



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“PRINCIPALES ELEMENTOS A VIGILAR
PARA DESARROLLAR PROYECTOS DE
SHALE GAS”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

MAURO JAIR TORRES AGUIRRE

DIRECTOR:

ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, AGOSTO, 2014





UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de TORRES AGUIRRE MAURO JAIR, registrado con número de cuenta 306284560 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

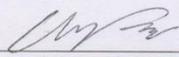
Atentamente.


DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SANCHEZ

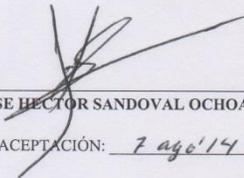
FECHA DE ACEPTACIÓN: 8/Ago/2014


MTRO. GASPAR FRANCO HERNANDEZ

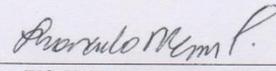
FECHA DE ACEPTACIÓN: 06/Ago/2014


M.C. ULISES NERI FLORES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 05/08/2014


DR. JOSÉ HÉCTOR SANDOVAL OCHOA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 7 ago'14


ING. LEONARDO MENESES LARIOS
FECHA DE ACEPTACIÓN: 06/08/2014

FECHA DE EMISIÓN: 30 de Julio de 2014

Agradecimientos y Dedicatoria.

A Dios.

Con amor y cariño a María de Jesús Aguirre Cázares^t, mi madre, quien siempre estuvo a mi lado en todo momento, quien me impulso a conseguir mis metas, gracias por creer y confiar en todo momento en mí y luchar por este reto en todo momento. No tengo palabras para agradecerte, pero sabes muy bien que siempre fuiste mi ejemplo a seguir y que mis éxitos son tuyos, como lo es éste trabajo, gracias por la oportunidad de enseñarme y guiarme durante toda la vida, gracias mamá y como tu decías... Let it Be.

A Mauro Torres Duarte, mi padre, sobre todo por la paciencia y apoyo. Aunque no es sueles ser una persona de muchas palabras, espero que disfrutes este logro, fruto de tu trabajo y esfuerzo, que no te quede duda que me seguiré preparando para ser un mejor profesionalista. Mil gracias por todo.

A ti Araceli por ser mi compañera y amiga, por haber llegado a mi vida en un momento tan importante, por tu paciencia y por compartir una amistad, una amistad que resulto ser mucho más que eso. Contigo he compartido cosas sin igual, momentos, experiencias pero sobre todo este trabajo, gracias a ti he cumplido con un pequeño paso más en mis metas y sé muy bien que solo es un paso más para cumplir nuestros objetivos. Gracias por abrirme las puertas de tu vida, pero sobre todo las de tu corazón.

Al Ing. Gaspar Franco Hernández, mi maestro, toda mi admiración, respeto y gratitud por aceptarme, guiarme, exigirme y enseñarme para ser un mejor ingeniero pero sobre todo, una mejor persona.

A mis hermanos Jorge y Paulina por su paciencia y confianza. A mis primos Octavio, Violeta y Edgar por el apoyo.

A mis compañeros de facultad toda mi gratitud por compartir tantas experiencias durante la carrera, Jessica, Bibi, Lupe's, lili, Omar, Fortino, Pequeño, David Oscar, Benito, a las anforitas (Neto y Alan), a mi compañero y amigo de toda la carrera Daniel (morena) y

sobre todo al compañero que siempre nos hizo la estancia aún más agradable, Francisco Sebastián, a quien siempre recordare por ese final de simulación.

A la Comisión Nacional de Hidrocarburos por el apoyo, por permitirme haber elaborado mi trabajo de tesis, también a las personas con las que conviví y aprendí durante éste periodo.

A mis profesores por todo el conocimiento compartido y por sus consejos.

A la UNAM y en particular a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de elegir y de crear mis propias conclusiones y por darme una formación sin igual. Sin duda en general a la carrera de ingeniería petrolera, por permitirme disfrutarla como ningún otro.

“Por Mi Raza Hablará el Espíritu”

ÍNDICE.

PROPÓSITO.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I. IMPORTANCIA DE LOS PROYECTOS DE SHALE GAS.....	3
I.1 Importancia para la exploración y producción.	4
I.2 Implicaciones estratégicas.	4
I.3 Importancia en Estados Unidos.	5
I.3.1 Desarrollo económico.	8
I.3.2 Crecimiento en el desarrollo del empleo.	9
I.4 Importancia para México.....	10
I.4.1 Mercado de gas natural para el año 2013 en México.....	11
I.5 Las ventajas ambientales.	12
I.6 El futuro.	14
I.7 Bibliografía del capítulo.	15
CAPÍTULO II. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	16
II.1 Diferencias entre yacimiento convencional y no convencional.	18
II.2 Shale Gas.	21
II.2.1 Historia.....	21
II.2.2 Definición Shale Gas.	22
II.2.3 Origen.	23
II.2.4 Tamaño de grano.....	23
II.2.5 Composición.	24
II.2.6 Composición del gas.	25
II.2.7 Contenido orgánico toral (TOC).....	25
II.2.8 TOC en rocas de México.	26
II.2.9 Madures térmica.....	27
II.3 Almacenamiento de gas.....	27
II.4 Perspectivas de las cuencas de Shale Gas.....	28
II.4.1 Europa.	31
II.4.2 Norte América.....	32
II.4.3 América del sur.	33

II.4.4 África.	35
II.4.5 Australia.	36
II.4.6 China.	37
II.5. México.	39
II.5.1 Cuenca de Burgos.	41
II.5.2 Cuenca de Sabinas.	42
II.5.3 Cuenca de Tampico.	43
II.5.4 Plataforma de Tuxpan.	44
II.5.5 Cuenca de Veracruz.	45
II.6 Bibliografía del capítulo.	46
CAPÍTULO III. EJEMPLOS DE REGULACIÓN INTERNACIONAL EN PROYECTOS DE SHALE GAS.	47
III.1. Regulación en Estados Unidos.	48
III.1.1 Políticas del gobierno.	48
III.1.2 Antecedentes de regulación.	48
III.1.3 Incentivos y crédito fiscal.	49
III.1.4 El rol del regulador federal.	50
III.1.5 Regulación local.	50
III.1.6 Desarrollo urbano.	50
III.1.7 Principales actividades y elementos regulados en EU.	51
III.1.8 Marco regulatorio ambiental.	53
III.1.8.1 Análisis de información de la Agencia de Protección Ambiental.	54
III.1.9 Caso de estudio en el Condado de Wise, Texas, Barnett Shale.	54
III.1.9.1 Recursos de agua.	55
III.1.9.2 Enfoque de la investigación.	56
III.1.9.3 Aspectos relevantes del estudio.	57
III. 2 El marco regulatorio en Canadá.	58
III.2.1 El sistema legal de Canadá.	58
III.2.2 El caso de Alberta, Canadá.	60
III.2.3 Fase de adquisición.	60
III.2.4 Aprobaciones de producción.	61
III.2.5 El programa de regalías en Alberta.	62
III.2.6 Cuidados del agua. Disposición de agua recuperada y producida.	62

III.2.7 El futuro de la política de Shale Gas.....	62
III.3 Polonia. El marco regulatorio.	63
III.3.1 Antecedentes.	63
III.3.2 Impacto de los recursos no convencionales.	63
III.3.3 Preocupaciones de seguridad y salud.	64
III.3.4 La base jurídica.	65
III.3.5 El régimen tributario.	65
III.3.6 Principales Bases para regular Shale Gas en Polonia.	66
III.3.7 La infraestructura de gas natural.	67
III.4 Cuadro comparativo de los ejemplos de regulación internacional.	67
III.5 Bibliografía del capítulo.	70
CAPÍTULO IV. PRINCIPALES ELEMENTOS A VIGILAR EN PROYECTOS DE SHALE GAS.	71
IV.1 Proyectos de Shale Gas; factores, desafíos y aspectos críticos.	72
IV.2 Logística y sus retos en proyectos de Shale Gas.	73
IV.3 Perforación horizontal en Shale Gas.....	74
IV.3.1 Antecedentes de la perforación horizontal.	74
IV.3.2 Perforación horizontal.....	75
IV.3.3 Diseño de la trayectoria del pozo como parte de la planeación de la perforación direccional en Shale Gas.	76
IV.4 Fracturamiento hidráulico.....	77
IV.4.1 Inicios del fracturamiento hidráulico.	77
IV.4.2 Fracturamiento hidráulico. Concepto.....	78
IV.4.3 Proceso del fracturamiento hidráulico.	79
IV.4.4 Características de los apuntalantes.....	81
IV.4.5 Químicos usados en el fracturamiento hidráulico.....	82
IV.5 Disposición y cuidado de agua asociado con el fracturamiento hidráulico.....	83
IV.5.1 ¿Qué cantidad de agua es utilizada en el fracturamiento hidráulico?.....	83
IV.5.2 Obtención del agua para el fracturamiento hidráulico.	84
IV.5.3 Evaluación de las necesidades para los recursos de agua.	85
IV.5.3.1 Consideraciones de almacenaje.....	86
IV.5.3.2 Consideraciones de transporte de agua.	87
IV.5.4 Tratamiento.	88

IV.5.5 Beneficio del uso y cuidado del agua.	89
IV.6 Compañías líderes de la industria de Shale Gas.	90
IV.7 Principales aspectos ambientales y sociales a vigilar en proyectos de Shale Gas....	91
IV.7.1 Aspectos sociales.	91
IV.7.2 Aspectos ambientales.	92
IV.8 Soluciones futuras.....	95
IV. 9 Elementos a vigilar en proyectos de <i>Shale Gas</i>	96
IV.10 Bibliografía del capítulo.	98
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	99
Conclusiones.	99
Recomendaciones.	100
ANEXOS	102

PROPÓSITO.

Dar a conocer los elementos básicos que integran a los proyectos de *Shale Gas*, la importancia de desarrollarlos, así como los puntos claves en el marco regulatorio, además del impacto al medio ambiente, la economía y la sociedad.

INTRODUCCIÓN.

La industria petrolera internacional en las últimas décadas ha experimentado el incremento en la producción de gas natural proveniente de los llamados yacimientos no convencionales, estos yacimientos se encuentran en condiciones más críticas que los recursos convencionales, hoy en día la línea que divide lo convencional de lo no convencional es muy delgada, lo que hoy se define como no convencional, mañana podría no serlo. El desarrollar proyectos de *Shale Gas* a partir de estos yacimientos es un reto tecnológico y de logística que enfrenta la industria petrolera mundial.

Desarrollar proyectos de *Shale Gas* involucra aspectos sociales, económicos, geopolíticos y ambientales. Estados Unidos es el principal desarrollador de *Shale Gas* a nivel mundial, en un principio se encontró con retos fiscales y sobre todo tecnológicos pero aun así establecieron una estrategia para incrementar su producción de gas natural proveniente de los recursos no convencionales, ya que su principal objetivo era cubrir su necesidad energética.

Es muy importante la estructura de los marcos regulatorios de Estados Unidos y de Canadá puesto que son los pioneros en monitorear el desarrollo de *Shale Gas*, éstos marcos son sólidos ya que se cuenta con reguladores federales, estatales e incluso locales, cuya función es supervisar el uso de recursos, aspectos ambientales y los impactos sociales; además tienen políticas de incentivos y créditos fiscales que fueron y han sido fundamentales para cubrir su demanda de gas natural. Será muy interesante e importante definir un marco regulatorio en México, ya que el uso de cantidades excesivas de agua, la perforación, el fracturamiento hidráulico y el transporte causan preocupación entre la sociedad y grupos ambientalistas.

Las dos principales técnicas para explotar el *Shale Gas* son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, sin embargo, existe gran controversia a nivel mundial acerca de este tipo de fracturamiento, ya que se argumenta que por las propiedades de sus componentes “apuntalante” puede existir contaminación de acuíferos y de agua para consumo agrario, doméstico y humano; otro tema de oposición son los millones de metros cúbicos necesarios para el fracturamiento, por estos motivos es de considerable responsabilidad el control y cuidado del agua.

La logística juega un papel importante en el desarrollo del proyecto, ya que el suministro de insumos y materiales necesarios representan un reto sin igual, debido a que se deben transportar enormes cantidades de agua y de apuntalante, lo que hace muy especial a este tipo de proyectos.

El desarrollo de *Shale Gas* representa un gran reto para la industria petrolera de México, pero sin duda es una gran oportunidad para el desarrollo energético del país.

CAPÍTULO I. IMPORTANCIA DE LOS PROYECTOS DE SHALE GAS.

El agotamiento de los recursos convencionales y los consecuentes avances tecnológicos han permitido durante las últimas décadas desarrollar reservas en áreas tan complejas que hacen pensar en un gran potencial por explotar en el subsuelo de la tierra.

Tal es el caso de los hallazgos costa fuera en Brasil conocidos como Pre-sal y que corresponden a yacimientos en aguas profundas por debajo de capas de sal con espesores de hasta seis mil pies, estableciendo retos ambientales, técnicos y demandando grandes inversiones. Sin embargo, en Norte América el reto es explotar hidrocarburos en yacimientos no convencionales, entre estos el *Shale Gas* que es de mayor desarrollo en oferta.

El *Shale Gas* es el mismo gas de los yacimientos convencionales pero se diferencia en que se encuentra atrapado en rocas generadoras con muy baja permeabilidad, es un gas que no migra después de su proceso de formación, extraerlo de la roca de baja permeabilidad comparado con los yacimientos convencionales que lo contiene, es un reto que enfrenta la industria hoy en día. Si bien es cierto que la demanda ha crecido en los últimos años, alentada por la sed de energéticos de los mercados emergentes, este tipo de recurso se encuentra bajo la lupa de los entes regulatorios y ambientales que han identificado las grandes diferencias que hay entre la explotación de este recurso, la explotación de los recursos convencionales de gas y la importancia de contar con reglas claras que ofrezcan estabilidad a este tipo de negocio para hacerlo rentable a largo plazo.

El auge del *Shale Gas* inicio en *Barnett*, Texas, los resultados alcanzados en los Estados Unidos han causado un efecto domino internacionalmente. Pero es importante tener en cuenta que cada desarrollo de depósitos no convencional es muy particular en aspectos técnicos, ambientales y hasta logísticos.

I.1 Importancia para la exploración y producción.

La exploración y producción masiva ha comenzado seriamente en diversas regiones del mundo en los últimos años, dentro de muy poco tiempo la región de Norte América se convertirá en exportadora neta de gas, por lo que la transición de energía para la producción de electricidad a partir de carbón se verá suprimida ya que el gas será el conductor en el cambio del mercado de los combustibles de transporte. Tiempo, decisiones, inversión y política pública es probable que influyan en el resultado de las decisiones inminentes.

Para entender los problemas de exploración y producción del *Shale Gas*, es necesario comprender los problemas que enfrentan las formaciones maduras en Norte América y las formaciones emergentes en otros lugares.

La explotación de las cuencas de gas tradicionales resultó un gran desarrollo de infraestructura, esta infraestructura se utiliza actualmente en buena parte de la producción de *Shale Gas*, sin embargo, grandes reservas de depósitos no convencionales se encuentran fuera o muy lejos de la infraestructura existente y se requiere de una gran inversión de capital para construir más tuberías, sistemas de almacenamiento y redes de distribución.

En la carrera para explotar *Shale Gas*, los productores han causado un exceso en el suministro a niveles record de gas, teniendo en cuenta que algunas cuencas de gas tradicional tienen costos de producción de los 5.00 DLS/MBTU y la búsqueda de los depósitos está causando pérdidas de producción en los campos de gas convencional.

En consecuencia, para muchos los pronósticos de producción de gas natural futuro no es sostenible y pone en evidencia la falta de disciplina en el capital de inversión y la sobre explotación actual. A final de cuentas el equilibrio se encontrara entre la oferta y la demanda, lo que significa que la oferta deberá disminuir o que la demanda se va a incrementar.

I.2 Implicaciones estratégicas.

La aparición de *Shale Gas* tiene implicaciones estratégicas en la industria energética como en geopolítica. La dependencia energética europea del gas ruso ha pasado momentos

complicados y ha creado tensiones entre el exportador, la transferencia y los países importadores.

Las empresas globales han invertido miles de millones en infraestructura para un mercado internacional de gas natural, que ahora parece amenazado por la extensión y dispersión de los recursos de *Shale Gas*. El cambio de carbón a gas natural ha sido tradicionalmente una decisión económica, pero ahora en muchos países, la decisión se está desplazando a consideraciones económicas y ambientales.

I.3 Importancia en Estados Unidos.

En la última década, la producción de *Shale Gas* en Estados Unidos se incrementó 12 veces, hasta llegar a los 4,8 mmmpc y las reservas se han casi triplicado en los últimos años, alcanzando una cifra cercana a los 567 Tpc, de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (EIA).

Entre los años 2009 y 2012, el 50% de las perforaciones en Estados Unidos estaban planeadas a pozos horizontales en áreas de *Shale Gas* y un 94% de fracturamiento hidráulico estaba siendo aplicada a estas formaciones.

Un análisis realizado por la EIA plantea un incremento en la producción de gas natural entre 2012 y 2040, en el cual Estados Unidos deberá ser autosuficiente y convertirse en exportador para el año 2020 gracias al desarrollo continuo de los recursos de *Shale Gas*, con un aporte superior al 35% de total de la producción de gas. Aún existe una gran incertidumbre en cuantificar los recursos técnicamente recuperables y la productividad de los pozos, debido a la complejidad de la extracción y a la rapidez con que evoluciona la tecnología. En la Figura I.1 se presenta la producción estimada de gas seco para el periodo 2011-2040.

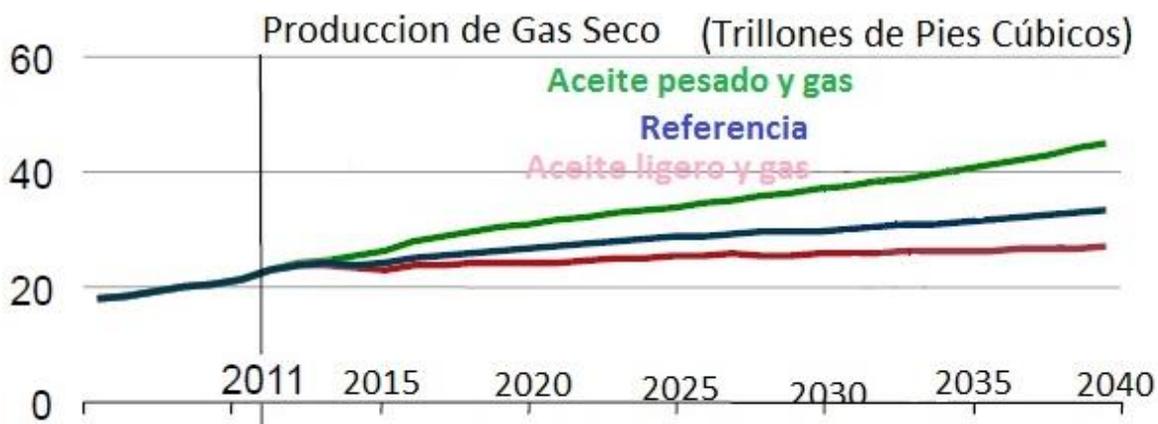


Figura I.1 Escenarios de la producción de gas seco 2011-2040.

Fuente EIA, modificada

Los efectos del *Shale Gas* se están sintiendo más allá de Norte América pues influye en las economías del gas natural, por lo que las compañías han mantenido sus compromisos multimillonarios en proyectos de gas natural alrededor del mundo, pero ahora quieren enviar ese gas a Europa y Asia, no a América del Norte; al mismo tiempo que han hecho inversiones millonarias en la extracción de *Shale Gas* en E.U.A y Canadá.

De acuerdo a reportes recientes, los proyectos de importación de gas natural licuado, han pasado a segundo plano, gracias al crecimiento de la producción en proyectos de *Shale Gas* dando paso al fenómeno que en economía se conoce como desplazamiento, Se pronostica que Europa ira cubriendo su demanda de gas gracias a la autosuficiencia de USA, ya que para este continente se considera estratégico disminuir la dependencia de Rusia.

Para el año 2013, los Estados Unidos consumieron mayor cantidad de gas natural que en décadas pasadas, con importaciones cercanas a los 2 billones de pies cúbicos, sin embargo, las importaciones se reducirán con el paso del tiempo. Es importante resaltar que los precios del gas tienden a disminuir.

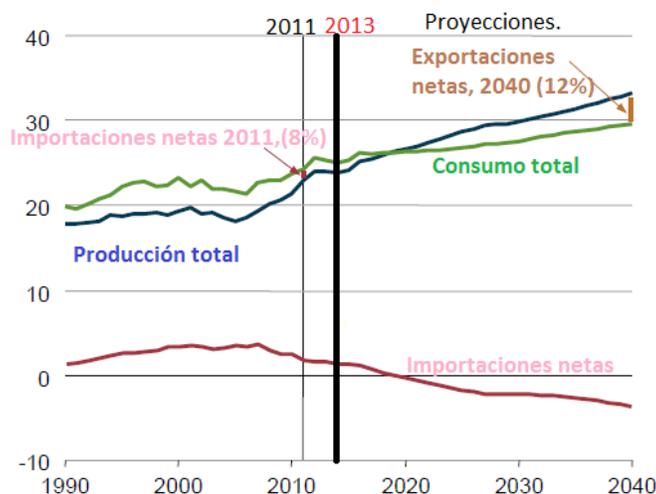


Figura I.2 Producción, importaciones y consumo total de gas en Estados Unidos (1990-2040).
Fuente EIA, modificada

A partir de 2011 la producción de gas natural ha incrementado 1% anual, además de facilitar las exportaciones. Las perspectivas futuras son altamente inciertas, ya que depende de muchos factores que son muy complicados de prever, como es el desarrollo de nuevas capacidades de producción en el extranjero, sobre todo en yacimientos de aguas profundas, en recursos no convencionales y en el Ártico.

Actualmente las variables que influyen en el crecimiento de un país a largo plazo son la población, la productividad y la fuerza de trabajo, sin embargo, con la intervención de proyectos de *Shale Gas* se pronostica que el rango de crecimiento económico tienda a ser mayor en los primeros cinco años, lo que hace que dichos proyectos se conviertan en una pieza clave para los países que buscan estabilidad económica y energética. Para Estados Unidos los rangos del PIB a largo plazo desde el 2011 hasta el 2015 se pronosticaron entre 2.2 a 2.9% y para los años 2015 al 2025 los rangos promedios están entre 2.5 y 2.8%.

El estudio realizado por la Universidad de Rice en 2011 apunta a un aumento en la seguridad energética impulsada por el *Shale Gas*. En la última década se ha producido un cambio radical en la industria del gas natural, especialmente en el aspecto de tecnología que permite el desarrollo y recuperación de gas natural de las formaciones de lutitas. El estudio indica que existen mil billones de pies cúbicos de gas técnicamente recuperables en Norte América, lo que garantizaría la seguridad energética por lo menos unos 45 años.

En conclusión el estudio identifica el crecimiento en producción de gas natural proveniente de *Shale Gas* y que gracias a estos la dependencia energética hacia otros países reducirá con el paso de tiempo.

La importancia del *Shale Gas* en el futuro energético mundial ya se está viendo reflejada en el mercado financiero, con la inusual y desenfrenada adquisición de empresas y proyectos que tienen este tipo de recurso, aunque aún es demasiado pronto para concluir si el *Shale Gas* tendrá gran impacto global fuera de E.U.A. como lo ha hecho dentro de ese país (se puede decir que en México existirá un impacto similar debido al potencial de los recursos no convencionales). Algunos aspectos importantes en el desarrollo de *Shale Gas* en EUA se mencionan a continuación.

