto no se emitan las regulaciones oficiales en la materia” (et. al. Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas).

Con esto se tiene la intención de sistematizar obligaciones para con el medio ambiente, establecidas en leyes, reglamentos y normas oficiales mexicanas relacionadas, además de emitir recomendaciones como resultado del análisis y discusión de grupos de trabajo conformado por especialistas en la materia adscritos a las diferentes áreas del sector energía y medio ambiente. Se mencionan algunas obligaciones y recomendaciones de manera textual, tal como se indican en la Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas, aquellas que consideramos las más importantes dentro del proceso de desarrollo.

Criterios Generales.

4. Como parte de la MIA, y previo al inicio de cualquier actividad, se debe considerar la integración de un estudio de Estado Base con la finalidad de prever lo dispuesto en la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, considerando la siguiente información: calidad del aire, acuíferos, cuerpos de agua superficial, flora, fauna, condición del suelo, sitios contaminados y pasivos ambientales, sismicidad, fracturas y fallas geológicas en el sitio.

10. Todos los residuos sólidos urbanos, de manejo especial y peligrosos, generados por la exploración, perforación, extracción, o cierre y abandono del proyecto, se deben identificar, clasificar, someter a un plan de manejo integral y cumplir con lo que establece la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR), su reglamento y las NOM aplicables. Es conveniente que el almacenamiento de residuos se lleve a cabo en sitios específicos dentro de la localización, de acuerdo a sus características y compatibilidad y en condiciones que impidan la contaminación de suelos, subsuelos y cuerpos de agua.

11. Como parte de los estudios básicos de su proyecto, el operador petrolero debe definir la fuente que suministrará el agua para la extracción de los hidrocarburos contenidos en lutitas, consultando la disponibilidad de agua de las cuencas o acuíferos, determinada y publicada por la Comisión Nacional del Agua (Conagua). En caso de que la disponibilidad sea nula o insuficiente, podrá optar por la adquisición de derechos, el uso de agua residual o la importación de agua desde cuencas o acuíferos circunvecinos que cuenten con disponibilidad del recurso.

12. En caso de que se tengan fuentes alternativas de abastecimiento, el operador petrolero debe optar por aquéllas que por su calidad no sean aptas para otros usos, ni susceptibles de tratamiento.

13. Se debe evitar la exploración o extracción de hidrocarburos de lutitas, siempre que exista evidencia de riesgo en las condiciones de los estratos geológicos a intervenir, en términos de su impermeabilidad, estabilidad, vulnerabilidad de los acuíferos, fallas sísmicas activas, que pudieran provocar problemas de resistencia y hermeticidad en los pozos.

14. El operador petrolero debe instalar sistemas de retención, reutilización y recuperación de agua dentro de la localización, con el fin de prevenir y controlar la contaminación de bienes nacionales.

15. El operador petrolero debe realizar labores de remoción, limpieza y remediación de los cuerpos receptores o bienes nacionales afectados por derrames de contaminantes.

16. Se deben tomar las medidas necesarias para mitigar la dispersión de polvos y partículas en cada una de las etapas del proyecto. Las bateas de los camiones que transporten material pétreo o susceptible de generar polvos, deben estar cubiertas con lonas para evitar la dispersión de partículas. El material no debe sobrepasar la parte superior de las paredes de la batea.

17. El operador petrolero puede desarrollar un plan de tráfico (por transporte de materiales y equipo) acordado con la autoridad competente, en el que se debe distribuir en tiempo y espacio el tránsito de camiones y vehículos inherentes al proyecto. Lo anterior con el propósito de disminuir las emisiones de partículas contaminantes.

18. El operador petrolero debe cumplir con la normatividad vigente en cuanto a emisión de ruido, o la que la modifique o sustituya.

19. Cuando sea necesario eliminar cubierta vegetal, no se debe quemar vegetación ni usar agroquímicos. El residuo vegetal de estas actividades debe ser dispuesto en el sitio que indique la autoridad local competente o ser triturado para su reincorporación al suelo, o acomodado en curvas de nivel para reducir la erosión del suelo.