- En 2010 el *Shale Gas* representaba el 27% de la producción total de gas, para los años siguiente representó el 34%.
- La inversión para proyectos en *Shale Gas* para el periodo 2010-2035 se estima en 1,9 billones de dólares.
- Los proyectos requieren de grandes inversiones en el futuro próximo, con un crecimiento de 33 mil millones de dólares para 2010 y de 48 mil millones para 2015.
- En el año 2010 se pronosticaron 600,000 empleos para la industria de *Shale Gas*, por lo que en 2015 se estiman que sean 870,00 y para 2035 más de 1,5 millones.

I.3.1 Desarrollo económico.

Se estima que la contribución de los depósitos de *Shale Gas* al suministro de energía de EUA podría crecer aún más rápidamente de lo previsto, de acuerdo a la EIA en un estudio realizado en el 2012 se estima que el suministro crecerá en más de 60 Bpcd para 2035, aunque se cree que las estimaciones de la EIA son demasiado optimistas porque los proyectos de *Shale Gas* no cumplirán con las expectativas de producción, ya que:

1. Las compañías subestiman las tasas de declinación de los pozos.
2. Las empresas no ven representado el rendimiento económico de los pozos.

3. El desarrollo y la aplicación de tecnologías para que puedan reducir los costos futuros.

Uno de los factores que lleva a la incertidumbre sobre la economía del *Shale Gas* es la escases de la información pública sobre los tasas de declinación ya que el nivel de detalle de los informes de producción varían de estado a estado, en algunos estados de la Unión Americana las compañías no están obligadas a reportar la producción del pozo por mes realizándola por lo general cada seis meses. Esta falta de información hace que la evaluación económica sea más compleja. Además, algunos yacimientos de *Shale Gas* no han producido lo esperado de acuerdo a sus características por lo que en un futuro deberán caracterizarse mejor.

I.3.2 Crecimiento en el desarrollo del empleo.

El desarrollo de *Shale Gas* implica una actividad sostenida que requiere la utilización de mano de obra capacitada, fortalecimiento de proveedores locales y aplicación de tecnología de punta, lo cual genera un círculo virtuoso de crecimiento y desarrollo de las economías regionales.

La contribución de empleos derivados de la industria de *Shale Gas* adquiere una importancia adicional para la competitividad nacional, en 2010 ésta generó más de 600,000 puestos de trabajo que incluyeron 148,000 empleos directos, cerca de 194,000 indirectos y más de 259,000 empleos inducidos. La importancia de desarrollar proyectos de *Shale Gas* en la generación de empleos se puede simplificar en la Tabla I.1; que es una estimación de empleos para el periodo 2010-2030.

Empleos	2010	2015	2020	2025	2030
Directos	148,143	197,999	248,721	241,726	278,381
Indirectos	193,710	283,190	369,882	368,431	418,265
Inducidos	0	388,495	504,738	512,220	576,195
Totales	301,348	869,684	1,123,341	1,122,377	1,272,841

Tabla I.1 Empleos estimados por la contribución económica de *Shale Gas* en EUA.

Fuente IHS Global Insight.

El efecto del desarrollo del *Shale Gas* es muy prometedor por lo que su explotación es de suma importancia, en la década de 1980 Estados Unidos era un importador de gas natural, hoy en día al desarrollar estos proyectos se han beneficiado miles de personas así como la industria gasífera.

I.4 Importancia para México.

México deberá apostar por la industria de *Shale Gas* en los próximos años como lo están



Figura 1.3 Aspectos importantes de Shale Gas en el mercado Nacional.

Fuente Elaboración propia.

haciendo otros países, ya que la explotación de campos en EUA ha incrementado la oferta de gas natural a partir del *Shale Gas*, pero para eso se tienen que asumir riesgos geológicos y de inversión para el sector.

En México se deberá realizar un sistema muy similar al Norte Americano ya que ha tenido mucho éxito. La proyección de la demanda de gas es determinante para la

evolución de la actividad económica del país así como para el precio de los combustibles. En Mayo de 2014 el precio del gas natural se situó en 4.58 dólares por millón de BTU, presentando una tendencia a la alza con respecto a años anteriores. El desarrollo de infraestructura de transporte y distribución jugará un papel importante ya que el sistema que se tiene no es suficiente y se espera un crecimiento en el mercado nacional, así como un mayor acceso al gas natural.

Para el sector eléctrico se estima un crecimiento promedio de 5.1% anual durante el periodo 2013-2027, alcanzando 6,582.1 MMpcd para el año 2027. La estimación de la demanda de combustibles del sector eléctrico privado, resultará de los consumos planeados de los permisionarios en operación y los que están por iniciar obras en construcción. La planeación de capacidad y generación de electricidad considera la infraestructura de transporte y puntos de suministro, para reforzar el suministro de transporte ha entrado en

operación el Gasoducto Chihuahua, asimismo, se está desarrollando infraestructura para llevar gas natural a Sonora y Sinaloa por lo que también está programado la construcción de centrales de ciclos combinados.

Los beneficios de los proyectos de *Shale Gas* en México se verán reflejados en la industria eléctrica, gasífera y de transporte, además que con la explotación de los depósitos se espera también un beneficio en el sector laboral ya que de acuerdo al Instituto Mexicano para la Competitividad con el desarrollo de estos proyectos se llegará a generar hasta trescientos mil empleos por año, cifras bastante alentadoras puesto que en Estados Unidos estos proyectos han generado ochocientos mil empleos en los últimos años.

I.4.1 Mercado de gas natural para el año 2013 en México.

El crecimiento promedio de la demanda nacional de gas se estima en un 3.6% anual, pasando de 9,303 mmpcd en 2013 a 11,424.9 mmpcd en 2027, para este mismo periodo prospectivo se estima que el precio por millón de BTU estará por debajo de los 7 dólares. En la figura se representa la demanda de gas natural en México desde 2002 hasta 2027.

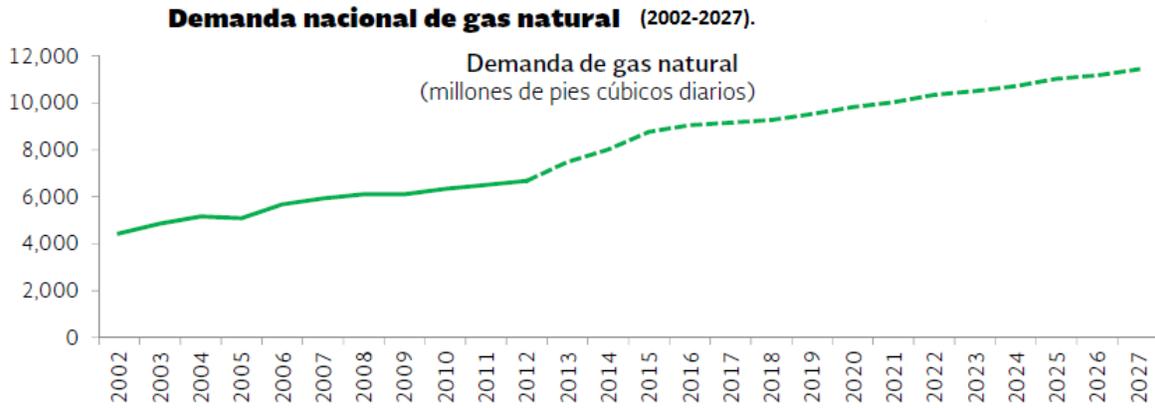


Figura I.4 Demanda nacional de gas 2002-2027.

Fuente SENER.

Los sectores residencial, petrolero e industrial serán los que más aporten al crecimiento a la demanda de gas, asimismo los sectores de mayor consumo de este combustible continuara

siendo el residencial y el de servicios. El sector residencial consumirá 61.8% de la demanda en 2027, mientras que el sector de servicios tendrá una participación de 13.1%.

I.5 Las ventajas ambientales.

Una ventaja clave del gas que proviene del lutitas es que surge a partir de combustión limpia, emite aproximadamente la mitad del dióxido de carbono (CO₂) que otros combustibles dado que el carbón y el petróleo se componen de moléculas orgánicas más complejas y contienen mayor cantidad de nitrógeno y azufre que las del gas natural. Los subproductos de la combustión de los combustibles usuales incluyen grandes cantidades de CO₂, óxido de nitrógeno, dióxido de azufre (SO₂) y partículas de cenizas.

De 1990 a 2011 las emisiones de CO₂ relacionadas con el gas en Estados Unidos aumentaron un 0.4% por año; en 2010, último año del que se disponen datos comparables, en Estados Unidos se produjeron alrededor de un 18% de CO₂. Sin embargo, la EIA estima que las emisiones de CO₂ de los combustibles fósiles se redujeron un 3.69% en 2012, cayendo a un nivel visto por última vez en la década de 1990. El crecimiento continuo de la participación de gas natural en generación de energía podría conducir a una reducción simbólica en las emisiones de carbono. Es muy importante comparar la contaminación entre el gas natural, el petróleo y el carbón de acuerdo a sus emisiones, por lo que a continuación se observa un comparativo de acuerdo a las emisiones por combustión.

Contaminante del aire	Gas natural ppm	Petróleo Ppm	Carbón Ppm
Dióxido de carbono (CO ₂)	117,000	164,000	208,000
Monóxido de carbono (CO)	40	33	208
Óxido de nitrógeno (NO)	92	448	457

Dioxido de azufre(SO ₂)	0.6	1,112	2,591
Mercurio (Hg)	0	0.007	0.016

Tabla I.2 Contaminantes del aire emitidos por petróleo, gas y carbón.

Fuente NETL.

Algunos investigadores han planteado la preocupación que se ha expandido acerca del gas natural, puesto que podría liberar metano en grandes emisiones durante la perforación, terminación, producción y transporte, esto es preocupante por el hecho de que el metano es un potente “gas invernadero” y por lo tanto existe la posibilidad de que estas emisiones puedan compensar el uso del carbón.

La Universidad de Cornell realizó una investigación acerca de las emisiones de efecto invernadero en el 2012, estudio en el cual se profundizó en las emisiones de gas metano, el cual sugiere que el gas natural que se produce a partir de recursos no convencionales produce emisiones más dañinas que el carbón. El estudio se basa en proyecciones dadas por la EPA (Agencia de Protección Ambiental) sobre el gas de efecto invernadero. La afirmación más cuestionada parece estar en las pérdidas de gas, donde se confirma que aproximadamente el 8% del gas natural producido se ventea o se filtra por otras causas; se concluyó que el estudio necesitaba más información y tiempo por lo que se tuvieron que realizar más estudios sobre el impacto de efecto invernadero a causas del gas natural, concluyendo finalmente que el gas natural crea un menor efecto invernadero que el carbón, y con esto se comprobó que el carbón contamina mucho más que el gas natural.

La marcha hacia fuentes de energía alternas sostenidas, como la eólica y la solar requiere de una fuente de energía suplementaria que estará disponible para dar cabida a las condiciones de cambio climático y a la limitada capacidad del almacenamiento eléctrico, por lo que la disponibilidad en la infraestructura para el desarrollo del *Shale Gas* como tuberías de transporte y distribución es indispensable.

I.6 El futuro.

Los recursos energéticos son un elemento vital para las economías modernas. Veinte años atrás, en EUA se emitieron advertencias acerca de que el suministro de gas natural estaba disminuyendo y que pronto se necesitaría fuentes de energía alterna. A raíz de ello, se recomendó un programa muy importante para importar gas natural de países con suministros accesibles. Hoy la situación es totalmente diferente, EUA registra gran abundancia de gas natural y el suministro a largo plazo es más seguro que nunca por que los operadores han aprendido a extraer el gas natural que se encuentra en depósitos no convencionales, fundamentalmente los de lutitas. Con el éxito obtenido en América del Norte, los operadores de muchas regiones del mundo están optando por medidas para equipar mejor a ese sector de la industria.

En un tiempo se pudo considerar a los depósitos en lutitas como un estorbo ya que se buscaba formaciones con mayor calidad y no se tenía la idea de cómo obtener producción comercial a partir de dichos depósitos. Pero la industria petrolera continúa desarrollando nuevas técnicas y creando nuevas formas de acceso a los hidrocarburos. Y mientras cobra impulso la revolución global que plantea el desarrollo de *Shale Gas*, las compañías de exploración recién han comenzado a descubrir que tienen un gran potencial que ofrecer para proyectos de *Shale Gas*.

I.7 Bibliografía del capítulo.

Annual Energy Outlook 2013 Whit Projections to 2040, DOE/EIA, Washington, USA, 2013, Abril.

Atrapados en el Pasado: el Sector de Hidrocarburos en México, Instituto Mexicano para la Competitividad A.C., México, 2013.

Estrategia Nacional de Energía, SENER, México, MEX, 2013, Enero.

Modern Shale Gas Development in the United States: An Update, National Energy Technology Laboratory (NETL), USA, 2013, Septiembre.

Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, SENER, México, 2013.

Shale Gas, la Revolución Energética en Norte América, REPSOL- Gas Natural, Madrid, España, 2013, Octubre.

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, EIA, Washington, USA, 2013, Junio.

The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States, IHS Global Insight, California, USA, 2011, Diciembre.

Unlocking the Potential of Unconventional Gas, Gas Technology Institute (GTI), Illinois, USA, 2013, Marzo.

CAPÍTULO II. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

De acuerdo a la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP), define a los yacimientos no convencionales como; “yacimientos donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales”¹.

En una segunda definición, la Agencia de Información de Energía (EIA), enuncia que un yacimiento no convencional son aquellos “yacimientos que tecnológicamente son más difícil o más caros de producir que un convencional”².

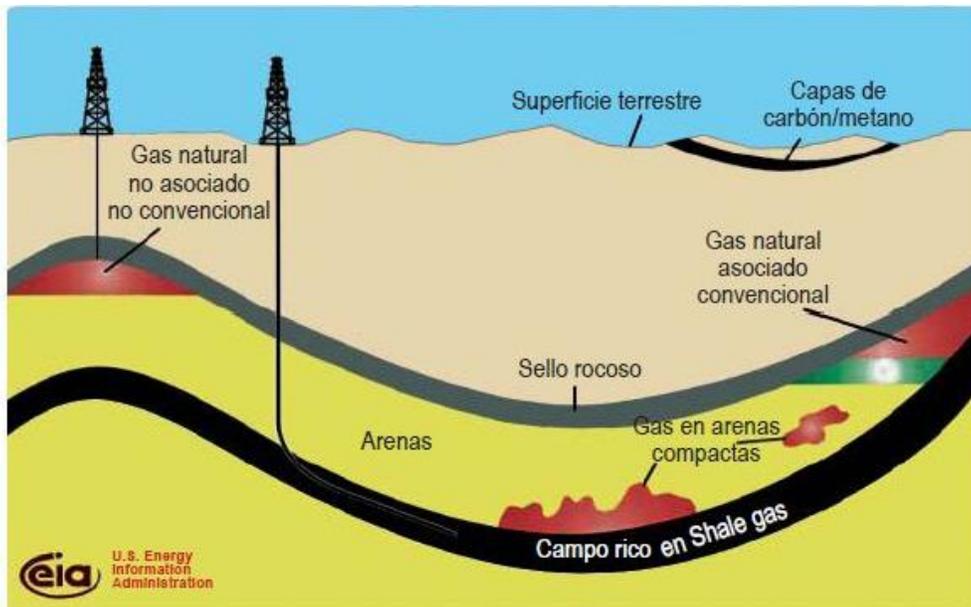


Figura II.1 Geología esquemática de recursos de Shale Gase.

Fuente EIA

En la Figura II.2 se presenta el triángulo de los recursos propuestos por Holdtich, en donde se describen los recursos no convencionales como aquellos que están contenidos en grandes volúmenes pero son difíciles de desarrollar y necesitan de tecnología especializada. El triángulo indica que los yacimientos no convencionales incluyen al gas de arenas compactas, sistemas de baja permeabilidad, aceite pesado y extra pesado, *Shale Gas*, *Shale Oil*, así como los hidratos de gas.

¹ <http://www.acp.com.co>.

² Annual Energy Outlook 2013 Whit Projections to 2040, DOE/EIA, Washington, USA, 2013, Abril.

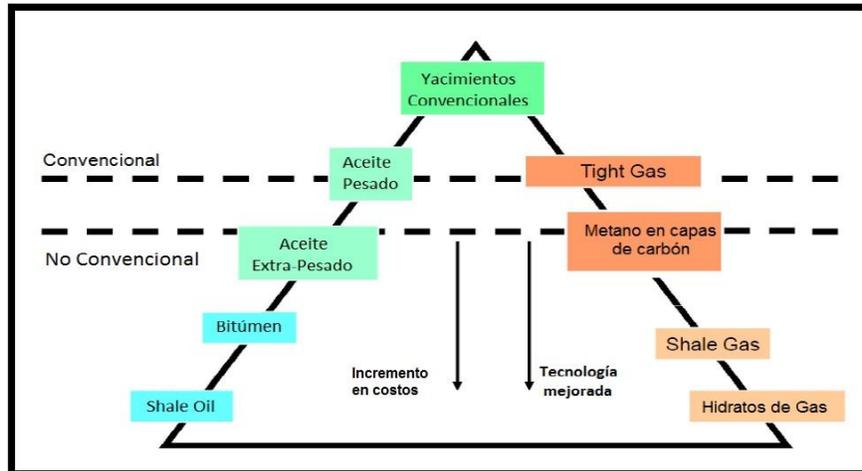


Figura II.2 Triángulo de los recursos propuestos por Holdtich, para la explotación de los yacimientos convencionales y no convencionales.

Fuente Coal and Coalbed Gas: fueling the future, modificada.

En la Tabla II.1 se describen los yacimientos no convencionales más importantes para *Shale*:

<i>Yacimientos de aceite no convencional</i>	<i>Yacimientos de gas no convencional</i>
Crudo Pesado (Heavy oil): Petróleo en estado líquido de alta densidad.	Gas asociado a lutitas (Shale Gas): gas natural que se encuentra en un tipo de roca arcillosa con alto contenido orgánico y muy baja permeabilidad.
Crudo asociado a Lutitas (Shale Oil): petróleo que se encuentra en un tipo de roca arcillosa con alto contenido orgánico y muy baja permeabilidad denominado Shale.	Gas en arenas compactas (Tight Gas): gas natural contenido en rocas con porosidad y permeabilidad baja.
Arenas Bituminosas (Oil Sands): Arenas Impregnada en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.	Gas Metano asociado a mantos de carbón (Coalbed Methane). Gas natural extraído de capas de carbón.
Aceite en arenas compactas (Tight Oil): petróleo proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad.	Hidratos de metano: compuesto sólido similar al hielo que contiene metano, que se encuentra en sedimentos marinos a profundidades mayores a 300 m.

Tabla II.1 Yacimientos de aceite y gas no convencionales.

Fuente Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

El diseño del ciclo de vida de un yacimiento no convencional se puede dividir en tres categorías de manera general.

A. Planeación del desarrollo del yacimiento.

Incluye el espaciamiento entre pozos, la orientación de éstos, así como la orientación de los esfuerzos horizontales y las características de las tuberías a utilizar.

B. Terminación inicial del pozo.

Se consideran los posibles tratamientos de estimulación, que se podrían utilizar de acuerdo al tipo de yacimiento.

C. Consideraciones para la vida a largo plazo del pozo.

En esta parte entra en juego la corrosión, las reparaciones mayores como cambio de orientación y/o re-fracturamiento del intervalo productor, y por último los costos de abandono.

II.1 Diferencias entre yacimiento convencional y no convencional.

Si bien aún no existe un acuerdo universal en la definición entre un yacimiento convencional y no convencional, en general se puede decir que cualquier hidrocarburo que requiera tecnologías de producción diferentes a las prácticas comunes de explotación se considera un yacimiento no convencional. Algunos expertos utilizan la densidad del aceite, la cual debe ser menor a 20° API para considerarlo como no convencional; a pesar de que dicha definición es común, no necesariamente aplica a todos los casos.

Otro criterio para clasificar lo convencional es la viscosidad, considerando que un aceite es convencional si este puede fluir a condiciones de yacimiento sin la necesidad de tecnologías para reducir su viscosidad.

A nivel mundial se estima que un volumen cercano a los 2×10^{12} barriles de aceite convencional, más otros 5×10^{12} barriles de aceite no convencional permanecerá almacenado en los yacimientos después de que los métodos de recuperación convencional se hayan utilizado.

El presente trabajo estará enfocado únicamente en uno de los tipos de yacimientos no convencionales, para *Shale Gas*. En la Tabla II.2 se muestran las características que diferencian a los yacimientos convencionales y no convencionales.

Yacimiento Convencional	Yacimiento No Convencional
Necesita una trampa para la acumulación de aceite o gas; estructural o estratigráfica.	Requiere de una trampa estratigráfica para la acumulación de aceite o gas.
Hace uso del fracturamiento hidráulico cuando es necesario.	Se utiliza el fracturamiento hidráulico, aproximadamente en el 90% de los casos.
Presentan buen porcentaje de porosidad (>10 %) y se caracterizan por umbrales de permeabilidad entre 0.1 y 1 Darcy.	Poseen bajas porosidades (<10%) y permeabilidades del orden de nano darcies.
Reservas de hidrocarburos limitadas respecto a los no convencionales.	Se les asocia a una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
Explotación requiere del uso de tecnologías existentes.	Explotación limitada al desarrollo de nuevas tecnologías.

Tabla II.2 Comparación entre yacimientos convencionales y no convencionales de acuerdo a algunas características.

Fuente Elaboración propia.

Para seguir diferenciando a los yacimientos convencionales de los no convencionales debemos considerar que para los depósitos convencionales la mayor parte del riesgo se concentra en la exploración geofísica y en la capacidad de ubicar depósitos de gas o aceite económicamente viables, mientras que en depósitos no convencionales el riesgo se concentra en la capacidad de producir volúmenes viables, a partir de depósitos de gas y aceite con bajo riesgo de encontrar hidrocarburos.

El hecho de que existan hidrocarburos que se hallen en medios de baja permeabilidad hace imposible que éstos sean explotados de la misma manera que los yacimientos convencionales, sin embargo novedosas tecnologías de fracturamiento de lutitas han hecho posible la explotación de dichos depósitos.

Los yacimientos de lutitas exhiben significativas diferencias composicionales y petrofísicas con respecto a los yacimientos convencionales. Una diferencia importante entre los yacimientos convencionales y los no convencionales, específicamente los de *Shale Gas*, es la adsorción de gas, la cual se ve afectada por la naturaleza del sólido adsorbente, la temperatura y la tasa de difusión del gas.

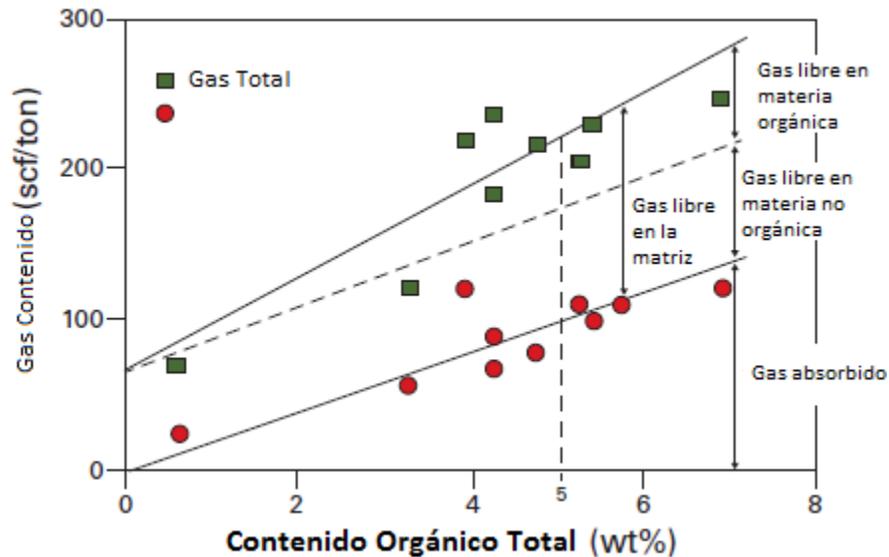


Figura II.3 Gráfica del incremento de gas adsorbido junto con el de TOC.

Fuente Wang and Reed, 2009.

Deben existir características de la roca para considerar un play no convencional y generar volumen de gas, éstas son las siguientes:

- Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$.
- Acumulación de gas continua y no estar asociada a estructuras geológicas.
- Kerógeno tipo II y III.
- Contenido orgánico total: $TOC > 2\%$.
- Contenido de gas natural gracias a la maduración térmica y al contenido orgánico total.
- Baja permeabilidad < 1 md.
- Aceite y/o gas libre en los espacios porosos.
- Grosor de la zona > 100 ft (30.5m).

II.2 Shale Gas.

II.2.1 Historia.

La producción proveniente de lutitas no es nueva, sino que constituye una práctica anterior a la industria petrolera moderna. En 1821, varias décadas antes de la perforación del primer pozo petrolero, se perforó un pozo comercial de gas lutitas en Fredonia, New York, E.U.A. En la década de 1920, la producción de gas natural más prolífica del mundo provino de depósitos de lutitas cerca de la cuenca de los Apalaches. Los operadores perforaban pozos verticales que producían a gastos muy bajos.

EE.UU. fue el pionero en materia de investigación acerca de la extracción rentable de este gas. A mediados de 1970, el Departamento de Energía de ese país realizó una serie de acuerdos con compañías privadas para el desarrollo de tecnologías para la extracción de gas natural, lo cual permitió que entre 1980 y 1990, la compañía *Mitchell Energy and Development* se aventurara a hacer de la extracción profunda de *Shale Gas*, una realidad comercial en la cuenca de *Barnett Shale* en Texas. 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.

La estimulación por fracturamiento hidráulico constituyó la primera tecnología para obtener el gas entrampado en las rocas que poseen muy poca permeabilidad natural. El fracturamiento de las lutitas desde pozos verticales producía gastos iniciales muy elevados, seguidos por caídas muy rápidas. Los operadores notaron que era necesario un mayor contacto con el yacimiento para evitar estas declinaciones rápidas, de este modo junto con el fracturamiento hidráulico, la segunda tecnología fue perforar pozos horizontales de alcance extendido, lo que permitió el contacto con un volumen significativo de la roca del yacimiento.

Mediante la aplicación de estas dos tecnologías combinadas, las compañías que operaban en lutita *Barnett* demostraron que podían liberarse volúmenes económicos de hidrocarburos de las lutitas generadoras. Luego de este éxito los operadores arremetieron con cuentas similares en busca de lutitas que se convirtieran en la próxima “*Barnett*”. Con estos

resultados, junto con los obtenidos en otras cuencas de EE.UU., confirmaban lo que los productores anhelaban: “*Shale Gas* como alternativa rentable y comercial de producción era una realidad”.

II.2.2 Definición Shale Gas.

De acuerdo al Departamento de Energía y Cambio Climático (**DECC**) del Reino Unido, define al *Shale Gas* como; “Gas producido a partir de lutitas que se refiere a menudo a gas no convencional, producido a partir de otro tipo de litología que no sea ni areniscas o calizas”³. El *Shale Gas* es producido directamente a la roca madre, las técnicas utilizadas para extraer gas u aceite son esencialmente los mismos, pero las pizarras tienen que ser fracturadas de forma sistemática (*fracking*) para permitir el flujo del gas.

Una segunda definición de acuerdo a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), *Shale Gas* es un “Recurso proveniente de un tipo de roca sedimentaria que contiene gas en condiciones distintas a las habituales”⁴.



Figura II.4 Shale Gas.

La permeabilidad natural de la matriz de la roca es extremadamente baja, generalmente del rango de milidarcies, 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.

³ About Shale Gas and Hydraulic Fracturing, Department of Energy & Climate Change, United Kingdom, 2013

⁴ YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales; <https://www.ypf.com>

II.2.3 Origen.

El origen más común de la lutita consiste en la erosión, transportación y depositación de fragmentos muy pequeños procedentes de formaciones geológicas que están expuestas en la superficie de la tierra.

El proceso superficial resultado de la interacción de las rocas, aire y agua se denomina como intemperismo, que originan materiales sueltos susceptibles de erosionarse. La erosión incluye todos los mecanismos relacionados con la fragmentación de la roca. El intemperismo tiende a alcanzar un estado de equilibrio si las condiciones ambientales permanecen estables. El clima y los factores morfológicos determinan el carácter dominantes de la erosión ya sea físico, químico o biológico.

II.2.4 Tamaño de grano.

Las lutitas difieren de areniscas y conglomerados en particular en su granulometría más fina. La distribución del tamaño de las partículas de las arcillas que componen a las lutitas ha sido investigada extensamente. Los resultados de los análisis del tamaño de grano que se registran están basados en que las partículas son esferas de cuarzo, por lo tanto el análisis de la muestra puede estar muy alejado desde el inicio de los valores reales.

Muchas arcillas, especialmente aquellas que se acumulan en aguas marinas, están en un estado de parcial o completa floculación en el momento de depositación. Las curvas de gradiente se determinan por análisis que pueden quitar aquellos sedimentos originales no deseados.

El resultado más significativo del análisis del tamaño o incluso de inspecciones ocasionales de secciones delgadas, es la afirmación de que la mayoría de las lutitas contiene un gran porcentaje de limo. Recientes estudios mineralógicos de lutitas sugieren que la lutita es dos partes limo una parte arcilla. En la Figura II.5 se nombra el tamaño de partícula dependiendo el grado.

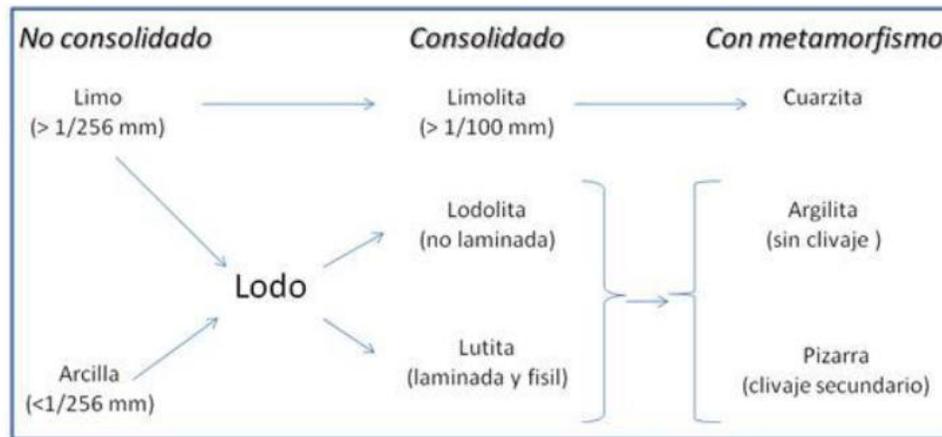


Figura II.5 Nombre que toma la partícula dependiendo del tamaño y grado de consolidación.

Fuente apuntes de geología general

Muchos depósitos arcillosos presentan laminación, que corresponde con estructura producida por la orientación paralela de sus componentes de mica en la estratificación. Bajo microscopio se pueden observar y mirar rápidamente.

Las lutitas promedio tienen una porosidad del 13%, esto se debe a que el depósito inicial se ha compactado y deshidratado enormemente, cabe mencionar que la reducción de la porosidad tiene lugar por la compactación.

Aunque las capas de lutita no pueden formar afloramientos destacables algunos depósitos tienen valor económico. Algunas lutitas se extraen para obtener materia prima para la cerámica, la fabricación de ladrillos, azulejos y porcelana China. Además, mezclados con la caliza, se utilizan para fabricar el cemento portland. En el futuro, un tipo de lutita, denominada lutita bituminosa, puede convertirse en un recurso energético valioso.

II.2.5 Composición.

La composición de las lutitas es compleja y variada, porque estos materiales consisten en productos de abrasión, productos finales de la erosión, además de agregados químicos y bioquímicos. Estos componentes químicos también son 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.

II.2.6 Composición del gas.

El kerógeno es un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica durante la diagénesis, 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 producirán en caso de que exista producción.

- ***Kerógeno Tipo I:*** Poco común, derivado de algas lacustres; se limita a lagos anóxicos y raramente a ambientes marinos y es de gran valor debido a su alta capacidad para generar hidrocarburos líquidos, es responsable del 20.7% de las reservas de petróleo y gas en el mundo.
- ***Kerógeno Tipo II:*** Presenta fuentes diversas de origen tales como algas marinas, polen, esporas, ceras de hojas y resinas fósiles, está relacionado a sedimentos marinos de ambientes reductores y presenta gran potencial para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- ***Kerógeno Tipo III:*** Se compone de materia orgánica terrestre como celulosa y lignina, tiene muy bajo potencial generador sobre todo el gas, sin embargo con inclusiones de kerógeno tipo II pueden llegar a generar un poco de líquidos.
- ***Kerógeno Tipo IV:*** Consiste principalmente de material orgánico re trabajado y de compuestos altamente oxidados de cualquier origen, se le considera como un kerógeno sin potencial para generar hidrocarburos.

II.2.7 Contenido orgánico toral (TOC).

Los microorganismos fósiles y la materia orgánica proporcionan los átomos necesarios de carbón, oxígeno e hidrógeno para generar hidrocarburos, 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, en general cuanto mayor sea la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación (Tabla II.3.).

Calidad Del Kerógeno	COT, % en peso
Pobre	<0.5%
Intermedio	1- 2
Bueno	2- 4
Excelente	>10

*Tabla II. 3 Contenido Orgánico Total, de acuerdo a su porcentaje se le atribuye una clasificación.
Fuente Elaboración propia.*

No se debe confundir el TOC con el kerógeno, de hecho el TOC está compuesto por kerógeno y bitumen.

II.2.8 TOC en rocas de México.

En México, en la cuenca Tampico Misantla se diferencian dos provincias productoras de aceite: la faja de oro y el paleocanal de Chicontepec, los estudios geoquímicos indican que las rocas generadoras más importantes son las del jurásico superior donde el contenido orgánico es superior al 1%, en el cretácico inferior se tiene el Horizonte Otates del Aptiano Superior constituidos por calizas arcillosas, en las cuales se tienen valores superiores al 2% del TOC.

En la cuenca de Burgos se tiene la formación pimienta del Jurásico Superior, la cual se conforma de lutitas calcáreas, en donde predominan cantidades superiores al 2% de TOC; esa cantidad se tiene también en las secuencias del Cretácico como en las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva.

En la cuenca de Veracruz el conocimiento geoquímico no ha permitido conocer el origen de los aceites del cretácico ni de los gases que se obtienen del mioceno, pero las rocas que

presentan mayor contenido orgánico se han detectado a nivel Jurásico Superior en donde los estudios presentan concentraciones de TOC de 2% y muestras tomadas de la formación Maltrata rebasan el 1% de TOC.

En la cuenca de Chihuahua las rocas generadoras corresponden al paleozoico Percha y Mississipíco, las cuales están constituidas por lutitas, donde el TOC varía entre regular y bueno (0.6 y 2.5%).

Por lo anterior en México existe un enorme potencial para explotar el *Shale Gas*, ya que el contenido orgánico total es ideal para que existan grandes cantidades de gas de lutitas principalmente en la región norte.

II.2.9 Madurez térmica.

La Madurez térmica es el grado en que una formación ha sido expuesta a altas temperaturas necesarias para convertir la materia orgánica en hidrocarburos, conforme aumenta la presión y la temperatura se van generando condiciones óptimas para la formación de hidrocarburos; sin embargo si estas condiciones continúan pueden llegar a destruir los hidrocarburos formados. Por lo tanto lo más importante en este concepto es que la posición de la ventana de aceite y gas dentro de un yacimiento depende del tipo de materia orgánica y la cantidad de calor a la que ha sido expuesto. La reflectancia de la vitrina es la técnica más usada para determinar la madurez térmica de las rocas generadoras.

II.3 Almacenamiento de gas.

El gas que se almacena en los yacimientos de *Shale Gas* son:

- 1) Gas libre: en la matriz porosa y en las fracturas naturales.
- 2) Gas adsorbido: es adsorbido de manera química en la materia orgánica y en las superficies minerales en las fracturas naturales, o de manera física en la matriz de la roca.
- 3) Gas disuelto: hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen.

La mayoría de los yacimientos de *Shale Gas* producen únicamente gas seco (90% metano) y en esencia no producen agua, una excepción notable a este planteamiento es la formación Eagle Ford con partes del play produciendo gas seco, gas húmedo y aceite. Las tasas de declinación que se presentan en estos yacimientos son altas, como se muestra en la Tabla II.4.

Años de producción	Declinación (%)
1	65-80
2	20-30
3	5

Tabla II. 4 Comportamiento de la declinación en la producción de *Shale Gas*.

Fuente: Elaboración propia.

II.4 Perspectivas de las cuencas de *Shale Gas*.

Existen proyectos de exploración de *Shale Gas* en todo el mundo, las compañías están adquiriendo y analizando datos sísmicos, perforando pozos exploratorios y evaluando formaciones en busca de nuevos yacimientos de gas. Dada la continuidad de la evaluación de los recursos globales de *Shale*, las estimaciones del potencial de ese recurso se han elevado asombrosamente. A diferencia del desarrollo de lutitas en EUA, donde los operadores más pequeños resultaron esenciales para gran parte de la actividad, en Europa el desarrollo de lutitas gasíferas tienden a ser dominadas por las grandes compañías de energía y las compañías petroleras estatales.

Mucho más allá de experiencia técnica, existen muchos factores que impiden el desarrollo de lutitas a nivel mundial. La obtención de grandes cantidades de agua para las operaciones de perforación y estimulación constituyen una preocupación importante, al igual que la disponibilidad limitada de equipos para servicios de campos petroleros.

En la urgencia por proceder al desarrollo, es difícil ignorar los problemas no técnicos, entre los que se encuentran la geopolítica, percepción pública y el cuidado por el medio ambiente.

En el último informe publicado en 2013 por la Agencia Internacional de Energía (EIA), se evaluaron 137 formaciones de lutitas gasíferas, en 41 países, gracias a este último informe se ha podido confirmar el gran potencial que en el mundo existe de *Shale Gas*.

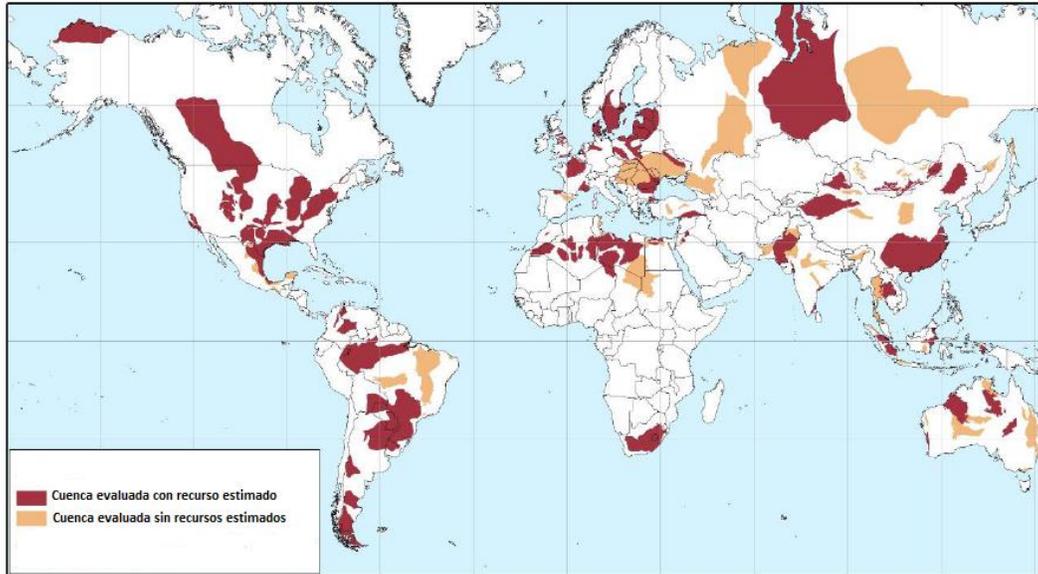


Figura II. 6 Principales cuencas de Shale Gas en el mundo.

Fuente EIA, modificada.

De los últimos estudios efectuados por la EIA en 1997 el volumen de reservas globales de gas de lutitas era de 112 Tpc, mientras que en 2011, al evaluarse 32 países y 69 formaciones era de 6622 Tpc, en 2013 la última evolución arrojó que en el mundo existen 7 299 Tpc de *Shale Gas*.

Región.	Total de recurso de gas húmedo técnicamente recuperable (Tpc).
Europa	799
Ex Unión Soviética	4,738
Norte América	4,312
Asia y Pacífico	2,883
Asia del sur	470

Norte de África	5,772
Sur América y Caribe	2,465
África subsahariana	1,443
Total Mundial	22,882

Tabla II. 5 Reservas estimadas de Shale Gas por regiones.

Fuente EIA al año 2013.

Existe una gran cantidad de recursos de *Shale Gas* no explotados en el mundo a continuación se mostraran los diez principales países con el mayor potencial de *Shale Gas* de acuerdo al último estudio realizado por la EIA.

Lugar	País	Shale Gas técnicamente recuperable en TPC
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
	Total	7,299

Tabla II. 6 Top 10 de los países con mayor recurso de Shale Gas.

Fuente EIA.

Aunque en el informe se consideran mayor cantidad de formaciones que estudios anteriores, se sigue sin evaluar muchas formaciones como la de los grandes yacimientos situados en Medio Oriente y la región del Caspio. Nuevas mejoras en la calidad de las evaluaciones y un aumento en las formaciones evaluadas deberán ser posibles con el paso del tiempo.

II.4.1 Europa.

Europa cuenta con muchas cuencas y formaciones de *Shale Gas*, siendo Francia el que cuenta con el mayor potencial con un estimado de 727 Tpc, de los cuales solo 136 Tpc son recuperables. Estos recursos se encuentran principalmente en las cuencas de París y la cuenca del sur-este, el espesor promedio de las lutitas es de 1 150 ft (350 m), en el margen este de la cuenca pueden observarse espesores de 7 200 ft.

La mayor cantidad de exploración en recursos no convencionales está dirigida en el petróleo, no tanto en el gas, sin embargo las formaciones más promisorias de la cuenca del sur-este son las lutitas negras del Jurásico Superior.

El segundo país de Europa con la mayor cantidad de recursos en lutitas gasíferas es Polonia, dicho país tiene un gran debate por aspectos ambientales y geopolíticos. Las cuencas del Báltico y la de *Fore Sudetic* son las que albergan la mayor cantidad del recurso en la región, el volumen de gas correspondiente a estas dos cuencas se estima en 609 Tpc, de los cuales únicamente 126 son considerados técnicamente recuperables. Si bien otra de las cuencas *Podlasie* exhibe muy buenas características, la cuenca del Báltico, es sin duda la más grande en extensión areal.

Existe una gran variedad de compañías de exploración en Polonia, el primer pozo de exploración de lutitas fue perforado en la cuenca del Báltico en 2010. El pozo de evaluación constituyó una gran operación conjunta en la cual se perforo y probó algunos pozos en la cuenca del Báltico, en busca de nuevas formaciones.

Reino Unido e Irlanda, que son otras dos áreas de exploración, poseen grandes horizontes petroleros; en Reino Unido el sistema petrolero norte de edad Carbonífero y el sistema petrolero sur de edad Mesozoico. El 2013 fue un año de grandes debates por la aprobación

de este recurso ya que para el gobierno del Reino Unido, la explotación de *Shale Gas* representa un riesgo en el aspecto ambiental por falta de estudios al fracturamiento hidráulico.

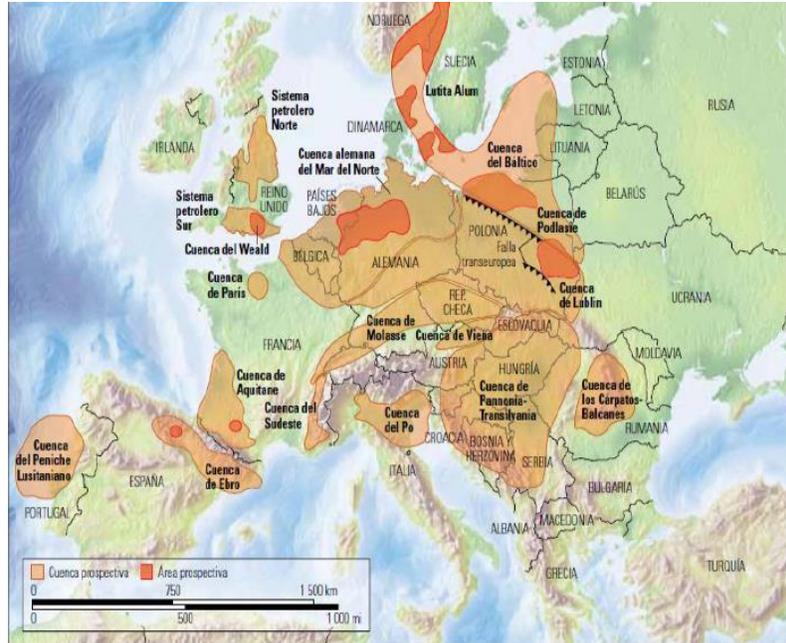


Figura II. 7 Distribución de las cuencas de Shale Gas en Europa.

Fuente EIA

Existen muchos otros depósitos de lutitas en las diferentes cuencas de Europa que pueden ofrecer un gran potencial para la exploración y el desarrollo. En 2013 con el último informe de la EIA se ha mejorado las técnicas de exploración y aumentado las áreas para evaluar mejor el potencial.

II.4.2 Norte América.

Estados Unidos pionero en la exploración y explotación en depósitos de *Shale Gas*, Lutita *Marcellus*, al noreste de EUA, es sin duda la extensión productiva más grande ya que posee una superficie de 95 000 mi²; a esta le sigue la Lutita *New Albany*, otra zona de lutitas gasíferas de EUA cuya extensión oscila entre 5,000 y 12,000 mi² y algunas han demostrado ser productoras prolíficas.

En Canadá una gran cantidad de cuencas cuentan con potencial significativo de *Shale Gas*. Las más extensas se encuentran ubicadas al oeste e incluyen la cuenca *Horn River*, Córdova, *Laird* y la Cuenca Profunda. Se estima que el potencial en Canadá en *Shale Gas* es de 2414 Tpc de los cuales 573 Tpc se consideran técnicamente recuperables.

Diversos operadores involucrados activamente en estas áreas han obtenido resultados considerables. Las extensiones productivas en la Cuenca Profunda son del triásico. En el este de Canadá existen numerosas extensiones productivas, pero estas no han sido estudiadas extensivamente a comparación de las del oeste.