20. Cuando se suscite un derrame, o la disposición inapropiada de materiales o residuos peligrosos que ocasionen contaminación en suelos, en cualquier etapa del proyecto, el operador petrolero debe caracterizar el sitio y, en su caso, remediar hasta cumplir con lo establecido en la normatividad, debiendo presentar su propuesta de remediación a la autoridad ambiental, por medio de un programa de restauración del sitio que incluya el detalle de las acciones a realizar en los componentes de suelo y vegetación. En caso de que la contaminación se genere por alguna sustancia no considerada en las normas mencionadas, se deberá presentar a la Semarnat el estudio de riesgo para su aprobación.

21. Previo al inicio de operaciones de un proyecto, se deben realizar estudios o análisis del Estado Base de suelos y vegetación; en caso de que se suscite un evento que contamine dichos recursos, o en caso de cierre y abandono del sitio, deberá presentarse un estudio o análisis que emplee los mismos factores y parámetros que contempló el estudio o análisis del estado o línea base para esos recursos, a fin de ser comparados, y, en

su caso, elaborar un diagnóstico del daño ambiental. En caso de identificar variaciones en las condiciones ambientales, deberán hacerse estudios de análisis o despistaje químico a partir de muestras de suelos para confirmar la presencia del listado de sustancias que emplea el operador petrolero, según lo que presentó en su Manifestación de Impacto Ambiental.

22. Toda instalación de campamentos, almacenes, oficinas, patios de maniobra y sanitarios portátiles, debe ser temporal y en su ubicación se debe optar por utilizar zonas perturbadas. Al cierre del proyecto, se debe proceder al desmantelamiento y retiro total del equipo, así como de todos aquellos materiales ajenos al sistema ambiental.

Exploración

1. El operador petrolero debe garantizar la integridad del pozo exploratorio.

2. Determinar la existencia de acuíferos no identificados por la Conagua, con el fin de identificar los acuíferos y los posibles riesgos de afectación o en su caso la posibilidad de explotación de los mismos para la actividad.

7. En caso de que los resultados de la exploración arrojaran la inviabilidad de continuar con las siguientes etapas del proyecto, es conveniente seguir las especificaciones contenidas en la normatividad en materia de abandono del sitio, aun cuando la actividad se realice en zonas distintas a las de tipo agrícola, ganadera o erial.

Perforación y Terminación

3. El operador petrolero debe procurar instalar y operar un sistema de monitoreo continuo de acuíferos y cuerpos de agua superficiales, de acuerdo con lo que establezca la Conagua.

6. Las condiciones superficiales de control, cabezal, árbol de válvulas y preventores, deben ser diseñadas y probadas, previo fracturamiento hidráulico, físicamente en campo para soportar las presiones, esfuerzos y temperaturas esperadas.

8. La distancia mínima entre el límite o perímetro de la localización y el límite de las zonas urbanas, comunidades, localidades rurales, áreas naturales protegidas, sitios RAMSAR y áreas de relevancia ecológica se debe establecer en función de la vulnerabilidad ambiental del sitio en que se ubique el proyecto.

9. El tramo horizontal del pozo puede extenderse por debajo de áreas de relevancia ecológica, cuidando que el pozo vertical tenga una profundidad igual o mayor a 1300 m. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los pozos en su tramo horizontal no podrán perforarse debajo de un Área Natural Protegida (ANP).

10. Se sugiere que el área superficial de las localizaciones no exceda los 32,500 m², y que concentre el máximo de pozos y la máxima distribución de peines en el subsuelo; así mismo, la distancia mínima entre localizaciones debe considerar un radio de 3 km, lo anterior a fin de reducir los impactos que conlleva la fragmentación del hábitat.