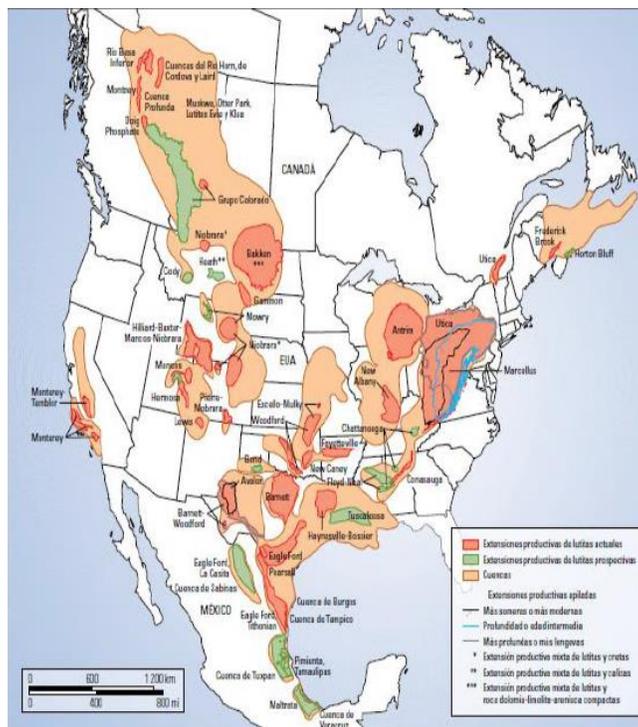


Figura II. 8 Distribución del Shale Gas en Norte América.

Fuente EIA.

II.4.3 América del sur.

En América del sur sin lugar a duda Argentina posee el mayor potencial de recursos, con 802 Tpc recuperables, se están realizando programas de exploración significativa y la producción se encuentra en etapa temprana en la Cuenca de Neuquén, lutitas ricas en materia orgánica depositada en formaciones de vaca muerta y lo molles las cuales se han probado en cincuenta pozos hasta la fecha, en la mayoría de ellos se han encontrado buenos

resultados. Las principales cuencas con potencial en *Shale Gas* son Neuquén, en esta cuenta se encuentra la mayor cantidad de lutita gasífera de la región con un aproximado de 583 Tpc técnicamente recuperables y su formación más importante en potencial de producción es Vaca Muerta del jurásico, los intervalos se han encontrado hasta 2300 m de profundidad llegando a ser unas de las formaciones más complejas para extraer el hidrocarburo, esta formación exhibe algunas de las mejores características para el desarrollo por sus altos niveles de TOC (4.5%) y condiciones de alta presión.

La cuenca del golfo de San Jorge en la Patagonia central da cuenta del 30% de la producción convencional de aceite y gas de Argentina.



Figura II. 9 Distribución del Shale Gas en sur-américa.

Fuente EIA, modificada

La cuenca Chacoparanaense que cubre la mayor parte de Paraguay, Brasil, Uruguay, Argentina y Bolivia no ha sido explorada intensamente, la formación monos contiene varios depósitos de lutitas marinas y puede llegar a ser una de las formaciones más prometedoras a mediano plazo.

II.4.4 África.

Este continente posee una gran variedad de cuencas de recursos no convencionales, puesto que existe una gran cantidad de recursos sin explotar poca es la actividad que se ha llevado a cabo respecto al *Shale Gas* pero con el potencial que existe en Argelia podrá existir un giro en este tipo de recurso. Las cuencas en Argelia tienen formaciones de lutitas significativas, el Silúrico Tannezuft y el Devónico Frasnian. La evaluación en siete cuencas contiene aproximadamente 707 Tpc técnicamente recuperables, además seis de las cuencas sostienen 5,7 MMMbls técnicamente recuperables siendo uno de los países con mayor potencial en recursos no convencional.

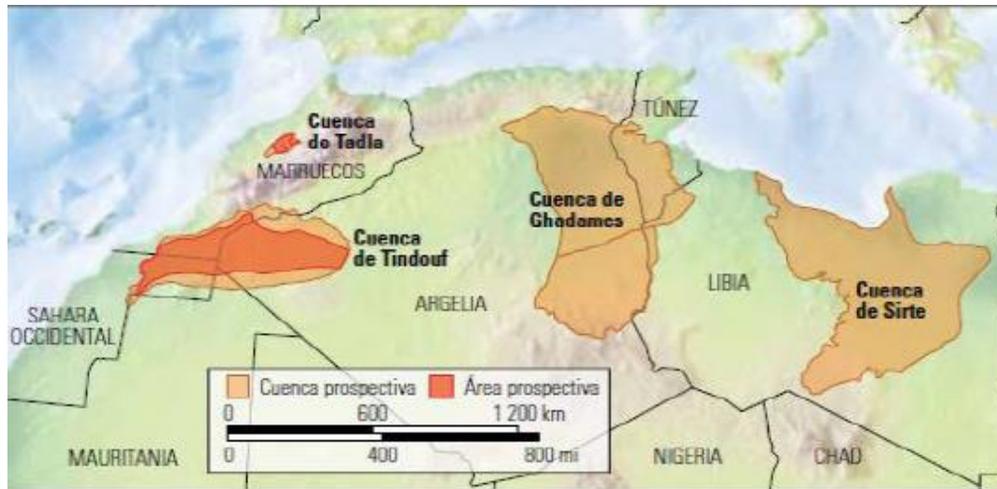


Figura II. 10 Potencial de Shale Gas en el Norte de África.

Fuente EIA.

La cuenca de Tindouf y la cuenca de Tadlan (que se extiende a través de Marruecos, Mauritania y el oeste de Argelia) son objetivos de exploración y posiblemente de desarrollo en materia de recursos no convencionales. La actividad de exploración en Marruecos, incluida la sísmica y las operaciones de perforación exploratoria, han tenido buenos resultados.

En este momento la escasez de información, problemas socio-políticos, junto con la falta de recursos de perforación y exploración, crean un ambiente casi nulo para el desarrollo de *Shale Gas*.

II.4.5 Australia.

Australia cuenta con formaciones de arenas compactadas y metano en capas de carbón, la experiencia en esta región del mundo con los yacimientos no convencionales ha llevado a desarrollar técnicas y equipos particulares puesto que para el desarrollo de estos recursos la técnica de obtención no es la misma que en otras partes del mundo. Sin embargo las seis cuencas de estudio con potencial de *Shale Gas* no se encuentran ubicadas en las mismas regiones que los campos de metano en capas de carbón. Las principales cuencas que se cuentan para desarrollo de producción son la cuenca de *Canning*, *Cooper*, *Georgina*, *Perth*, *Betetaloo* y *Maryborough*. Estas cuencas alojan 2,046 Tpc de los cuales solo 437 Tpc son técnicamente recuperables.

La formación *Goldwyer* de la cuenca de *Canning* cuenta con el mayor volumen estimado de recursos no convencional recuperables (235 Tpc) y cubre el área más extensa de Australia. Ésta región se encuentra poco explorada y carece en gran parte de la infraestructura necesaria para su desarrollo. Mientras que la producción de hidrocarburos convencionales en la región es buena, el primer descubrimiento comercial de petróleo en esta cuenta se realizó en 1981.

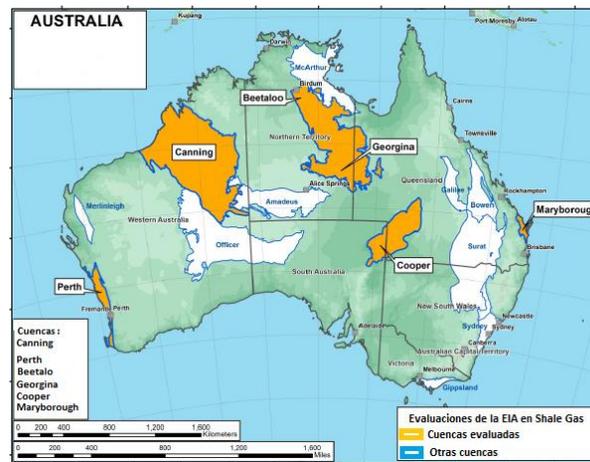


Figura II. 11 Potencial de *Shale Gas* en Australia.

Fuente EIA, modificada

Una gran cantidad de pozos verticales de pruebas se someten a 2 MMpcd después de la estimulación hidráulica, se cree que el primer yacimiento de *Shale Gas* comerciable de

Australia fue perforado a una profundidad total de 11,850 ft, reportando indicios de gas continuo. Los pozos prueba serán estudiados para identificar los mejores lugares para la colocación de pozos horizontales.

En concreto las formaciones de *Shale* en Australia están conformadas por Kerógeno Tipo III, el cual no constituye habitualmente el objetivo para desarrollar *Shale Gas*, su bajo contenido de arcillas conforma rocas que pueden ser fracturadas hidráulicamente con mayor facilidad, por otro lado cuenta con buena madurez térmica que acelero la maduración de la roca.

En otras regiones del mundo cuentan con un gran potencial de *Shale Gas*, pero aún sigue existiendo el fácil acceso a los yacimientos convencionales lo que impide el desarrollo de proyectos en *Shale Gas*.

II.4.6 China.

China merece una mención especial por ser el país de mayor recurso en *Shale Gas* que se encuentra repartido en siete cuencas prospectivas: *Sichuan, Tarim, Junggar, Songliao*, la plataforma *Yangtze, Jiangnan* y *Subei* que cuentan con un potencial de gas de 4,746 Tpc de los cuales 1,115 son técnicamente recuperables.



Figura II. 12 Principales cuencas de *Shale Gas* en China.
Fuente EIA, modificada

La cuenca de *Sichuan* la principal en recursos no convencionales de China cuenta con litología de lutitas marinas del Cámbrico, con bajo contenido de arcillas. También constituye una gran ventaja, la cual facilita el tratamiento por estimulación por fracturamiento hidráulico, sin embargo la presencia excesiva de pliegues y fallas plantean una complejidad estructural, lo que introduce un gran riesgo para su explotación.

Los depósitos de edad de Ordovícico se encuentran en mayor cantidad que las de depósitos Cámbricos, con espesores cercanos a los 5300 pies, a estas profundidades promedio se complica en gran medida el desarrollo del *Shale Gas*, con la tecnología existente aún es muy complejo explotar estos depósitos por lo tanto los convierte en objetivos preferenciales para la exploración y evaluación.

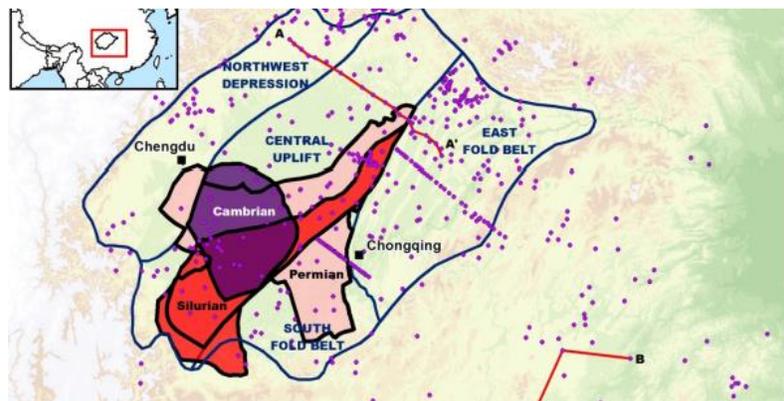


Figura II. 13 Cuenca de Sichuan, China.

Fuente EIA

La exploración y producción del *Shale Gas* en China se encuentra en marcha, se centra en las cuencas de Sichuan y la plataforma *Yangtze*, las principales operadoras que se encuentran trabajando en estos depósitos son PetroChina, Sinopec y Shell, el gobierno ha fijado un objetivo ambicioso y probablemente inalcanzable para la producción de *Shale Gas* de 5.8 a 9.7 Bpcd para 2020. Las condiciones geológicas y de la industria son considerablemente menos favorables que en América del Norte, numerosos desafíos parecen ciertos para complicar y retrasar el desarrollo comercial en comparación de otras regiones del mundo.

II.5.México.

México tiene un excelente potencial para el desarrollo de sus recursos en *Shale Gas*, generalmente por lutitas marinas depositadas y distribuidas a lo largo de la costa dentro de la región del Golfo de México.

Se estiman recursos de *Shale Gas* técnicamente recuperables en 545 Tpc de gas, siendo estas las reservas probadas más grandes que existen en el país, aun superando las convencionales. La mejor formación para explotar los depósitos es la *Eagle Ford* de la cuenca de Burgos, donde las ventanas de gas que se extienden al sur propensas desde Texas hasta el norte de México tienen un estimado de 343 Tpc técnicamente recuperables de *Shale Gas*.

Pemex ha identificado unas 200 oportunidades en recursos de *Shale Gas* en cinco cuencas geológicas en el este de México. Las regiones potenciales incluyen:

Cuencas	TCP
Burgos.	343
Sabinas	124
Tampico- Misantla, Tuxpan, Veracruz	28
Otras	50

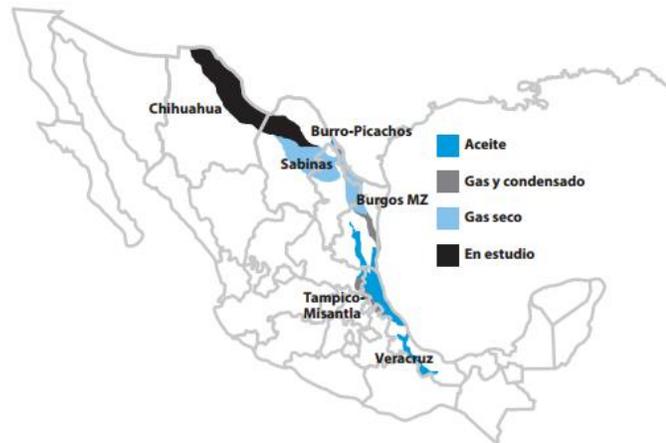


Figura II.14 Provincias con recursos no convencionales.
Fuente Pemex Exploración y Producción (PEP).

Más al sur y al este de México, la geología de calizas existentes en la cuenca del Golfo de México es estructuralmente más compleja y el potencial del desarrollo de *Shale Gas* es más incierto. La cuenca de Sabinas tiene un estimado de 124 Tpc, que parten de la formaciones Eagle Ford y la Casita, pero esta cuenca se encuentra plegada y con fallas. Las cuencas con estructuras más favorables, Tampico, Tuxpan, Veracruz suman otros 28 Tpc. Estas

formaciones son prolíferas para campos *onshore* y *offshore* convencionales de México en estas áreas. La perforación en lutitas aún no se ha llevado a cabo en estas cuencas.

Pemex contempla que la producción de recursos Shale será comercial en 2015 y se elevará a alrededor de 2 Bpcd en 2025, con una inversión de mil millones para perforar 750 pozos. Sin embargo, los pozos de exploración en lutitas para Pemex han sido costosos (de 20 a 25 MMdls/pozo) y han proporcionado modestas tasas iniciales de flujo de gas (3 MMft³ /d), hasta el momento Pemex ha perforado al menos diez pozos de exploración de *Shale Gas* y se plantea acelerar la actividad de explotación de los depósitos en los próximos años. El desarrollo en México de los recursos de *Shale Gas* podría verse limitada por varios factores como:

- Profundidades para explotación (> 5 Km).
- Problemas de seguridad pública en muchas regiones con potencial.
- Los posibles límites de inversión costa fuera.
- Falta de tecnología para explotación de recursos de *Shale Gas*.
- Probable contaminación al medio ambiente.

Mientras que las lutitas del Cretácico y Jurásico que se han depositado en nuestro país parecen tener buena calidad, las estructuras geológicas de las cuencas sedimentarias son considerablemente mucho más complejas que en EUA. En comparación con las formaciones de *Shale Gas* en Texas y Luisiana, la zona costera en México es mucho más estrecha, menos continua y estructuralmente más compleja. Las cabalgaduras y la compresión regional combinada con las estructuras de la Sierra Madre, han exprimido la llanura costera, formando así una serie de cuencas discontinuas.

Los datos corregidos a partir de 2011 indican una reducción en las áreas potenciales de México, debido a estudios en cuencas estructuralmente más complejas. Además, varias de las áreas de gas seco previamente mapeados son ahora conocidos por estar dentro de ventanas de madurez del gas húmedo. Por otro lado, los factores de riesgo geológico se han reducido debido a la presencia de hidrocarburos y a una mejor caracterización de las cuencas.

II.5.1 Cuenca de Burgos.

Situada en el noreste de México, en el estado de Coahuila, al sur del Rio Bravo, la cuenca de burgos tiene una superficie en tierra de aproximadamente 24,200 Km². La cuenca de Burgos es la extensión hacia el sur de la cuenca *Maverick* en Texas, esta última sede de los yacimientos *Eagle Ford* y *Pearsall*.



Figura II. 15 Cuenca de Burgos.

Fuente PEMEX.

La cuenca de Burgos se convirtió en una plataforma carbonatada, con acumulaciones de sal gruesa que más tarde formaron su estructura regional, la deformación estructural dio lugar a un cierto grado de fallamiento y una inclinación dentro de la cuenca, sin embargo, este evento tectónico se centró más en la cuenca de Sabinas y la Sierra Madre Oriental mientras que en Burgos existieron estructuras que resultaron simples y favorables para el desarrollo de *Shale Gas*.

Dos de los objetivos prospectivos de *Shale Gas* en México se encuentran presentes en Burgos: *Eagle Ford* del Cretácico y las formaciones Pimienta y la Casita del Jurásico; *Eagle Ford* la formación en México con mayor potencial productiva, mientras que la Casita y Pimienta se correlacionan a la formación *Haynesville* de la cuenca este de Texas.

El intervalo de formación oscila entre los 100 y 300 m de espesor por lo que EIA la considera como la cuenca con mayor potencial en México; con un área prospectiva de 17,300 Km², comprende tres zonas diferenciadas donde los recursos se encuentran entre 1

hasta 5 Km de profundidad. En el último informe de 2013 la EIA reconoce que la cuenca de Burgos tiene un TOC bueno del 5%, dependiendo de la profundidad.

Las formaciones la Casita y Pimienta con profundidades mayores a las de *Eagle Ford* cuentan con profundidades cercanas a 3500 m y con un TOC bueno entre 2.6 y 4% y con un kerógeno tipo II, la hace una zona de explotación potencial.

Pemex hizo su primer descubrimiento de *Shale Gas* a finales de 2010 con la perforación de Emergente-1 situado en Coahuila y al sur Texas, este pozo horizontal fue perforado a una profundidad de 2500 m con una estimulación de 17 etapas, con un costo entre 20-25 millones y una producción inicial de 2,8 millones ft³/d.

II.5.2 Cuenca de Sabinas.

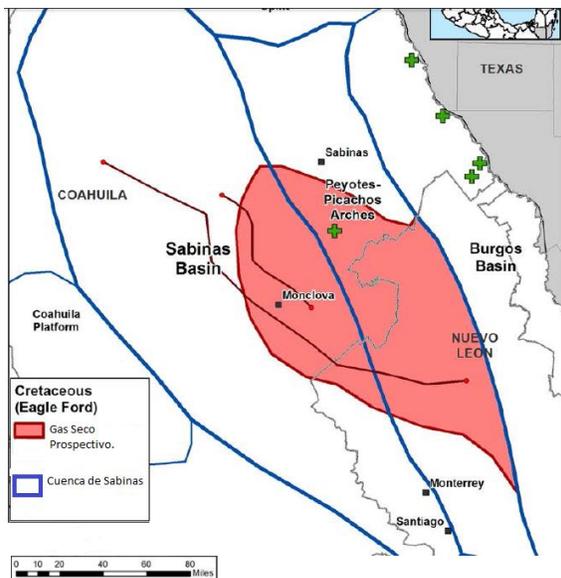


Figura II. 16 Cuenca de Sabinas.

Fuente EIA, modificada

Sabinas es una de las mayores cuencas en recursos terrestres en México, que se extiende en una superficie total de 35,700 Km². La cuenca de edad del Jurásico y Cretácico ha sufrido por varias deformaciones la disolución de la sal del Jurásico, la cual introdujo una sobre impresión adicional, gran parte de la cuenca esta demasiado deformada para el desarrollo de *Shale Gas*.

Los gases del Jurásico superior de la cuenca de Sabinas se clasifican como gas no asociado, los gases producidos de la parte central de Sabinas (Monclova) se interpreta también como gas no asociado proveniente de una roca generadora con materia orgánica dispersa. En la zona de Burro se produce gas a partir de Calizas fracturadas, en lo alto de Burro (Campo Casa Roja) se tiene el mismo tipo de gases y TOC del 4% aunque con menor madurez térmica (1.5%). Pemex ha perforado pozos exploratorios dirigidos a *Shale Gas* en la Cuenca de Sabinas lo que confirma la continuidad de la formación *Eagle Ford*.

II.5.3 Cuenca de Tampico.

Limitada con la Sierra Madre Oriental y al este con la plataforma de Tuxpan, la Cuenca Tampico-Misantla se extiende hacia el norte desde la elevación Santa Ana al norte de Tamaulipas, la parte norte de la cuenca se encuentra limitada por una serie de fallas que se extienden hacia el sur de Tamaulipas.

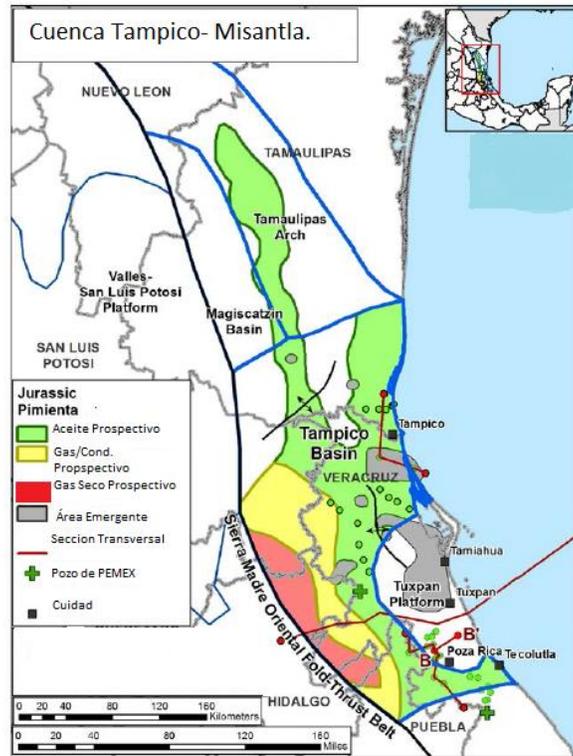


Figura II. 17 Recursos de Shale Gas, Cuenca Tampico-Misantla.

Fuente EIA.

La roca madre de la Cuenca de Tampico es del Jurásico Superior, aunque es bastante profunda la formación Pimienta alcanza profundidades prospectivas para *Shale Gas* de 1400- 3000 m en el sur, con un play de 20 Km de largo, un sistema de fallas central de la cuenca es la que la define.

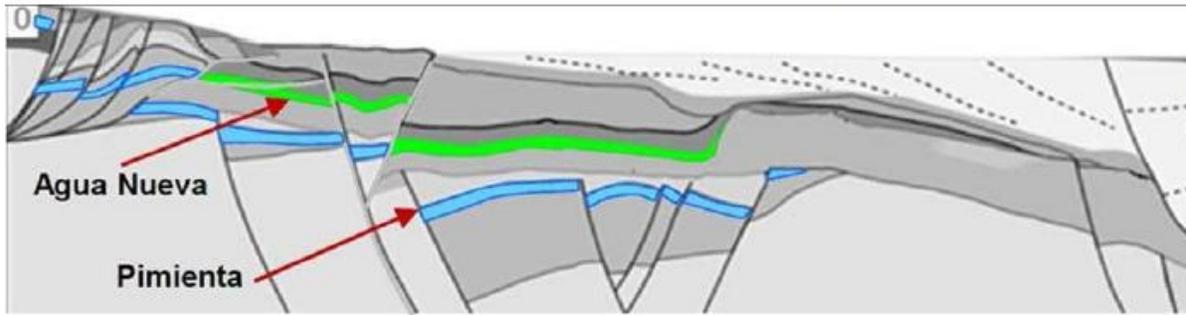


Figura II. 18 Sección estructural de la cuenca Tampico.

Fuente PEMEX.

Cerca de la ciudad de Tampico unos cincuenta pozos convencionales han penetrado lutitas ricas en materia orgánica de la formación Pimienta, la profundidad media de los intervalos es muy variada pero el área prospectiva de la formación Pimienta asciende aproximadamente a 13,600 Km² con un promedio de TOC bueno de 3%.

Pemex informo que está evaluando la geología de la Cuenca y planea perforar hasta 80 pozos de exploración de *Shale Gas* durante 2015.

II.5.4 Plataforma de Tuxpan.

La Plataforma de Tuxpan, ubicada al sureste de la Cuenca de Tampico, cuenta con una buena base de carbonatos del cretácico, los depósitos de *Shale Gas* prospectivos bien definidos en la plataforma se ubican al sur de Tuxpan, aproximadamente a 50 Km cerca de Poza Rica, una docena de pozos de desarrollo de petróleo convencional en la zona de la Mesa han penetrado lutitas rica en materia orgánica en las formaciones Pimienta y Tamaulipas.

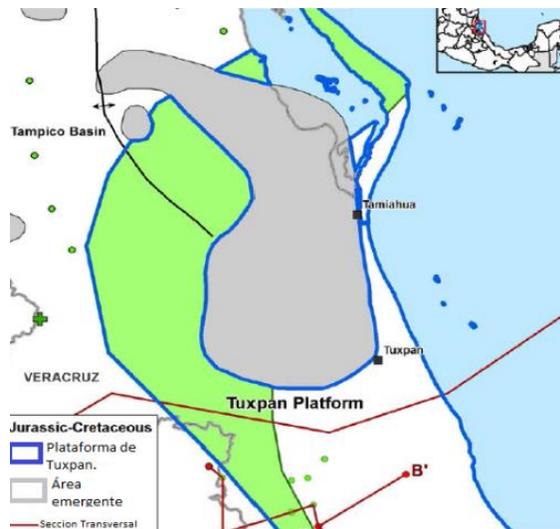


Figura II. 19 Áreas prospectivas de *Shale Gas* en la plataforma de Tuxpan. Fuente EIA.

II.5.5 Cuenca de Veracruz.

La cuenca de Veracruz se extiende sobre un área de 9,030 Km², el margen occidental de la cuenca está definido por carbonatos mesozoicos de la plataforma de Córdoba y la Sierra Madre Oriental. La cuenca es asimétrica en sección transversal, cuenta con varios elementos estructurales importantes de oeste a este: el frente tectónico, el anticlinal Loma Bonita y el sinclinal Tlacotalpan.

Un reciente mapa publicado de *Shale Gas* por Pemex, indica que el área prospectiva de la Cuenca Veracruz es mucho más pequeña de lo que se pensaba en el estudio realizado por la EIA en 2011, esto porque las lutitas se muestran sobre ventanas de generación con menor madurez térmica.

Petróleos Mexicanos plantea perforar hasta diez pozos de exploración de *Shale Gas* en la Cuenca de Veracruz en los próximos tres años.

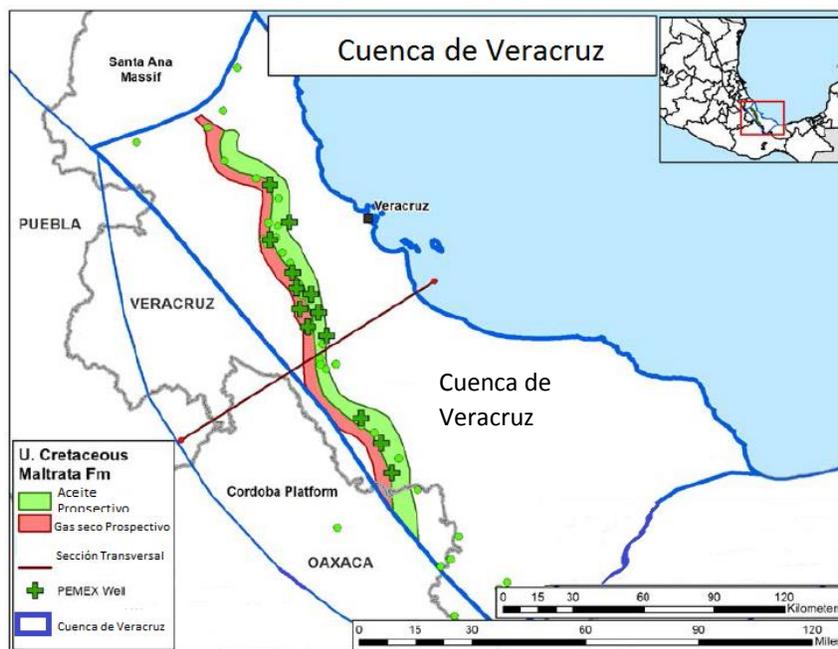


Figura II. 20 Área prospectiva de la Cuenca de Veracruz.

Fuente PEMEX.

Los intervalos arcillosos poseen características generadoras con madurez térmica baja, aunque esta condición no es una limitante para la generación de gas que se lleva a cabo a temperaturas menores de 50°C.

II.6 Bibliografía del capítulo.

A Probabilistic Approach to Shale Gas Economics. SPE 108053-MS-P, William M. Gray, Victor Koosh, E.U.A, 2007.

About Shale Gas and Hydraulic Fracturing, Department of Energy & Climate Change, United Kingdom, 2013.

Annual Energy Outlook 2013 Whit Projections to 2040, DOE/EIA, Washington, USA, 2013, Abril.

Caineng Zou. Unconventional Petroleum Geology, China, Elsevier, 2013.

Chan Phillip, Etherington John & Aguilera Roberto; Using the SPE-WPC-AAPG-SPEE-SEG PRMS to evaluate unconventional resources, SPE-134601-PAP, Florence, Italia, 2010.

El Desafío Energético de la Argentina, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Argentina, 2012.

El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada, Comisión Nacional de Hidrocarburos, México, 2012.

Halliburton White Paper US. Shale Gas An unconventional Resource. Unconventional Challenges, USA, Texas, 2008.

Hydraulic Fracturing; History of an Enduring Technology, Journal Petroleum Technology, USA, 2010.

Potenciales Impactos Ambientales del Fracturamiento Hidráulico en Shale Gas. Muñoz Durán Enrique, Tesis, UNAM, 2013.

Preguntas y Respuestas Sobre los Yacimientos No Convencionales, Asociación Colombiana del Petróleo, 2013.

Schlumberger Successes in shale plays, Unconventional Resource. Volumen 1, 2012, Agosto.

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas: An Addressment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, Energy Information Administration, USA, 2013, Junio.

CAPÍTULO III. EJEMPLOS DE REGULACIÓN INTERNACIONAL EN PROYECTOS DE SHALE GAS.

La producción de gas que proviene de los yacimientos no convencionales se pueden obtener a través de la perforación horizontal y del fracturamiento hidráulico, la utilización de estas técnicas ha aumentado en los últimos años. Este auge, junto con las grandes reservas sin explotar y las predicciones en el aumento de la producción ha dado lugar a un gran optimismo, pero también se muestra grandes preocupaciones en el aspecto ambiental y social por la producción de *Shale Gas*, que incluyen posibles daños a aguas superficiales y subterráneas, la destrucción del hábitat, el uso excesivo de agua y la contaminación del aire.

El equilibrio de estos riesgos y oportunidades a través de la regulación ha sido ante todo responsabilidad de cada gobierno, una tarea importante de los gobiernos es poner especial atención a la contaminación que se puede llegar a generar; cada país, estado, provincia o lugar en el mundo tiene necesidades y características diferentes y el tema de la regulación de *Shale Gas* no es la excepción. No todo depende de aspectos ambientales, quizás dependen más de factores como política, preocupaciones económicas o el punto de vista del regulador. Aunque las leyes de cada país son diferentes coinciden en que deben existir cuidados al medio ambiente y a los derechos de las personas.

Sin embargo, los reguladores deben tener cuidados significativos en cuanto a la protección de la calidad del aire así como también de las especies en peligro de extinción. Los gobiernos federales juegan un papel importante en la participación de las regulaciones, en específico con los propietarios de tierras ya que en algunos casos los recursos no se encuentran en zonas de propiedad federal.

Los órganos reguladores deberán tener reglamentos fuertes para poder entregar resultados tanto a la sociedad como a la industria. En el caso de México se deberá llevar a cabo debates y acciones que compartan y difundan información para tener una visión clara sobre la regulación de proyectos de *Shale Gas*, lo cual será fundamental para el desarrollo del país.

III.1. Regulación en Estados Unidos.

III.1.1 Políticas del gobierno.

A finales de la década de 1970, el gobierno Norte Americano aprobó una serie de políticas para promover el desarrollo de nuevas fuentes de energía, en específico de gas natural, incluyendo los recursos no convencionales, esto debido a la primera gran escasez de energéticos que ocurrió en las reservas de gas natural y fue por ello que el gobierno de EU se decidió a crear un plan para el desarrollo de este energético.

Estas políticas establecieron escenarios para incrementar la producción de gas natural y posteriormente las de *Shale Gas*. Las principales políticas se centraron en el precio del gas natural ya que éstas incluían incentivos, créditos fiscales y programas para una reestructuración de la industria, cabe mencionar que una de las finalidades era la estimulación del mercado para reducir su dependencia energética.

El mercado de gas natural en los años 1960 y 1970 se caracterizó por tener una regulación de precios tope, esto dio resultado a una escasez en el incremento de reservas. Los precios de gas natural máximos se fijaron en niveles por debajo de los precios del mercado internacional.

III.1.2 Antecedentes de regulación.

Fuera de tierras federales las industrias extractivas han sido reguladas principalmente por los gobiernos estatales, hoy en día no ha cambiado ya que los estados con recursos de *Shale Gas* tienen sus propias regulaciones, dichos estados regulan la ubicación y el espaciamiento entre pozos, los métodos de perforación, el fracturamiento hidráulico, la eliminación de desechos ocasionados por petróleo y gas y la restauración del sitio. Con respecto a pagos y daños en superficie los gobiernos estatales rigen los arrendamientos y las disputas con los propietarios.

La participación de la autoridad federal en el desarrollo de proyectos de *Shale Gas* es significativo, principalmente en la protección del medio ambiente, aire, aguas superficiales y animales en peligro de extinción. El papel que ejerce también es importante en la emisión

de regulaciones pertinentes para proteger a los propietarios de las tierras, además debe establecer límites en el peso de equipos en carreteras (exigiendo a los operadores reparar los daños) que es de suma importancia para el beneficio de la sociedad.

III.1.3 Incentivos y crédito fiscal.

En la ley política de gas natural (NGPA) se establecen los precios e incentivos para el gas natural, vetas de carbón u otro gas de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), sus incentivos fueron regulados a finales de 1979.

A principios de la década de 1980 los precios del gas natural se vendían a más del doble del precio regulado. La crisis del petróleo de 1979 condujo a la creación de una ley de impuestos a las ganancias de los hidrocarburos, parte de la cual ofreció créditos fiscales para la producción de combustibles provenientes de recursos no convencionales. Dicho crédito que se implementó en el código de rentas internas, aplica no solo para recursos no convencionales sino también para biomasa.

El tamaño de los créditos fiscales se determinó mediante una fórmula que contemplaba el precio del gas natural, oferta, demanda e inflación. Un punto interesante de este tipo de crédito es que cuando el precio del hidrocarburo se encontraba alto, el crédito fiscal se eliminaba gradualmente y por otra parte los créditos entraban en vigor cuando los precios del hidrocarburo se encontraban muy bajos; esto limitaba la competitividad con los combustibles que provenían de los recursos no convencionales.

Los productores de gas tuvieron que elegir entre dos tipos de incentivos, el que les ofrecía la ley política de gas natural o la opción de créditos fiscales. Esta elección no afectó a los productores ya que los precios fueron desregulados, por lo tanto los productores optaron por seleccionar créditos fiscales. No existe un estudio que dé certeza del impacto de los incentivos financieros en el desarrollo del gas no convencional, por lo que no se definió cuál de los incentivos fue el que mejor dio resultado para la estimulación del desarrollo del gas. Muchos incentivos y deducciones de precios quedaron en el camino ya que fueron eliminados por no acoplarse a las necesidades del mercado de gas natural.

III.1.4 El rol del regulador federal.

El gobierno federal carece de autoridad para regular la construcción de pozos y protección de aguas subterráneas, por lo menos fuera de los terrenos federales. La cooperación entre los estados y el gobierno federal es vital por eso existe una expansión en los proyectos de *Shale Gas*, incluso en los estados sin ninguna experiencia con el desarrollo no convencional.

III.1.5 Regulación local.

Además de los requerimientos estatales y federales, los requerimientos respecto a las operaciones de petróleo y gas pueden ser impuestos por otros niveles de gobierno. Entidades como ciudades, países y las autoridades regionales de agua pueden llegar a modificar los requerimientos operacionales que afectan a los pozos como en la ubicación y operación principalmente, las entidades locales pueden emitir permisos y aprobaciones las cuales pueden estar por encima de los permisos federales o estatales. Cuando las operaciones ocurren cerca de áreas pobladas, los gobiernos locales pueden llegar a establecer decretos específicos para proteger el medio ambiente urbano, cada requerimiento adicional les permite tener un mejor control en los desarrollos de *Shale Gas* y proteger los lugares cercanos a las residencias. Un ejemplo claro en el que puede interferir las regulaciones locales es en el nivel de ruido ya que se establecen un límite durante las operaciones diurnas y nocturnas. Otra área de vigilancia regulatoria en el desarrollo de *Shale Gas* se encuentra en las autoridades de ríos que pueden llegar a tener jurisdicción en múltiples estados, estas autoridades fueron creadas para el cuidado de la calidad del agua y el uso adecuado del agua en los proyectos de *Shale Gas*.

III.1.6 Desarrollo urbano.

El desarrollo de los recursos de gas ha urbanizado rápidamente distintas áreas en EU entre controversias, resistencia y la aplicación de nuevos estándares para la perforación. El desarrollo de *Shale Gas* deberá llevar a un equilibrio entre el desarrollo de energía y las preocupaciones ambientales, para que ocurra esto se han llevado a cabo grandes esfuerzos

en los problemas ambientales que preocupan a la sociedad como lo es el ruido, el aire y contaminación del agua.

La perforación y el desarrollo de los recursos de *Shale Gas* han creado desafíos únicos para los operadores de petróleo y gas así como también para las agencias reguladoras. Sin embargo, el desarrollo de *Shale Gas* continua en Estados Unidos, y las partes interesadas deberán encontrar soluciones innovadoras para mantener un balance entre un desarrollo prudente y la protección del medio ambiente.

III.1.7 Principales actividades y elementos regulados en EU.

En el marco regulatorio de Estados Unidos se encuentra que la estructura está conformada por reguladores federales, estatales y locales. El potencial que existe de *Shale Gas* en EU es muy grande y de acuerdo a Resources For the Future (RFF) son 30 los estados que cuentan con regulación de *Shale Gas*, éstos son:

- | | | |
|---------------|--------------------|-------------------|
| 1. Alabama | 11. Maryland | 21. Ohio |
| 2. Arkansas | 12. Michigan | 22. Oklahoma |
| 3. California | 13. Mississippi | 23. Pennsylvania |
| 4. Colorado | 14. Montana | 24. South Dakota |
| 5. Georgia | 15. Nebraska | 25. Tennessee |
| 6. Illinois | 16. New Jersey | 26. Texas |
| 7. Indiana | 17. New Mexico | 27. Utah |
| 8. Kansas | 18. New York | 28. Virginia |
| 9. Kentucky | 19. North Carolina | 29. West Virginia |
| 10. Louisiana | 20. North Dakota | 30. Wyoming |

De acuerdo a la RFF las principales actividades a vigilar en la regulación para proyectos de *Shale Gas* son; desarrollo y preparación del área, perforación y producción, almacenamiento y disposición del agua, inspecciones y control de pozo, y por último abandono. Cabe mencionar que en cada estado la regulación pudiera diferir en los elementos que componen dichas tareas, por ejemplo en algunos casos no se encuentra

evidencia de la existencia de algunos elementos en particular que debieran estar regulados, sin embargo, estas son las tareas mínimas principales que deben ser vigilados.

Las principales actividades a desarrollar tienen puntos o elementos particulares en común entre cada uno de los estados, estos son:

- Desarrollo y preparación del área.
 - Pre-perforación de pozos de agua.
 - Restricciones de extracción de agua.
 - Restricciones para construcción.
 - Restricciones para las fuentes de agua
- Perforación y producción.
 - Reglamento para tipo de cemento.
 - Requisitos de profundidad, tubería de revestimiento y cementación.
 - Reglamento sobre circulación de cemento en superficie.
 - Reglamento sobre circulación en tubería intermedia.
 - Reglamento de cementación en tubería de perforación.
 - Reglamento sobre venteo.
 - Reglamento sobre quema de gas.
 - Reglamentos de fluidos fracturantes.
- Almacenamiento y disposición de agua residual.
 - Opciones de almacenamiento de fluidos.
 - Requerimientos de libre abordó.
 - Requerimientos de pit liner.
 - Transportación del agua residual.
 - Fluido de inyección.
- Abandono.
 - Tiempo inactivo del pozo.
 - Abandono temporal.
- Inspección y control de pozo.
 - Requerimientos de información de accidentes.

Estos son los veinte elementos importantes preliminares en cada uno de los treinta estados antes mencionados.

III.1.8 Marco regulatorio ambiental.

La Agencia de Protección Ambiental (EPA) es muy importante para el desarrollo de los proyectos de *Shale Gas*, esta agencia es la que se compromete de manera abierta a llevar a cabo un estudio que involucra al público en general, agencias regionales y locales, académicos y organizaciones no gubernamentales para discutir el alcance del estudio. Además de seminarios y reuniones, la EPA lleva a cabo talleres técnicos referentes al fracturamiento hidráulico.

La EPA tiene varios objetivos entre los cuales está el informarles a las personas acerca del fracturamiento hidráulico, sus prácticas y tecnología para darle a conocer los resultados a la sociedad sobre las operaciones del fracturamiento. Por lo tanto, cada estado en el que se produce aceite y gas tiene una o más agencias reguladoras que supervisan los pozos así como su operación, abandono y los cuidados al medio ambiente.

Algunas leyes del medio ambiente son administradas por las agencias estatales a través de concesiones que se otorga, por lo que los estados tienen la capacidad de proporcionar más requisitos para la protección ambiental y para los ciudadanos que se encuentran en ese medio ambiente, todo con base a las jurisdicciones estatales que están relacionadas con los proyectos de *Shale Gas*.

Los estados con regulación tienen un formato para la perforación y operación de pozos de gas, en el que se incluye una solicitud que debe tener la información de la construcción del pozo, operación y fracturamiento. Contar con la mayor cantidad de información ayuda las agencias a obtener evidencia sobre los posibles impactos de la perforación.

III.1.8.1 Análisis de información de la Agencia de Protección Ambiental.

La Agencia de Protección Ambiental, tiene como objetivo reunir, analizar y resumir información de muchas fuentes sobre las actividades de fracturamiento hidráulico. La información que reúne del fracturamiento es de derrames en superficie y sobre todo de las sustancias químicas presentes en aguas residuales. Estos datos son recopilados a través de una gran variedad de fuentes, que incluyen agencias estatales, federales, industria y fuentes públicas.

III.1.9 Caso de estudio en el Condado de Wise, Texas, Barnett Shale.

El Condado de Wise, Texas, cuenta con una población de alrededor de 60,000 personas. El desarrollo más importante de *Shale Gas* en el Condado de Wise se encuentra en *Barnett Shale*, el cual se encuentra en la cuenca de *Forth Worth* al norte-centro de Texas. En los últimos años la producción de gas en Wise se ha incrementado debido a las mejoras en tecnologías, en particular en la perforación direccional y el fracturamiento hidráulico. La Figura III.1 muestra la localización realizado en *Barnett Shale*.

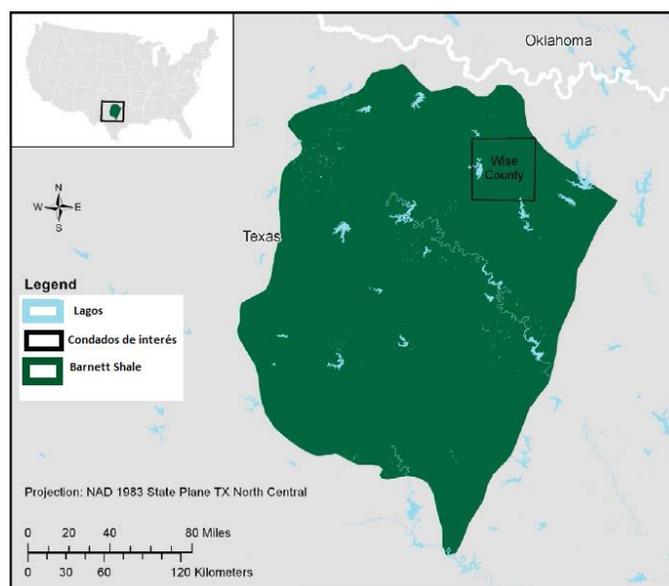


Figura III.1 Extensión de Barnett Shale, Texas.

Fuente EPA, modificada.

La intención del estudio fue investigar las preocupaciones de propietarios sobre los cambios en la calidad del agua subterránea en el Condado de Wise que pueda estar relacionado con el uso del fracturamiento hidráulico de los pozos de petróleo y gas. Los lugares de estudio en Wise se eligieron de acuerdo a los cambios notorios en la calidad del agua y se agruparon en tres zonas: dos cercas de Decatur y otro en Alvord. Los propietarios de viviendas en Decatur reportaron cambios en la calidad del agua incluyendo cambios en el olor, color y sabor. Los propietarios de viviendas en Alvord también reportaron cambios en el agua potable, su mayor preocupación eran los impactos que podría existir del fracturamiento hidráulico. Algunas de las razones de la contaminación del agua en estas zonas está relacionado con el retorno de descarga del fluido y la migración de gas a los acuíferos pocos profundos. Otras fuentes de contaminación de agua podrían ser por razones agrícolas de la zona.

III.1.9.1 Recursos de agua.

El río Trinity es el que provee de agua al Condado de Wise. Los residentes del Condado dependen totalmente de este río ya que es su principal fuente de agua potable. El agua de Trinity se utiliza para surtir a la industria de la zona, para riego y es fuente para el fracturamiento hidráulico. En la Tabla III.1 se resume los principales componentes de la calidad del agua del río Trinity los cuales fueron comparados con otra información recopilada para realizar la revisión inicial y determinar si los contaminantes han sido producidos por la fracturación hidráulica.