24. Se recomienda que previo a las actividades de fracturamiento, el operador petrolero clasifique, de acuerdo a la NMX-R-019-SCFI-2011, cada uno de los productos a utilizar en el fluido de fracturamiento, y haga del conocimiento de la autoridad, la hoja de datos de seguridad (HDS) de cada uno de ellos, así mismo, conserve una copia en sus instalaciones, de acuerdo con la misma norma. Los productos clasificados como peligrosos para la salud o medio ambiente deberán identificarse con la palabra de advertencia "peligro", y así para las mezclas que contengan productos químicos que satisfagan criterios de carcinogenicidad, toxicidad para reproducción o toxicidad específica de órganos blancos. El operador petrolero, con base en evidencias científico-técnicas, debe describir las medidas que aplicará para garantizar que no se presentará exposición de los organismos y los ecosistemas, o contaminación del medio ambiente por el transporte, almacenamiento y uso de esos productos.

25. Así mismo el operador petrolero debe informar a la Semarnat mediante la Cédula de Operación Anual (COA):

- El nombre químico y el número (Registro evaluado a nivel internacional para la identificación de sustancias químicas, CAS por sus siglas en inglés) de cada componente de los fluidos de fracturamiento que utilizará.
- El volumen estimado y máximo a utilizar de cada sustancia.
- La utilidad o función de la sustancia dentro del proceso.

31. Una vez obtenida la autorización en materia de impacto ambiental y, en su caso, el cambio de uso de suelo forestal, y habiéndose comprobado la disponibilidad de agua, el operador petrolero debe solicitar a la Conagua, las concesiones sobre los volúmenes de agua subterránea o superficial requerida para el fracturamiento y para los demás usos y actividades inherentes a la extracción de hidrocarburos.

Extracción

1. El operador petrolero debe obtener, previo a la etapa de extracción, la Licencia Ambiental Única (LAU) por cada proyecto, y deberá realizar el reporte anual de las emisiones y transferencia de contaminantes, mediante la Cédula de operación Anual (COA).

44. Para la instalación de la tubería de recolección y distribución de hidrocarburos contenidos en lutitas, es conveniente que el operador petrolero utilice los caminos de acceso existentes o la alternativa tecnológica o de ubicación que ocasione el menor impacto sobre la cobertura vegetal, y ubique una sola vía de conducción a la cual deberán conectarse los ductos de las localizaciones de una misma zona.

Cierre y Abandono

1. Una vez concluidas las actividades de extracción de hidrocarburos, es recomendable que se realice la limpieza del sitio, a fin de evitar la contaminación de áreas aledañas; los diferentes tipos de residuos generados se deben manejar y disponer de acuerdo a la normatividad vigente; en caso de que se detecte contaminación del suelo se deberá presentar la propuesta de remediación a la autoridad ambiental competente.

2. Una vez terminadas las actividades, se debe restaurar el sitio hasta alcanzar el Estado Base.

Capítulo X. Conclusiones y recomendaciones.

- La abundancia de gas y los bajos precios en EUA han fomentado que la política energética de México en materia de gas natural, sea la de un país importador, frenando con esto la inversión a gran escala en materia de exploración de recursos no convencionales.
- México cuenta con un importante potencial estimado de recursos de shale gas, 545 Bcf (EIA 2013), distribuido en 6 regiones potenciales: Cuenca Sabinas, Cuenca Burro-Picachos, Cuenca de Burgos, Cuenca Tampico-Misantla, Cuenca de Veracruz, Cuenca Chihuahua. Los trabajos exploratorios realizados por PEMEX hasta el momento, confirman la perspectiva respecto al potencial de recursos shale en México.
- El desarrollo de dichos recursos significa para el país una oportunidad para aumentar las reservas, incrementar la producción futura de aceite y gas natural en el mediano y largo plazo, reducir las importaciones, incrementar y fortalecer la seguridad energética, así como para detonar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación y desarrollo económico regional.
- Formaciones del **Jurásico Superior en las Cuenca de Burgos y Sabinas-Burro-Picacho, presentan las mejores oportunidades para el desarrollo de shale gas.**
- De acuerdo con los recursos prospectivos documentados, las características geológicas, la infraestructura desarrollada en la región y los servicios de perforación, las cuencas de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos son las provincias con mayor potencial para el desarrollo de gas no convencional en México. Los pozos Anhélido-1, Chucla-1 y Nuncio-1 confirmaron la comercialidad de los yacimientos no convencionales de shale gas en la cuenca de Burgos.
- Las provincias de Veracruz y Macuspana cuentan de igual forma con un gran potencial prospectivo, sin embargo son estructuralmente más complejas, lo que dificulta los trabajos de perforación horizontal.
- Los trabajos de estimulación hidráulica que se han realizado durante algunos años para el desarrollo del light gas en el país, proporciona cierta capacidad en el servicio para los pozos de shale, en este tema México ofrece un relativo bajo riesgo en comparación con otros países como China y Australia.
- El gobierno deberá otorgar incentivos fiscales y subsidios a empresas Mexicanas en apoyo a la inversión para recursos no convencionales.