Parámetro	Unidades	Rangos de concentración
Alcalinio	Mg CaCO ₃ /L	140-430
Aluminio	µg/L	1-5
Arsenio	µg/L	<1-4
Bario	µg/L	24-990
Bicarbonato	Mg HCO ₃ /L	160-527
Calcio	mg/L	1-570
Cobalto	µg/L	<1

Fluorhídrico acido	mg/L	<0.10-1.20
Hierro	mg/L	<3-4,400
Magnesio	mg/L	1-86
Manganeso	µg/L	<1-140
Nickel	µg/L	<1-6
Potasio	mg/L	0.6-4.6
Sílice	mg/L	8.8-26
Uranio	µg/L	<1-93
Zinc	µg/L	1-590

Tabla III.1 Información de la calidad del agua en el condado de Wise.

Fuente EPA

Una vez realizada la comparación se concluyó que no existen los suficientes elementos para culpar el fracturamiento hidráulico del cambio en la calidad del agua en el rio Trinity.

III.1.9.2 Enfoque de la investigación.

El muestreo en el Condado de Wise incluye aguas superficiales, pozos industriales y pozos domésticos de propietarios de viviendas. Debido al diseño del pozo no es posible tomar muestras directamente, ni tampoco es posible medir los niveles de agua para establecer gradientes. Este muestreo fue importante para descubrir los problemas en los pozos de agua que suministra al Condado ya que en la gran mayoría de los pozos no se realiza ningún tipo de tratamiento de agua, en la Figura III.2 se muestran los lugares donde se tomaron las muestras. Las muestras de agua recogidas fueron analizadas para determinar los productos químicos, estas medidas apoyan el objetivo de determinar si los recursos de agua subterránea se han visto afectadas por la actividad del fracturamiento hidráulico en la zona o por otras fuentes de contaminación.

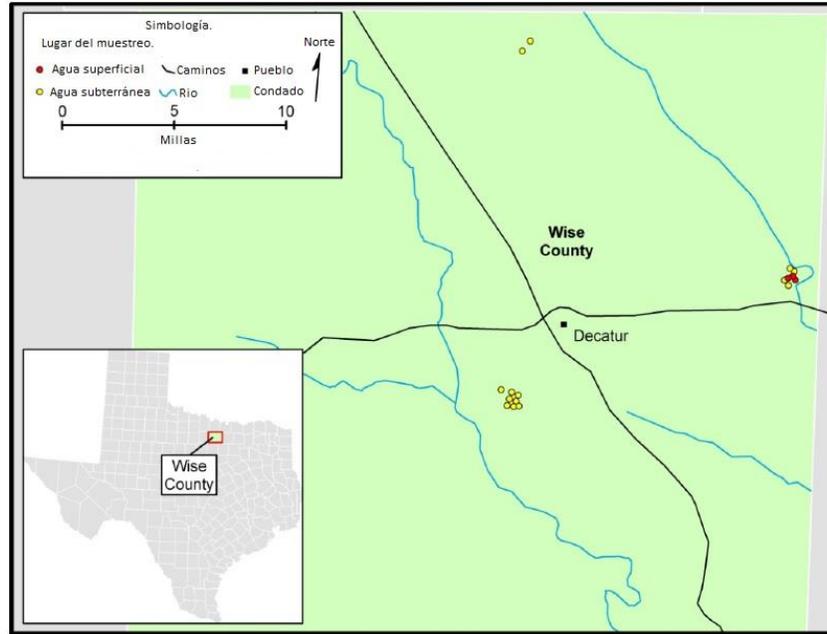


Figura III.2 Localización de los muestreos en Wise, Texas.

Fuente: EPA, modificada.

Para verificar los datos recogidos anteriormente el paso siguiente fue incrementar las ubicaciones para evaluar datos analíticos y enriquecer la información. Los resultados obtenidos de las muestras de esta prueba, sirvieron para comparar muestras recogidas en lugares en donde pueda existir algún tipo de impacto ambiental provocado por el fracturamiento.

III.1.9.3 Aspectos relevantes del estudio.

- *Mezcla química:* se revisó la información de derrames de fluidos en las bases de datos de la zona, para identificar los volúmenes y las causas de los mismos derivados del fracturamiento hidráulico.
- *Adquisición del agua:* mejorar los trabajos para la reducción de los volúmenes y de las fuentes de agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico y el impacto potencial de la extracción de agua potable en cantidad y calidad del agua.

- *Tratamiento de aguas residuales y eliminación de residuos:* mejorar las prácticas de tratamiento y eliminación de agua residuales del fracturamiento hidráulico, ya que se sabe que una gran cantidad de agua residual es utilizada para el riego.

III. 2 El marco regulatorio en Canadá.

En los últimos años el desarrollo de *Shale Gas* en Canadá ha aumentado exponencialmente, los avances tecnológicos y de mano de obra han hecho que los recursos no convencionales sean más atractivos para el desarrollo de energía, en este caso los gobiernos locales son los que han tenido el mayor beneficio económico. Canadá es un caso particular para el desarrollo de *Shale Gas* ya que existe el potencial en siete provincias (Alberta, Columbia Británica, Nueva Escocia, New Brunswick, Ontario, Quebec y Saskatchewan) cada una de estas provincias tiene sus marcos regulatorios, así como sus propias agencias reguladoras y de medio ambiente. La regulación de *Shale Gas* no difiere de mucho en comparación a la de gas natural, la regulación de *Shale Gas* en Canadá está basada en la de EU.

III.2.1 El sistema legal de Canadá.

Canadá tiene un marco legislativo que puede asignar responsabilidades tanto a Gobiernos federales como locales. Los tribunales sostienen una fuerte protección ambiental (la cual no está en la constitución) y las provincias tienen su propia jurisdicción sobre la propiedad y los derechos civiles así como también poseen el control de la mayor parte de la tierra. Sobre la base de esos dos factores, las provincias tienen responsabilidades primarias para la protección del medio ambiente.

Cuestiones claves con el desarrollo del gas como infraestructura, perforación, regalías, medio ambiente y reclamaciones están bajo responsabilidad de las provincias, mientras que la autoridad federal se encarga más de aspectos de transportación y navegación. El regulador federal juega un papel importante que es coordinar las evaluaciones ambientales por medio de la National Energy Board (NEB) para proyectos de energía.

El marco regulatorio en Canadá es estricto para los proyectos de *Shale Gas* algunos de los aspectos que comprende el desarrollo de un proyecto son los siguientes:

- Proceso de aprobación de la posesión y el desarrollo del proyecto.
- Fase de la posesión del área.
- Pruebas de producción.
- Cuidado del agua y del medio ambiente.
- Abastecimiento y disposición del agua.
- Composición del apuntalante.

Se debe recordar que la exploración y producción del *Shale Gas* ha atraído una gran atención mundial en un corto periodo de tiempo, las preocupaciones ambientales como sociales han sido atendidas por el Gobierno de Canadá dando libertad a las provincias de controlar y regir en los proyectos.

Las principales agencias reguladoras que existen en Canadá son los siguientes.

- Desarrollo.
 - Oil And Gas Comission (OGC), Columbia Británica.
 - Alberta Energy Resorces Conservation Board (ERCB), Alberta.
 - Ministry of Energy and Resources, Saskatchewan.
 - Ministry of Natural Resources, Ontario.
- Licencias de agua.
 - Alberta Environment, Alberta.
 - Watershed Authority, Saskatchewan.
 - Ministry of Environment, Ontario.
 - New Brunswick Environment, New Brunswick.
- Adquisiciones y regalías.
 - Ministry of Finance, Columbia Británica.
 - Alberta Energy, Alberta.
 - New Brunswick Natural Resouces, New Brunswick.

III.2.2 El caso de Alberta, Canadá.

Alberta tiene la principal jurisdicción de producción de petróleo, es de las provincias que tiene mayor volumen original de gas, la ley de la conservación de los recursos comenzó en 2008, pero sus inicios son desde la década de 1930. Alberta tiene un gran potencial de *Shale Gas* pero el desarrollo comercial a gran escala probablemente llevara más años. El gobierno de Alberta se está tomando aspectos muy en serio para tomar el liderato en la producción de recursos no convencionales. Las autoridades anunciaron una serie de incentivos, otorgando hasta \$2, 000,000.00 MN para impulsar el desarrollo y la innovación tecnológica en el área de exploración. En la siguiente imagen se muestra la madurez que existe en la zona de Alberta.

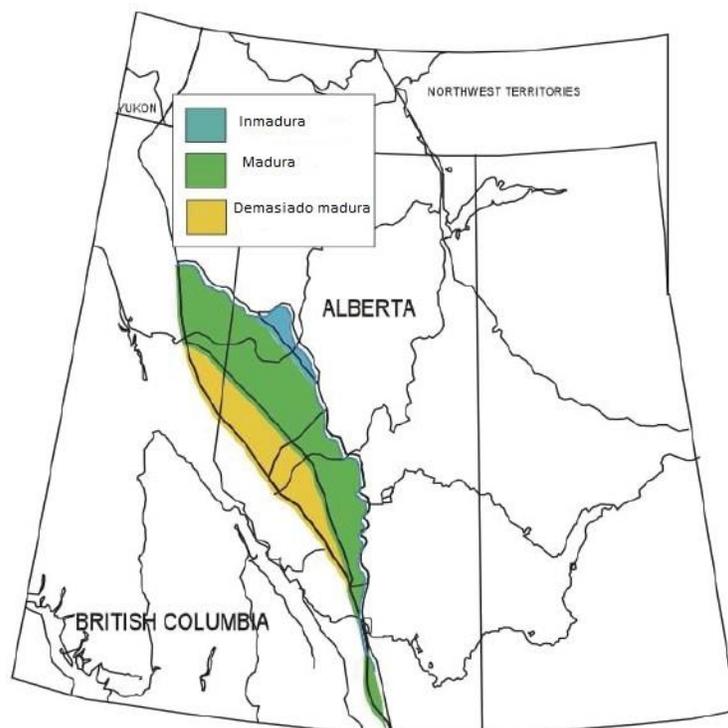


Figura III.3 Madurez en la región de Alberta, Canadá.

Fuente SPE-138105

III.2.3 Fase de adquisición.

La provincia de Alberta tiene en control del 81% de la producción de minerales (incluyendo petróleo y gas), el 19 % restante está en dominio absoluto del gobierno federal en favor de

los parques nacionales y compañías. La subasta del proceso para los derechos del gas natural es expedida por la *Alberta Energy* (AE), que es uno de los reguladores de la provincia, la subasta para los derechos dice lo siguiente.

*“Los derechos del gas natural de la provincia de Alberta pueden ser adquiridos a través de subasta competitiva, las personas que obtengan el derecho de explorar y de desarrollar los recursos deberán pagar una renta anual de \$ 3.50 por hectárea y conocer los requisitos para la regulación. Las licencias de gas natural en tierra se obtiene mediante la perforación de pozos.”*⁵

La Alberta Energy lleva a cabo subastas de tierras aproximadamente dos veces al mes y emite aproximadamente 8,000 acuerdos de petróleo y gas por año.

III.2.4 Aprobaciones de producción.

Para aprobar un proyecto de producción la *Alberta Energy Resources Conservation Board* (ERCB) da formatos en donde el aspirante completa información que asegura que éste conozca todos los aspectos técnicos, de seguridad, medio ambiente y de consulta pública que tendrá el proyecto. En Alberta como en otras provincias, las agencias reguladoras son una ventanilla única a los operadores para los temas de autorizaciones ambientales.

Mientras que en algunos casos la adquisición de solicitudes se maneja en un tiempo relativamente corto, el análisis de información de dichas solicitudes para ser aprobadas puede llevarse más tiempo de semanas o hasta meses. Las objeciones a las solicitudes podrían ser resueltas a través de acuerdos de negociación por parte de las agencias reguladoras de Alberta.

Una vez que la solicitud de desarrollo es aprobada, las licencias de gas natural inicialmente estarán en términos de dos, cuatro o cinco años dependiendo la región.

⁵ Oil and Gas Conservation Act, Alberta Energy, Alberta, Canada, 2013.

III.2.5 El programa de regalías en Alberta.

La implementación de aumentar las regalías coincidió con la recesión mundial y el incremento del precio del gas, el marco de regalías de Alberta fue diseñado para aumentar el pico 50%, en general a un 20% más, lo que significaba aumentar los ingresos por regalías en 1.9 billones MN por año. El incremento de las regalías fue gradualmente ya que se llevó a cabo una planeación que consistía en aumentar las regalías en un lapso de tiempo determinado.

III.2.6 Cuidados del agua. Disposición de agua recuperada y producida.

La regulación de agua producida y recuperada de Alberta se centra en la eliminación de pozos profundos para reducir la cantidad de agua. El cuidado del agua en la provincia de Alberta está a cargo de la *Alberta Environment* en conjunto con la Alberta Resources Conservation Board, estas reguladoras expiden los permisos para la disposición de agua en la región. Para facilitar el proceso, la aprobación preliminar de información sobre la disposición y cantidad de agua a utilizar puede ser dada antes.

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 la agencia reguladora.

III.2.7 El futuro de la política de Shale Gas.

El desarrollo de proyectos de *Shale Gas* tiene sus propios problemas y desventajas, los cuales se deben tener en cuenta para desarrollar lo mejor posible estos proyectos, la tecnología es una herramienta vital que día a día cambia y nos ayuda a mejorar. Una vista hacia el futuro de la regulación de *Shale Gas* en Canadá es que se debe tener aún más cuidado en los aspectos técnicos y ambientales, a continuación se mencionan algunos puntos importantes para el desarrollo a futuro de este recurso.

- Uso de agua.
- Competencia (beneficio para la sociedad e industria).

- Disposición de agua.
- Contenido del apuntalante (descripción).
- Investigación y desarrollo de nuevas tecnologías.
- Difundir información.

III.3 Polonia. El marco regulatorio.

III.3.1 Antecedentes.

El marco regulatorio de los proyectos de *Shale Gas* en Polonia se ha llevado a cabo gracias a especialistas muy importantes a través de distintas pruebas, algunos de los factores más importantes en el desarrollo de *Shale Gas* son:

- Las protección del sector local; restricciones a las empresas de perforación para entrar al mercado polaco.
- La incertidumbre que existe sobre el precio de los hidrocarburos.
- Capacidad de la infraestructura.
- Seguridad energética.

En Polonia se analizó la información con el fin de establecer todos los tipos de aspectos involucrados en el proceso de desarrollo del *Shale Gas*.

III.3.2 Impacto de los recursos no convencionales.

Polonia es uno de los países con mayor potencial en los recursos de *Shale Gas* en Europa solo por detrás de Francia de acuerdo a la EIA. El cambio del carbón al de *Shale Gas* se convertirá en los próximos años en aspectos económicos importantes pero se han publicado informes sobre las posibles consecuencias de desarrollar estos recursos en el centro-este de Europa, para éste continente el desarrollo de este recurso es muy importante ya que significa disminuir la dependencia energética con Rusia al encontrarse con menor demanda, y por lo tanto tendría que cambiar su estrategia de expansión energética; en la siguiente imagen se muestra el área con licencias de exploración para recursos convencionales y para no convencionales.

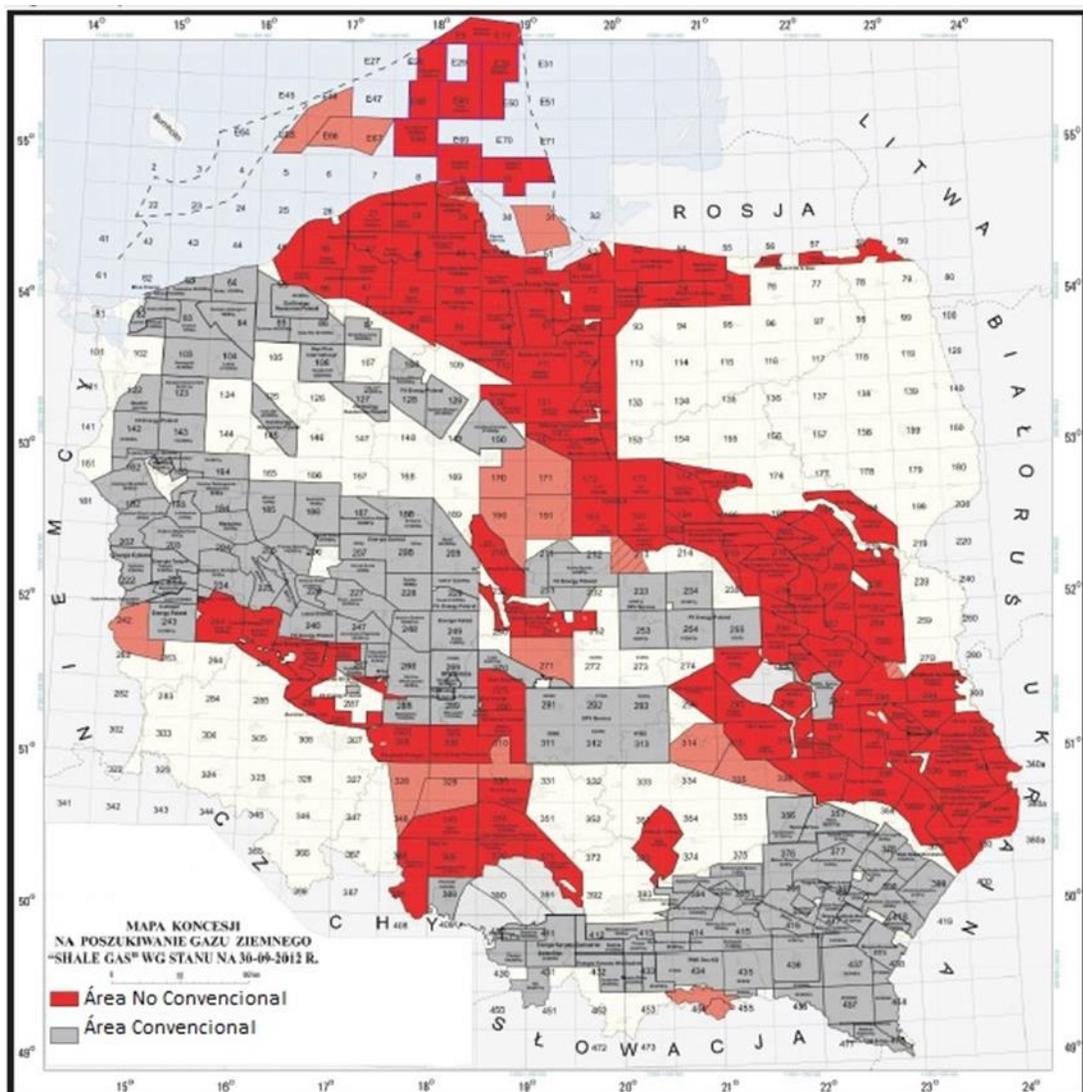


Figura III.4 Licencias de exploración para gas convencional y no convencional en Polonia.
Fuente: Ministerstwo Środowiska, modificada.

III.3.3 Preocupaciones de seguridad y salud.

Existe una gran tensión relacionada con el comportamiento de los mercados y la evolución de las otras ramas de producción de energía. Hay una gran discusión vívida sobre los posibles efectos ambientales de la producción de *Shale Gas*. La creciente preocupación por la seguridad ambiental del fracturamiento hidráulico será uno de los factores más importantes que determinan la producción de *Shale Gas*.

Sin embargo, 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. La infraestructura política requiere medios especiales de protección las cuales se regulan directamente por la legislación de la Unión Europea y por el sistema jurídico polaco.

III.3.4 La base jurídica.

Las licencias de exploración y producción que se otorgan a las empresas en Polonia son expedidas por el Ministro de Medio Ambiente. Las licencias son más una especie de permiso para la realización de actividades de extracción y se rigen por la legislación nacional.

Únicamente un titular con licencia puede entrar a los contratos de extracción, estos contratos que se celebran entre el Estado y el titular de la licencia son llamados “Usufructo de extracción (mining usufruct)”. Este título, en teoría, subordina (anula) la propiedad de los yacimientos del Estado pero con algunas restricciones.

Los acuerdos de cesión de minería polacos se tratan como acuerdos de repartos de extracción. Debido a que la ley indica que solo el titular de la licencia será el único al que se le concederá el derecho de extracción, así como las acciones de los derechos, se deberá llegar a acuerdos en todo caso que el titular quisiera ceder los derechos. Por supuesto nada impide que los operadores puedan entrar a los acuerdos ya que pueden entrar con una cesión para participar en las operaciones de hidrocarburos.

III.3.5 El régimen tributario.

A finales de 2013 el Gobierno de Polonia dio a conocer su nueva legislación relativa a la producción de hidrocarburos. Bajo este nuevo sistema se permitirá aumentar el control estatal de producción. Los titulares de las licencias seguirán manteniendo sus condiciones de impuestos de sociedades regulares, por otra parte, también serán gravados con un impuesto de 25% de los flujos de efectivo positivos con respecto a sus ganancias por la

venta de hidrocarburos. Además de esto se aplicaría una regalía a la producción del 5% en el gas y del 10% para el petróleo. De acuerdo con un análisis del Ministro de Gobierno la tasa efectiva de impuestos no excedería la del nivel mundial de 40% respecto a las ganancias de la industria, este esquema ha sido bien recibido por la industria. Algunos aspectos de la nueva legislación aún se encuentran en la primera fase y faltan algunos detalles pero aun así se ha realizado un buen trabajo para el desarrollo de la industria.

III.3.6 Principales Bases para regular Shale Gas en Polonia.

Una vez que se ha analizado el marco jurídico y el régimen tributario de Polonia, ahora será de gran utilidad hablar brevemente de las principales actividades que permiten desarrollar proyectos de *Shale Gas* en Polonia, cabe mencionar que Alemania, Francia, Suiza y Polonia tienen un marco regulatorio similar que está basado en reportes de gas no convencional de la Unión Europea, en Polonia el encargado de autorizar la exploración y producción de *Shale Gas* es el Ministerio de Medioambiente.

Las actividades a desarrollar en los proyectos de *Shale Gas* son complejas, sin embargo, estas no se ven reflejadas en el marco regulatorio de Polonia, a pesar de esto un marco regulatorio tan diversificado no necesariamente conduce a la ineficiencia o significa que sus reglas sean impracticables. Por ejemplo, en este país, se pueden obtener permisos de perforación o de uso de agua simultáneamente, por lo que esto no representa una carga para los operadores debido a simplicidad de sus leyes. Las principales actividades que se regulan en Polonia para desarrollar el *Shale Gas* están basadas en:

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

Todas estas actividades se basan en las leyes de medioambiente, civiles y en la legislación minera de Polonia, cabe mencionar que siendo uno de los estados de la Unión Europea, las actividades para desarrollar el *Shale Gas* pueden contemplar diferentes criterios para evaluar los proyectos.

III.3.7 La infraestructura de gas natural.

Polonia tiene una de las más grandes infraestructuras de gas natural de Europa, esta infraestructura fue el legado de la guerra fría. El sistema de conducción fue diseñado solo para operar en una manera, para enviar el gas ruso desde el este hacia al oeste de Europa. Como consecuencia de ello, la integración de los sistemas de abastecimiento de gas de los países de Europa central es muy pobre por no contar con conexiones transfronterizas.

El actual sistema de gasoductos en Polonia consiste en 9,800 Km de tuberías y cuenta con 14 estaciones de compresión, esto lo hace un gran transportador de gas para Europa.