- Es indispensable desarrollar un marco legal y regulador específico para el desarrollo de shale, sobre todo si se pretende atraer inversión específicamente en este campo.
- Es necesario un trabajo coordinado de La Secretaría de Energía, Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Comisión Reguladora de Energía, Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos, en la emisión de las regulaciones oficiales.
- Las actividades afines al desarrollo de shale gas, de no hacerse bajo condiciones de protección ambiental, corren el riesgo de provocar impactos negativos en el ambiente y en la salud pública.
- Es necesario realizar estudios de Impacto Ambiental previos a los trabajos de desarrollo a gran escala, con el fin de dar certeza a la población de la seguridad en los recursos naturales, ecosistemas y hábitats que puedan verse involucrados.
- La mayor parte de los recursos técnicamente recuperables de Shale Gas en México se encuentran en zonas sujetas a niveles altos de estrés hídrico debido a la demanda y a la escasa disponibilidad de este recurso. Debido a esto, la competencia con las demandas agrícolas, domésticos e industriales por el suministro limitado de agua podría plantear riesgos financieros y regulatorios para las empresas dedicadas al desarrollo del shale.
- Se debe impulsar el desarrollo científico para no depender únicamente de la transferencia de tecnología.
- Se requiere una fuerte inversión, mayor infraestructura, transporte, exploración, mayor competencia en la cadena de valor de la industria, estímulos para la inversión, investigación e incluso un cambio en el esquema de los precios de gas actual.
- Será hasta después de las licitaciones correspondientes a exploración no convencional, cuando se conozca el interés de las empresas por el sector del gas en lutitas, mientras tanto se deberá encontrar una solución para los problemas de agua y encontrar un camino adecuado para mediar los territorios que pudieran verse afectados entre población-industria.

- Se necesitan políticas energéticas y ambientales coherentes, que vaya de la mano con los objetivos energéticos del país y que además proporcionen un marco necesario y seguro para la inversión a largo plazo.
- La producción a gran escala de shale gas en México, no se verá en el corto plazo.

Nomenclatura

Unidad	Descripción
Bcf	Billones de pies cúbicos (Billion cubic feet).
CQ	Calidad de terminación (Quality Completion).
ft	Pies.
gAPI	1/200 de la diferencia entre las zonas de altas y bajas radiaciones en el tanque de calibración de la herramienta de rayos gamma.
kg	Kilogramos.
km	Kilómetros.
lb	Libras.
mD	Milídarcsys.
mm	Milímetros.
mmBpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
mmmpc/mi ²	Miles de millones de pies cúbicos por milla cuadrada.
mmpcd	Millones de pies cúbicos al día.
mpcd	Miles de pies cúbicos al día.
nD	Nanódarcsys.
nm	Nanómetros.
°C	Celsius.
°F	Fahrenheit.
pH	Potencial de hidrogeno.
Ro	Reflectancia de la vitrinita.
RQ	Calidad de yacimiento (Quality Reservoir).
TOC	Carbon Organico Total (Total Organic Carbon).
USD	Dolares Americanos.
USD/BTU	Dólar Americano por Unidad térmica Británica.
YNC	Yacimiento no convencional.