La red de transporte de gas natural en Polonia cubre una densa área, desafortunadamente la infraestructura de transporte para transportar, almacenar y entregar el *Shale Gas* en el mercado es inexistente, por lo que la infraestructura de exportación no existe.

En conclusión la infraestructura existente en Polonia para los proyectos de *Shale Gas* es insuficiente, se necesitará invertir grandes cantidades para mejorar el rendimiento del sistema actual, pero esto no garantizara una buena perspectiva de exportaciones de gas natural para el futuro, por lo tanto las nuevas ideas, el desarrollo y modernización del sistema de transporte de gas polaco son indispensables.

III.4 Cuadro comparativo de los ejemplos de regulación internacional.

Una vez explicados los anteriores marcos regulatorios en tema de *Shale Gas*, se puede decir que 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 como mínimo estas similitudes. En la siguiente tabla se muestran las diferencias y semejanzas entre los marcos regulatorios Estados Unidos, Canadá y Polonia.



	Estados Unidos	Canadá	Polonia
Regulación de Shale Gas	✓	✓	✓
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	✗	✗	✓

Tabla III. 2 Cuadro comparativo de los ejemplos de regulación internacional.

Fuente: Elaboración propia, con información de reguladores.

III.5 Bibliografía del capítulo.

Arthur J, Bohm Brian y Cornue Davd; Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development, SPE 122931, Louisiana, USA, 2009.

Beaudoin Y, Serry J.K, Cassels & Graydon; Shale Gas Development in Canada: The Regulatory Framework, SPE 138105, Alberta, Canada, 2010.

Final Report on Unconventional Gas in Europe, Philippe & Patners, Bruselas, 2011.

Oil and Gas Conservation Act, Alberta Energy, Alberta, Canada, 2013.

Richardson N, Gottlieb M; The State of State Gas Regulation: State by State Tables, Resorces Fort the Future, Washington, 2013.

Shale Developments, Halliburton, USA, 2010.

Shale Gas in Poland and the Czech Republic: Regultaion, Infraestructure and Perpectives of Cooperation, International Institute of Political Science of Masaryk University.

Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, US Environmental Protection Agency, Washington, USA, 2012.

Wang Z, Krupnick; A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States, Resorces For the Future, Washington, 2013.

Water Act, Alberta Energy, Alberta, Canadá, 2013.

CAPÍTULO IV. PRINCIPALES ELEMENTOS A VIGILAR EN PROYECTOS DE SHALE GAS.

Identificar el riesgo potencial que existe en el desarrollo de *Shale Gas* es de suma importancia ya que hay que observar aspectos sociales, ambientales y económicos. Un paso importante es localizar los riesgos existentes en estos proyectos. El fracturamiento hidráulico ha desarrollado una discusión ambiental muy importante a nivel mundial por lo que se han realizado numerosos estudios ambientales y sociales para éste y sobre todo para el desarrollo de proyectos de *Shale Gas*.

El incremento de los recursos de gas natural en Estados Unidos a partir del desarrollo de *Shale Gas* ha provocado que se generen grandes inversiones en la tecnología para extraer los recursos, pero para poder desarrollar estos proyectos se tiene que contemplar aspectos geopolíticos y económicos, cabe mencionar que la oferta y demanda juega un papel importante en este caso.

Un aspecto importante a cuidar en el desarrollo del *Shale Gas* es el agua, algo que le preocupa mucho a la sociedad es el consumo excesivo de este fluido que se necesita para el fracturamiento hidráulico, en algunos casos se ha llegado a utilizar hasta treinta millones de litros de agua. Aplicar mejores prácticas, mejorar la logística y ofrecer soluciones integrales para el uso transporte y cuidado del agua es un reto pero a la vez es una oportunidad para la industria petrolera mundial.

Algunas organizaciones “anti-fracking”, no creen en el potencial que existe en los recursos de *Shale Gas*. Estos grupos ambientalistas basan sus creencias en información poco confiable o en supuestos, se debe de convencer a dichos grupos sobre las ventajas que tiene el desarrollar el *Shale Gas* y también es necesario explicarles en qué consiste la técnica del fracturamiento hidráulico para así poder enriquecer sus conocimientos sobre el tema, esto se deberá llevar a cabo compartiendo, difundiendo y adquiriendo información, acercándose a universidades, especialistas y sobre todo a los reguladores.

El futuro y éxito de los proyectos de *Shale Gas* estará en función de la reducción de costos, creación de nueva tecnología, incrementar la capacidad de ejecución y cubrir los aspectos ambientales. Las campañas de información tomaran un papel importante para poder dar a

conocer a la sociedad las ventajas y desventajas que existen sobre estos recursos y proyectos.

IV.1 Proyectos de Shale Gas; factores, desafíos y aspectos críticos.

El desarrollo exitoso de proyectos de *Shale Gas* se resume en una palabra “producción”, esto implica una adecuada selección en las tecnologías a utilizar para hacer frente a las condiciones críticas de los recursos no convencionales. Cada yacimiento de *Shale Gas* es único por lo que las condiciones geológicas apropiadas para su desarrollo son vitales, el diseño de la perforación está en función de la planeación que junto con los aspectos petrofísicos definirán lo que afectará en gran medida a la producción.

Los desarrollos exitosos requieren de grupos multidisciplinarios, combinados con objetivos, evaluaciones y soluciones de los proyectos, ninguna tecnología ni plan de trabajo determinaran el éxito o fracaso del proyecto, puesto que dependerá en gran medida de las estrategias a seguir para llegar a tomar decisiones que afecten a los objetivos de proyecto.

Algunos factores y desafíos en el desarrollo de recursos de *Shale Gas* son:

- Comprender la geología y el comportamiento del yacimiento.
- Maximizar la producción a través de pozos y el ciclo de vida del yacimiento.
- Eficiencia operacional.
- Nueva tecnología.
- Capacidad de ejecución.
- Logística.
- Experiencia.

Uno de los mayores problemas con el desarrollo de proyectos de *Shale Gas* involucra los materiales que deben ser entregados de acuerdo a la cadena de suministro del proyecto. Se necesitan grandes cantidades de apuntalante y también se necesita suministro de agua para la perforación y fracturamiento. Es fundamental que los métodos de logística a utilizar en el desarrollo de *Shale Gas* sean completados a gran escala.

IV.2 Logística y sus retos en proyectos de Shale Gas.

La logística en el desarrollo de proyectos no convencionales para construcción, limpieza, transporte, operaciones de suministro, equipos de perforación y terminación de pozos son muy similares a la de proyectos convencionales. Esto representa un desafío especial para los departamentos de adquisiciones y logística de los operadores, proveedores y prestadores de servicios petroleros, no puede haber, literalmente, cientos de proveedores que participen en el desarrollo de los proyectos.

Una de las complicaciones principales surge a partir de que las zonas en donde se encuentran los recursos están muy alejadas de las poblaciones, tienen condiciones climáticas complicadas y que puede ser muy complejo el traslado para llegar a esos puntos. El agua es un reto importante para estos proyectos ya que del total de agua que se utilizará en el proyecto, entre el 10 y 15% se consume en construcción y consolidación del área inicialmente, el porcentaje restante del agua va dirigida al fracturamiento. La demanda del agua y apuntalante representan los dos más grandes desafíos ya que ambos se utilizan en grandes cantidades y en un corto periodo de tiempo.

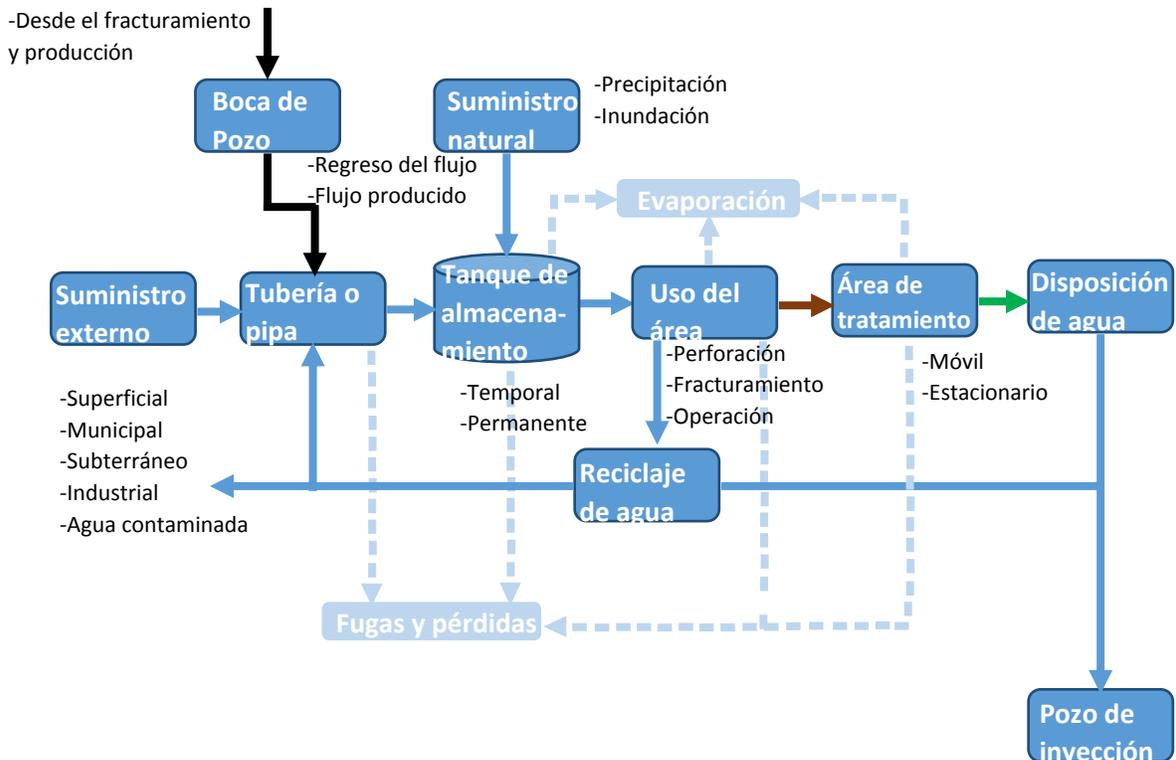


Figura IV.1 Esquema simplificado del flujo de agua para fracturamiento hidráulico y Shale Gas.

Fuente SPE 167454, modificado.

Los operadores comúnmente suelen tratar el agua como un componente de alimentación independiente, especialmente para el manejo de flujo de agua producida del fracturamiento. No obstante el operador es el principal responsable en el permiso de perforación, suministro y disposición de agua.

IV.3 Perforación horizontal en Shale Gas.

IV.3.1 Antecedentes de la perforación horizontal.

La perforación de pozos en forma horizontal, es una técnica desarrollada para la construcción de pozos, nacida a principios del siglo XX y con el paso del tiempo ha sufrido muchos cambios y mejoras.

Esta tecnología suele estar asociada a la perforación de pozos no verticales, para un mejor aprovechamiento del yacimiento. Por ello se requiere de excelentes conocimientos de perforación, principios matemáticos y geométricos, para desarrollar la perforación de pozos con diferentes grados de inclinación.

Esta técnica nació en los campos de producción de crudo del estado de Texas en Estados Unidos, hace aproximadamente ochenta años y su aparición obedeció a la necesidad de perforar en lugares donde el yacimiento a alcanzar no se encontraba directamente sobre el lugar óptimo para la localización del equipo de perforación.

La necesidad de esta técnica surgió ante las demandas legales en Estados Unidos por parte de algunos propietarios de parcelas que alegaban que la perforación realizada en un determinado lote estaba penetrando y explotando la riqueza de un vecino mediante un desvío. En los años subsiguientes, nació la necesidad de diseñar nuevos equipos y herramientas para la realización de esta actividad y a su vez en muchos casos se comenzaron a desarrollar barrenas y plataformas más adecuadas para este tipo de perforación no convencional.

IV.3.2 Perforación horizontal.

La perforación horizontal es la técnica que nos permite acceder al yacimiento de *Shale Gas* de una forma eficiente y con un impacto ambiental mínimo. Dicha tecnología utiliza tubería flexible para poder perforar de manera horizontal y poder ubicarse de forma paralela a las zonas de interés. Este proceso puede permitir la perforación de pozos múltiples desde un mismo punto, lo que reduce los posibles impactos ambientales. Para realizar la perforación de forma horizontal el primer paso a realizar es perforar verticalmente para llegar unos metros arriba de la altura del yacimiento. Luego se deberá girar en un ángulo de 45° para así perforar a través del yacimiento de *Shale Gas*, permitiendo una mayor producción del yacimiento.

La perforación horizontal se define como “la técnica de dirigir un pozo a lo largo de una trayectoria predeterminada, hasta un objetivo subterráneo localizado a una distancia horizontal dada, desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotaria de un equipo de perforación”.

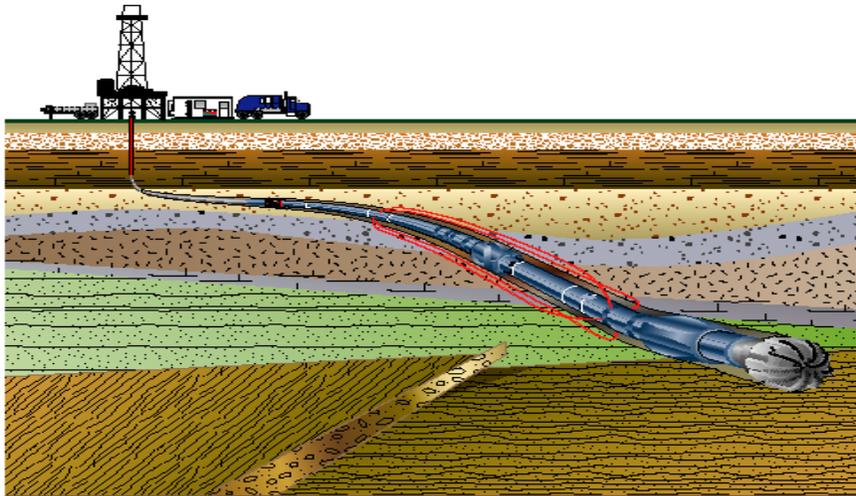


Figura IV.2 Perforación horizontal.

Fuente Baker & Hughes.

Algunas ventajas y desventajas de la perforación horizontal:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Sección horizontal larga.	Limitaciones en torque y arranque.

Equipo convencional largo.	Equipo especial de perforación requerido.
Posible terminación selectiva.	Costos altos de perforación.
Incrementar la producción del yacimiento.	Nula aplicación en registros de pozo.
Mayor área de drene.	Limitaciones a alta tasa de incremento de ángulo (BUR).

Tabla IV.1 Ventajas y desventajas de la perforación horizontal.

Fuente Elaboración propia.

IV.3.3 Diseño de la trayectoria del pozo como parte de la planeación de la perforación direccional en Shale Gas.

El primer paso en la planeación de un proyecto direccional para *Shale Gas* es diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar el objetivo propuesto. El diseño inicial debe proponer diferentes tipos de trayectoria para perforar y mostrar el escenario más rentable. El diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de producción que serán utilizados, y otros factores que pudieran influenciar en la trayectoria del pozo, por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores.

- Características de la estructura geológica no convencional.
- Espaciamiento entre pozos.
- Profundidad vertical.
- Deslizamiento al objetivo.

En las acumulaciones de *Shale Gas* es muy común el uso de la perforación horizontal, empleando longitudes superiores a los diez mil pies (tres mil metros) dentro de la capa de lutitas. Una de las formas más comunes de perforar en un campo de *Shale Gas* consiste en la construcción de una plataforma de pozos “*well pad*”, en donde comúnmente se perforan entre seis y ocho pozos horizontales secuencialmente en hileras paralelas. Cada plataforma puede acceder únicamente a una pequeña área del yacimiento que planea explotarse, por lo que es común que se dispongan múltiples plataformas, requiriendo una superficie lo suficientemente grande como para permitir el despliegue y almacenaje de los equipos necesarios.

IV.4 Fracturamiento hidráulico.

IV.4.1 Inicios del fracturamiento hidráulico.

Desde que *Stanolind Oil* introdujo el fracturamiento hidráulico en 1949, hasta el año 2010 se habían realizado cerca de 2,5 millones de fracturamientos en todo el mundo y se cree que cerca del 60% de los pozos que se han fracturado al 2013 han sido con fracturamiento. El fracturamiento hidráulico no solo aumenta la tasa de producción, sino que también se le atribuyen las adiciones de reservas lo que lo hace económicamente viable para el desarrollo de la explotación en proyectos

El fracturamiento hidráulico se puede remontar a la década de 1860, cuando se utilizaba nitroglicerina líquida para estimular pozos pocos profundos en Nueva York, Pennsylvania y Virginia. Aunque se consideró una técnica extremadamente peligrosa e ilegal, se utilizó por mucho tiempo puesto que la producción en pozos con esta técnica era exitosa. Esta misma técnica posteriormente paso a aplicarse con igual eficacia a pozos de agua y de gas.

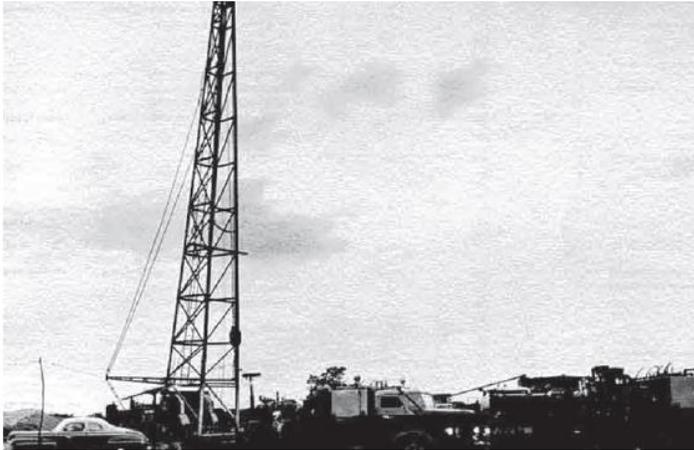


Figura IV. 3 En 1947, Stanolind Oil realizo el primer fracturamiento hidráulico experimental en el campo Hugoton en Kansas.

Fuente Journal of Petroleum Technology

Durante la década de 1930, surgió la idea de inyectar otro tipo de fluido para el fracturamiento, un fluido no explosivo, por lo que la técnica de acidificación de pozo con glicerina quedó atrás. En 1948 el proceso de fracturamiento hidráulico fue introducido ampliamente en la industria por J.B. Clark de *Stanolind Oil*. En 1949 se publicó la patente, con una licencia otorgada a

Halliburton para realizar el nuevo proceso de fracturamiento hidráulico.



Figura IV. 4 Equipo de Halliburton para Fracturamiento Hidráulico.

Fuente Shale development, Halliburton.

El primer fracturamiento hidráulico libre a nivel mundial ocurrió en 1968 por una empresa filial de lo que hoy es la *British Petroleum* en el condado de Stephens, Oklahoma. Para el 2008 se han completado miles de etapas de fracturamiento a nivel mundial, hoy en día el avance tecnológico para esta técnica ha permitido ayudar y aumentar el desarrollo de los proyectos.

IV.4.2 Fracturamiento hidráulico. Concepto.

Una definición que da el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC) para el Fracturamiento hidráulico es “técnica que usa un fluido, usualmente agua, que se inyecta a alta presión en la formación para crear fracturas estrechas y así crear canales para que el gas fluya de la boca del pozo a superficie”⁶.

Otra definición sería “técnica que consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, por encima de la presión de fractura de una formación, con el objeto de generar en ella canales (fracturas) y colocar un elemento de empaque (arena) que permita

⁶ About shale gas and hydraulic fracturing (fracking), Department of Energy & Climate Change, Reino Unido, 2013

incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo”⁷.

El Fracturamiento hidráulico que utiliza un material sustentante se ha convertido, en la última década, en una de las operaciones más importantes de la terminación de pozos. En México, su uso más frecuente se ha dado en la cuenca de Burgos cuyos pozos producen gas en areniscas de baja permeabilidad, sin embargo, hoy en día el uso de esta tecnología para desarrollar recursos de *Shale Gas* es de gran ayuda, ya que se enfoca su uso en formaciones de bajas permeabilidades lo cual permitirá extraer este recurso.

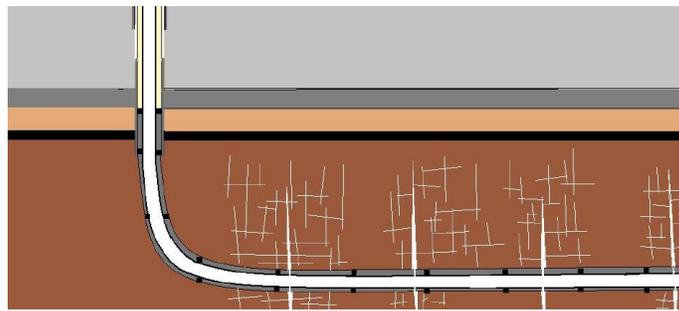


Figura IV.5 Esquema de multi fracturas.

Fuente SPE 152596.

A pesar de que la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado; las técnicas, materiales y equipos que se utilizan para ello si han evolucionado, de igual manera para el *Shale Gas* ya que en décadas pasadas era imposible desarrollar este tipo de recurso y hoy en día gracias a esta técnica se ha podido producir un gran cantidad de hidrocarburos a nivel mundial.

IV.4.3 Proceso del fracturamiento hidráulico.

El proceso en general del fracturamiento hidráulico consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de

⁷ Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos, PEMEX exploración & producción, 2008.

flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzcan una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones naturales. Para evitar el cierre de la fractura se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas a la fractura. Se debe tener cuidado especial en la terminación de los pozos de *Shale Gas* con los apuntalantes ya que en algunas partes del mundo se han tenido reportes de contaminación al medio ambiente en específico en las zonas en donde se instala el equipo de perforación.



Figura IV.6 Esquema de fracturamiento en la formación.

Fuente Halliburton

Durante el proceso se deben monitorear en superficie las siguientes presiones:

- Presión de rotura.
- Presión de bombeo.
- Presión de cierre instantáneo.

Además de la presión, también se debe registrar el gasto de operación, el cual está relacionado con el tiempo de bombeo, representando el volumen total de fluido, el cual incide directamente en el tamaño de la fractura creada.

A finales de 1990, una tecnología conocida como “fracturamiento con agua aceitosa” refinó el proceso de fracturamiento hidráulico para mejorar principalmente la estimulación en

formaciones de *Shale Gas*. El fracturamiento con agua aceitosa también puede ser económicamente viable, ya que utiliza menos aditivos (que son un factor fundamental en el costo de estimulación por fracturamiento hidráulico).

IV.4.4 Características de los apuntalantes.

Se debe tener consideraciones en el uso de apuntalantes en el desarrollo de proyectos de *Shale Gas*, el transporte es fundamental ya que en gran mayoría de los casos, las zonas con potencial de *Shale Gas* se encuentran alejadas de ciudades y de zonas industriales, por lo que transportar el apuntalante se ha convertido en un reto técnico y de logística ya que éste no puede faltar en el momento de la terminación de pozos.

Los apuntalantes además de sostener las paredes de la fractura, crean conductividad (permeabilidad) en la formación. Una vez que se concluye con el bombeo, resulta crítico para el éxito de la operación colocar la concentración adecuada de apuntalante. Los factores que afectan a la conductividad de la fractura son:

- Composición del apuntalante.
- Propiedades físicas del apuntalante.
- Permeabilidad entre la fractura y apuntalante.
- Movimientos de finos de la formación en la fractura.