Referencias y bibliografía

1. EIA. (2016). Energy Information Administration. Retrieved from <https://www.eia.gov/>
2. SEMARNAT. (2015). *Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas*. México.
3. Pemex Exploración y Producción. (2015). *Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2015*. Petróleos Mexicanos.
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2015). *Seguimiento a la exploración y extracción de aceite y gas en lutitas Noviembre 2015*. Retrieved from http://www.cnh.gob.mx/_docs/Aceite_gas_lutitas/seguimiento_a_la_exploracion_y_extraccion_de_aceite_y_gas_en_lutitas.pdf
5. SENER. (2015). *Plan Quinquenal de Licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019: Un proceso participativo*.
6. SENER. (2015). *Perspectiva de Gas Natural y Gas L.P 2015-2019*.
7. Grupo Funcional Desarrollo Económico. Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 14-6-47T4L-02-0289 (2015).
8. Pang, W., Wu, Q., He, Y., Du, J., & Zhang, T. (2015). Production Analysis of One Shale Gas Reservoir in China. *Annual Technical Conference and Exhibition*, (SPE-174998-MS).
9. Liu, H., Yan, J., & Yang, Q. (2015). Operating a Philosophy - Shale Gas Efficient Development in China. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, (SPE-176270-MS).
10. Stevens, S. H., Moodhe, K. D., & International, A. R. (2015). Evaluation of Mexico's Shale Oil and Gas Potential. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, (SPE-177139-MS).
11. U.S. EPA. Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-15/047, 2015.
12. U.S. Energy Information Administration. (2015). Argentina and China lead shale development outside North America in first-half 2015. Retrieved from <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=21832>
13. United States Department of Energy. (2015). *Annual Energy Outlook 2015*. doi:DOE/EIA-0383(2013)
14. World Resources Institute. (2014). Global Shale Gas Development: Water Availability and Business Risks. *World Resources Institute*, 56–57.
15. Chong, J., & Simikian, M. (2014). *Shale Gas in Canada: Resource Potential, Current Production and Economic Implications*. Library of Parliament's. Ottawa Canadá.
16. Pemex Exploración y Producción. (2014). *Las reservas de hidrocarburos de México 1 de enero de 2014*. Petróleos Mexicanos.
17. Asociación Colombiana de Petróleo (ACP). (2014). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia, 12. Retrieved from https://www.acp.com.co/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla_YNCv3.pdf
18. U.S. Department of Energy. (2014). *Natural Gas From Shale*. Washington, D.C.
19. CONAGUA. (2014). *Estadísticas del Agua en México* (Vol. 2014). Retrieved from <http://www.conagua.gob.mx/CONAGUA07/Publicaciones/Publicaciones/EAM2014.pdf>

20. Petróleos Mexicanos. (2014). Informe Anual 2013. Retrieved from <http://www.pemex.com/informespemex/informeannual.html>
21. Council of Canadian Academies. (2014). *Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada*.
22. Escobar, E. (2014). Unlocked shale gas: Latin-American potential. A case study of Mexico and Argentina case study. *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, (SPE-169852-MS).
23. U.S. Energy Information Administration. (2014). Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps. Retrieved from <http://www.eia.gov/maps/pdf/eagleford122914.pdf>
24. Hull, R., Livingston, D., & Peters, R. (2014). International Shale Gas and Oil, 2(3).
25. Advanced Resources International Inc. (2013). *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*.
26. De la Vega, A. & Ramírez J. (2013). El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos. *ECONOMIAUNAM*, 12(34), 79–105.
27. Estrada, J. H. (2013). *Desarrollo del gas lutita (Shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*. México D.F.: Naciones Unidas.
28. Pennsylvania Protection Department of Environmental. (2013). *Marcellus Shale Development*.
29. Pemex Exploración y Producción. (2013). *Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de enero de 2013*. Petróleos Mexicanos.
30. Galicia, F., & Herrera, D. (2013). *TERMINACIÓN DE POZOS EN SHALE GAS Y SHALE OIL*. Universidad Nacional Autónoma de México.
31. American Petroleum Institute. (2013). Shale Energy: 10 Points Everyone Should Know. *American Petroleum Institute*, (October), 4. Retrieved from http://www.api.org/~media/Files/Policy/Hydraulic_Fracturing/Hydraulic-Fracturing-10-points.pdf
32. Petróleos Mexicanos. (2013). Informe Anual 2012.
33. PEMEX, & Organismos Subsidiarios. (2013). Principales elementos del plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017, 184.
34. U.S. Energy Information Administration. (2013). North America leads the world in production of shale gas. Retrieved from <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13491>
35. U.S. Energy Information Administration. (2013). Shale oil and shale gas resources are globally abundant. Retrieved from <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14431>
36. Pemex Exploración y Producción. (2012). *Las reservas de hidrocarburos de México 1 de enero de 2012*. Petróleos Mexicanos.
37. Plains Exploration & Production Company. (2012). *Hydraulic Fracturing Study*.
38. Holland, A. (2011). *Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola Field , Garvin County , Oklahoma*.
39. Boyer, C., Lewis, R., Miller, C. K., & Clark, B. (2011). Shale Gas : A Global Resource. *Oilfield Review*, 23(3), 28–39.
40. Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Waters, G., Jochen, V., ... Toelle, B. E. (2011). Shale Gas Revolution. *Oilfield Review*, 23(3), 40–55.
41. City of Fort Worth. (2011). *Natural Gas Air Quality Study*. Retrieved from http://fortworthtexas.gov/uploadedFiles/Gas_Wells/AirQualityStudy_final.pdf
42. Kuuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuwen, T., & Moodhe, K. (2011). *World Shale Gas Resources : An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*.
43. Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2011). *DOCUMENTO TÉCNICO 2 (DT-2) La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo : Situación Actual y Retos*. Retrieved from http://www.cnh.gob.mx/_docs/DT2_Tecnologia.pdf

44. American Petroleum Institute. (2011). Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing. *API Guidance Document HF3*. Retrieved from http://www.shalegas.energy.gov/resources/HF3_e7.pdf
45. Mancini, F., Zennara, R., Buongiorno, N., Breccia, P., & Chirico, M. (2011). Surface facilities for shale gas : A matter of modularity, phasing and minimal operations.
46. Wang, X., & Wang, T. (2011). The Shale Gas Potential of China. (SPE 142304)
47. Pennsylvania Geological Survey. (2008). Pennsylvania Geology, v. 38, no. 1 (Spring 2008). *Pennsylvania Geology*, 38(1).
48. Boyer, C., Kieschnick, J., Suarez-rivera, R., Lewis, R. E., & Waters, G. (2006). Producing Gas from Its Source. *Oilfield Review*, 36–49.
49. American Petroleum Institute. (n.d.). EnergyFromShale. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org>
50. EnergyFromShale. (n.d.). Air Emissions. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/air-emissions>
51. EnergyFromShale. (n.d.). Energy and Methane. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/energy-and-methane>
52. EnergyFromShale. (n.d.). Fracking and Earthquakes. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/fracking-and-earthquakes>
53. EnergyFromShale. (n.d.). Groundwater Protection. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/groundwater-protection>
54. USGS. (n.d.). Magnitude / Intensity Comparison.
55. U.S. Department of Energy. Office of Fossil Energy National Energy Technology Laboratory. (2009). *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*. Retrieved from http://www.naturalgaswaterusage.com/Documents/GWPC_Water_Energy_Paper.pdf
56. EnergyFromShale. (n.d.). Site Construction Impacts. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/site-construction-impacts>
57. EnergyFromShale. (n.d.). Wastewater Management. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/wastewater-management>
58. EnergyFromShale. (n.d.). Water use. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/water-use>
59. EnergyFromShale. (n.d.). Water use. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/water-use>
60. EnergyfromShale. (n.d.). What Is Fracking. Retrieved from <http://www.energyfromshale.org/articles/what-fracking>
61. Office Of Fossil Energy USA. (n.d.). *Hydraulic fracturing technology*.