Las propiedades físicas que deben presentarse en un apuntalante y que impactan en la conductividad son:

- Resistencia.
- Tamaño de grano.
- Redondez y esfericidad.
- Densidad.

Los apuntalantes están diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y debe ser seleccionado de acuerdo con los esfuerzos a los que estará sometido y a las condiciones críticas a las que se encuentran los depósitos de *Shale Gas*, por estos motivos

el uso de apuntalante es muy común en el fracturamiento hidráulico que en lutitas es propicio. El tipo de tamaño de apuntalante se determina en términos de costo-beneficio.

IV.4.5 Químicos usados en el fracturamiento hidráulico.

En el desarrollo de *Shale Gas* se deben tener en consideración los químicos a utilizar en la terminación del pozos en específico en el fracturamiento hidráulico, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de Estados Unidos, ha recibido una gran cantidad de reportes



Figura IV.7 Ejemplo de supuesta contaminación del agua por metano.

referentes con la contaminación de agua de acuíferos y de ríos, un ejemplo muy común es el video “¿Qué es el Fracking? ¿Qué es la fractura hidráulica?”⁸ que circula por la red, en el cual una ciudadana abre la llave del agua potable y al acercar un cerillo al agua ésta se prende, esto ha abierto a debatir sobre las consecuencias que puede tener el desarrollar el *Shale Gas*, sin embargo, este ejemplo aún no se ha justificado.

El componente principal que se utiliza para el método de fracturamiento hidráulico es el agua, que representa la gran mayoría del volumen total del fluido inyectado durante las operaciones de fracturamiento. El agente con mayor presencia es el apuntalante, que es un material granular, usualmente arena, que se mezcla con los fluidos de fractura para mantener abiertas las fracturas que permiten que el gas fluya hacia el pozo.

Además del agua y del apuntalante existen aditivos químicos esenciales para el fracturamiento que pueden ser ácidos, biosidas, bactericidas, estabilizadores de PH, surfactantes, además de los inhibidores de arcilla. Muchos de estos aditivos son sustancias químicas que se encuentran fácilmente y son de uso común, por ejemplo en la ropa y maquillaje. También se encuentran otros aditivos tales como el benceno, el etilenglicol y los naftalenos que se encuentran en menor cantidad, sin embargo, hay que tener especial

⁸ <https://www.youtube.com/watch?v=5gL2Ny1MN7I>

cuidado con éstos ya que en grandes cantidades y si llegan a ser consumidos pueden ser cancerígenos para los seres humanos, por este motivo los grupos ambientalistas consideran peligroso desarrollar el *Shale Gas* con fracturamiento hidráulico, a pesar de esto afortunadamente no se tienen registrados daños a la salud generados por estos aditivos y creados por el fracturamiento.

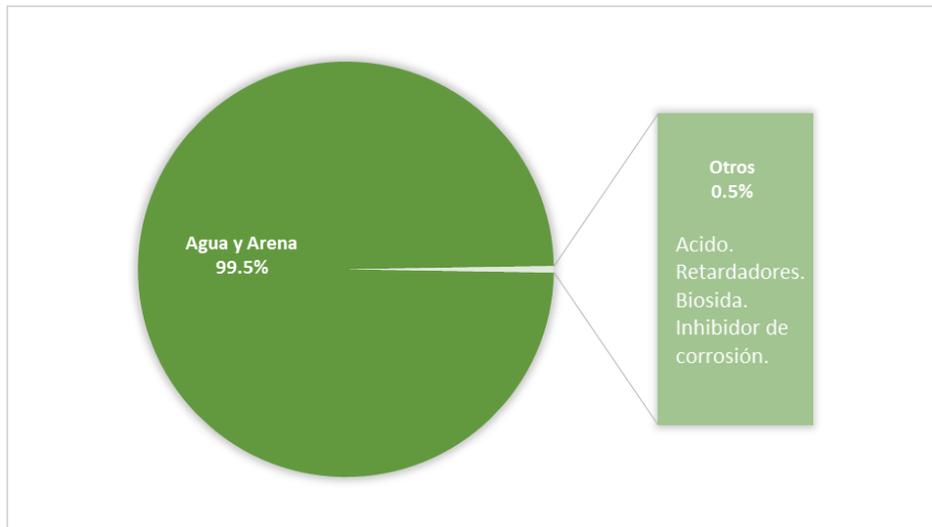


Figura IV. 8 Composición básica del fluido de fractura para fracturamiento hidráulico en pozos de *Shale Gas*.

Fuente *Chesapeake Energy Corporation, modificada.*

Los aditivos químicos usados en el proceso de fracturación en general representan menos del 1% del volumen del fluido (99% agua y arena), durante y en muchos casos del fracturamiento pueden representar incluso menos.

IV.5 Disposición y cuidado de agua asociado con el fracturamiento hidráulico.

IV.5.1 ¿Qué cantidad de agua es utilizada en el fracturamiento hidráulico?

Es muy controvertido hablar sobre la cantidad de agua necesaria para el fracturamiento hidráulico en pozos de *Shale Gas*, en cuencas de EU donde se tiene mayor experiencia se pueden encontrar pozos de hasta cinco mil pies de profundidad, la cantidad de agua a utilizar en muchos casos puede ser desde cuatro hasta cuarenta millones de litros de agua,

toda esta agua deberá ser bombeada a la formación desde superficie, en un pozo de *Shale Gas* en promedio se inyectan cerca de treinta millones de litros de agua, la capacidad de ejecución toma un papel importante ya que transportar estas cantidades de agua es un verdadero reto puesto que el transporte actual son pipas de agua y éstas tienen una capacidad de veinte a treinta mil litros, y en ocasiones el traslado a los estanques puede tardar semanas dado que éste recurso no siempre se encuentra cercano a las áreas de perforación. El agua en proyectos de *Shale Gas* representa un reto sin igual y será necesario aplicar mejores prácticas para el cuidado del agua y mejorar la cadena de suministro.

IV.5.2 Obtención del agua para el fracturamiento hidráulico.

Desarrollar proyectos de *Shale Gas* no solo es extraer el gas natural, almacenarlo o hacerlo llegar a las casa, es todo un reto tecnológico, humano y de logística en la capacidad de ejecución de cada pozo, una parte importante de la operación del fracturamiento hidráulico implica el acceso a fuentes confiables de agua, el tiempo asociado al acceso a este recurso, y los requisitos para la obtención de permisos para garantizar los suministros. En México se tiene que tener un análisis muy preciso sobre las opciones que existen para garantizar el suministro de agua para las operaciones de fracturamiento hidráulico; la necesidad del agua, el cuidado de agua y todos los permisos junto con los requisitos reglamentarios son críticos por el solo hecho de pensar que el mayor potencial de *Shale Gas* en nuestro país se encuentra en el norte (Cuenca de Burgos). La comunicación con los organismos propietarios y reguladores del agua es una necesidad para mejorar la protección de los recursos hídricos.

Se debe llevar a cabo estudios para identificar detalladamente las fuentes de agua disponibles, en una área que se podría utilizar para apoyar las operaciones de fracturamiento hidráulico. Algunas consideraciones deben incluir.

- Evaluar los recursos de agua requeridos.
- Manejo y almacenamiento del agua.
- Consideraciones de transporte.

La comunicación entre los organismos de planificación locales, estatales y federales serán de suma importancia ya que el objetivo principal es garantizar que las operaciones de *Shale Gas* y las de la comunidad local no se interrumpan.

IV.5.3 Evaluación de las necesidades para los recursos de agua.

En la evaluación de las necesidades de agua para el fracturamiento hidráulico, se debe llevar a cabo una evaluación completa de la demanda de agua, así como un calendario de necesidades de agua para el fracturamiento. Todos estos deben incluir la consideración de las necesidades de agua para operaciones de perforación junto con las necesidades de agua para la operación del fracturamiento. Se debe evaluar y determinar si las fuentes de agua son suficientes para respaldar el total de la operación, con agua de calidad y si se puede acceder a ella cuando sea necesario para el programa de desarrollo.

En concreto, las opciones de suministro de agua para el fracturamiento dependerán de la cantidad de agua que se requerirá, a corto y largo plazo. Las fuentes de agua tendrán que ser apropiadas para el ritmo previsto y el nivel de desarrollo esperado.

El agua para el fracturamiento hidráulico puede ser obtenida de:

- Agua superficial.
- Agua subterránea.
- Proveedores de agua municipal.
- Aguas residuales tratadas.
- Agua reciclada.

La elección de los suministros del agua dependerá de los requisitos de calidad y cantidad del agua, disponibilidad y regulación, así como también de las características de la formación que se fracturó. Se debe considerar también instalaciones industriales para el tratamiento de aguas residuales.

IV.5.3.1 Consideraciones de almacenaje.

Un punto muy importante es el almacenaje del agua que se utilizará en el fracturamiento, en superficie es común encontrar tanques o pozos para el almacenamiento de agua, los pozos deben cumplir con normas, reglamentos y mejores prácticas. Sin embargo, es importante tener en cuenta que las áreas de almacenamiento en donde se tengan los fluidos asociados con el fracturamiento deberán estar preparados para contener el volumen de las operaciones.



Figura IV.9 Estanque de almacenamiento de agua.

Fuente: SPE- 122931.

Para mejorar la eficiencia, algunos operadores de *Shale Gas* consideran el uso de tanques centralizados para administrar de manera óptima el flujo de agua, por lo tanto estos tanques estarán diseñados y contruidos de tal manera que proporcionen mayor seguridad ambiental. Estos operadores hacen la disposición del agua que se produce después del fracturamiento hidráulico a través de varios mecanismos como: inyección subterránea, tratamiento, descarga y reciclaje. No todos estos mecanismos de tratamiento se pueden llegar a utilizar porque dependen de factores como lo son la formación y la cantidad de agua utilizada.

Existen condiciones para llegar a establecer las áreas o zonas de almacenamiento, éstas se deberá acordar con las autoridades reguladoras por lo que se deberán llevar a cabo

revisiones de geología, hidrogeología y las distancias que existen entre las áreas de almacenamiento y las de suministro.

IV.5.3.2 Consideraciones de transporte de agua.

De acuerdo a las consideraciones de cada regulador, en general tanto el agua como los aditivos para el fracturamiento hidráulico de inicio deben ser entregados por separado. Regularmente el agua es entregada por pipas que dependiendo de las distancias pueden llegar en horas o días, también el agua se puede transportar por medio de tuberías.

Se debe tener en cuenta las limitaciones que existen para el abastecimiento, transporte, cuidado del agua; por ejemplo la distancia que existe de un punto a otro, el tratamiento y la capacidad de almacenamiento posterior al fracturamiento. Para reducir los gastos y mejorar la eficiencia, los operadores utilizan varias estrategias.

Los gastos de transporte por caminos puede ser la parte más importante del uso y cuidado del agua ya que es necesario contar con capital humano e infraestructura. Una de las opciones a considerar para el transporte por carretera es el uso de tuberías superficiales temporales o permanentes. Esta opción es una realidad hoy en día ya que los operadores recurren cada vez más a este tipo de tuberías. Sin embargo, se debe estar consciente de que el uso de tuberías para el fracturamiento en muchos casos no puede ser práctico, rentable o incluso factible.

Para que el transporte de agua en camiones sea más eficiente y rentable los operadores podrían considerar construir centrales de almacenamiento temporales, con el fin de acercar el suministro de agua y poder reducir tiempo y gastos de transporte. Esta opción no se puede realizar sola ya que los operadores consideran otorgar la oportunidad a los propietarios de los lugares cercanos para construir estanques y caminos para el suministro del agua, esta estrategia es una forma de estimular la economía de la región ya que este trabajo se puede convertir en una situación ganar-ganar tanto para el operador como para el propietario. En conclusión los propietarios deberán otorgar acceso a fuentes de agua.

Cuando se transporta el agua y los aditivos en camiones, los operadores deberán desarrollar un plan de transporte por caminos o autopistas, el cual debe incluir la cantidad estimada de

agua, las horas de operación, zonas de estacionamiento y las rutas críticas. Algunas consideraciones para el plan de transporte son las siguientes.

- Opinión pública sobre la elección de las rutas para maximizar la conducción y la seguridad pública.
- Coordinación con las agencias de emergencia locales y departamentos de caminos.
- Mejoras y mantenimientos en las carreteras.
- Evitar las horas de tránsito de autobuses y eventos comunitarios.

IV.5.4 Tratamiento.

Existen tres tipos de estrategias en las que se puede desglosar el cuidado de agua: disposición, reuso y reciclaje. El escenario de disposición del agua es trasladada de puntos de abastecimiento a las centrales de almacenamiento, este escenario depende de lugares abundantes del recurso y que estén lo más cercano posible a donde se detallara el proyecto para reducir costos en el transporte. La estrategia de reuso considera un tratamiento primario del agua para remover sólidos y contaminantes, esta estrategia es menos cara, especialmente en áreas donde los costos son altos por disposición. Las estrategias de reciclaje envuelven un tratamiento más complejo en donde se intenta mejorar la calidad del agua utilizada. El reciclaje es utilizado cuando los costos de agua potable son altos y es de buena calidad. Gran parte de los operadores optan por la estrategia de reciclaje ya que minimiza el daño ambiental de derrames.

Tratamiento de agua reutilizada
Nivel 0-ningún tratamiento.
Nivel I-separación básica de solidos suspendidos totales.
Nivel II-pocos contaminantes, solidos suspendidos removidos por filtración media.
Nivel III- alta separación de solidos suspendidos por filtración en membranas.
Nivel IV- partículas sólidas suspendidas removidas por filtración de membranas nano-filtración.

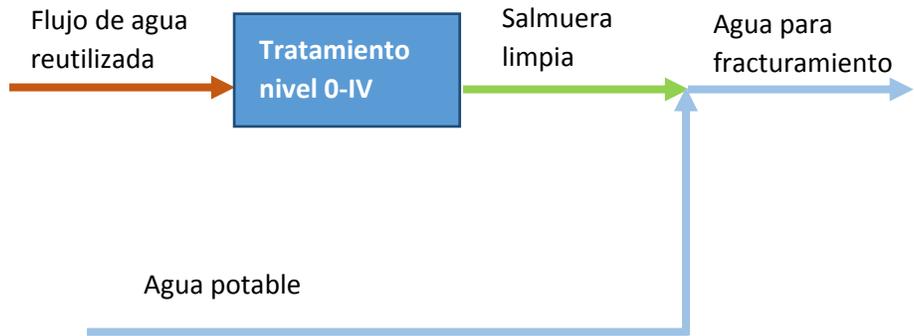


Figura IV. 10 Proceso del tratamiento de agua por reuso.
Fuente SPE-147264, modificado

Tratamiento de reciclaje
Nivel V- separación de solidos por destilación.
Nivel VI-separación de solidos suspendidos por cristalización.

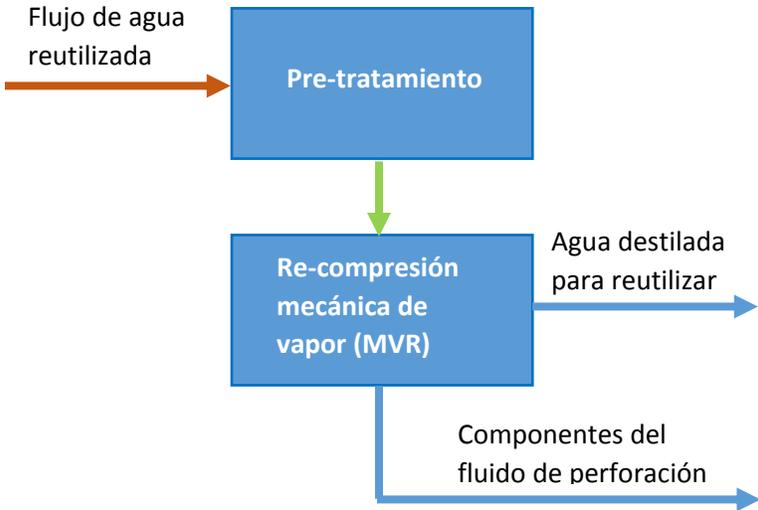


Figura IV. 11 Proceso del tratamiento de agua por reciclaje.
Fuente SPE-147264, modificado

IV.5.5 Beneficio del uso y cuidado del agua.

Hay una serie de beneficios derivados del uso y cuidado del agua, dentro de las más importantes es que el operador tenga la capacidad de saber exactamente que el agua es un

recurso para todos y para cada uno. El conocimiento de los derechos del agua es fundamental para que el operador pueda mantener la licencia legal para operar, también puede demostrar cómo se está cuidando y utilizando responsablemente el agua, lo que le genera una gran ventaja ya que el operador, podrá demostrar a los reguladores que lleva un buen cuidado y uso responsable del agua, y también puede tener una ligera ventaja ante sus competidores.

Además de todo esto, el uso adecuado del agua se debe respaldar en:

- Reducir el consumo de agua para reducir costos.
- Reducir los impactos sociales por el número de pipas, menores carreteras y reducción de tráfico.
- Mayor capacidad para responder en casos de derrames y fugas.
- Realizar campañas de perforación y terminación eficientes para reducir costos.

IV.6 Compañías líderes de la industria de Shale Gas.

Para realizar proyectos de *Shale Gas* se necesita conocimiento, experiencia y tecnología, desafortunadamente en México estas características son escasas, sin embargo, esto no quiere decir que no pueda llegar a desarrollar sus propios recursos para entrar a competir en la industria.

En Estados Unidos, las pequeñas operadoras son las principales líderes en la industria de *Shale Gas*, cuentan con una gran experiencia y conocimiento sobre los recursos, han llegado a incrementar la producción hasta en un 128% en las formaciones de *Shale Gas*.

La competencia juega un papel importante en el desarrollo de los recursos no convencionales, a continuación se mencionan veinte compañías líderes en la industria de Shale Gas de acuerdo a “*The 20 Leading Companies in Shale Gas 2013: Competitive Landscape Analysis.*”⁹ por Visiongane.

⁹ The 20 Leading Companies in Shale Gas 2013: Competitive Landscape Analysis, Visiongane, London, UK, 2013.

- | | |
|-------------------------|----------------------------------|
| 1.- ExxonMobil | 11.- Talisman Energy |
| 2.- Chesapeake Energy | 12.- EQT Corporation |
| 3.- Anadarko | 13.- Range Resources |
| 4.- Statoil | 14.- CONSOL Energy |
| 5.- Encana | 15.- Pioneer Natural Resources |
| 6.- Devon Energy | 16.- Cabot Oil & Gas |
| 7.- Southwestern Energy | 17.- SM Energy |
| 8.- BHP Billiton | 18.- Total S.A. |
| 9.- Royal Dutch Shell | 19.- EOG Resources |
| 10.- Antero Resources | 20.- Reliance Industries Limited |

IV.7 Principales aspectos ambientales y sociales a vigilar en proyectos de Shale Gas.

IV.7.1 Aspectos sociales.

La eficiencia es muy importante en el desarrollo de proyectos de *Shale Gas* lo que significa aumento en la seguridad de los proyectos. Son muchos los problemas sociales que pueden derivarse del *Shale Gas*, uno de los problemas puede ser el tráfico que se puede ocasionar por el transporte de agua, ya que se necesitaran cientos de pipas para suministrar el agua. El movimiento de camiones para la construcción es otro factor para el tráfico, aunque estos movimientos son de forma temporal afectarían negativamente a las carreteras locales y nacionales. Durante la fase de desarrollo se puede llegar a estimar alrededor de 200 camiones por día, por lo que en lugares o poblaciones altamente pobladas podría generar impactos altamente negativos para el desarrollo del proyecto.

Otro problema social del que se habla mucho en redes sociales es la sismicidad, ya que se cree que por la técnica de fracturamiento hidráulico se pueden llegar a inducir sismos de baja magnitud, es muy poco probable que la técnica pueda generar sismos detectables para las personas. Una propuesta de solución sería el monitoreo de los sismos en las zonas, para

demostrar a la población que no existe ningún riesgo relacionado con el fracturamiento hidráulico.

El ruido es otro de los principales problemas sociales que afectan a los pobladores donde se desarrollan proyectos de *Shale Gas*, el ruido generado de la perforación, de la maquinaria y de vehículos en movimiento representan un posible impacto potencial sobre los residentes. Grupos ambientalistas aseguran que los pobladores que habitan a las cercanías de los campos de *Shale Gas* viven con estrés derivado principalmente del ruido que se llega a generar, medidas de reducción del ruido reducirán en impacto en la mayoría de los casos.

IV.7.2 Aspectos ambientales.

La explotación de *Shale Gas* en Estados Unidos con la técnica de fracturamiento hidráulico ha generado una gran preocupación por los grandes volúmenes de agua que se llegan a ocupar, muchos grupos y personas preocupadas por el ambiente se muestran inquietos por los daños que se pueden generar al medio ambiente y también a los seres humanos, los aditivos químicos son su mayor preocupación.

Hay una profunda intranquilidad relacionada a la contaminación generada en el subsuelo ocasionada por la perforación y los químicos usados en los fluidos, sin embargo, de acuerdo a diversos informes de agencias del medio ambiente aún no han dado resultados claros sobre los posibles impactos en el subsuelo que se pueden generar derivados de proyectos de *Shale Gas* ya que el tiempo que llevan estudiándolos es muy poco para sacar conclusiones, incluso algunas agencias y consultoras se han tenido que tomar más tiempo para arrojar resultados confiables. Diversos institutos han realizado estudios en *Marcellus* sobre los posibles impactos que pueden existir al desarrollar *Shale Gas*, en este caso indican que los impactos de un pozo durante su vida útil, necesitan mayores estudios para determinar resultados y que aún no hay suficiente información sobre el efecto en el desarrollo de la perforación y sus daños al medio ambiente.

En el 2011 la Universidad de Duke realizó un estudio sobre las atribuciones de incidentes en pozos de agua a la producción de *Shale Gas* (contaminación de acuíferos), el estudio fue realizado en 60 pozos de agua de un grupo aproximado de 20,000 pozos de agua no

regulados, perforados en Nueva York y Pensilvania, el cual reivindica un vínculo entre el metano en la operación de pozos de agua y la producción de Shale Gas. El metano fue encontrado en el 85% de la muestra de los pozos, sin embargo, también se encontró metano en pozos que no fueron parte de la muestra. En conclusión los comentarios de los autores del trabajo a los medio de comunicación están en desacuerdo con algunos de los resultados reales con el estudio, ya que:

- Uno de los problemas del estudio es que no se estableció la información del metano contenido en el área de estudio.
- El estudio no implica a los químicos del fracturamiento como causas de contaminación.
- El metano fue encontrado en 51 de los 60 pozos analizados independientemente de las operaciones de la industria de gas que se encuentra en la zona, el autor no ofrece ninguna explicación a este hecho.

Otros posibles impactos están relacionados con el tratamiento y almacenamiento de agua, para este caso la mayor preocupación que existe es que los tanques donde se almacenan los residuos no deben estar expuestos al aire libre ya que si no existe el cuidado pertinente pueden ocurrir accidentes tales como infiltrarse el agua en el subsuelo o alcanzar ríos.

Las emisiones atmosféricas de gas es uno de los mayores debates que existen en el desarrollo de estos proyectos, los ambientalistas no creen en los beneficios generados del gas natural, lo consideran un gran contaminante creador de gases efecto invernadero, creen que al desarrollar el *Shale Gas* aumentará de manera exponencial la contaminación, sin embargo, los contaminantes del desarrollo del gas natural aun siendo de manera convencional han existido desde muchos años atrás, por ser una necesidad energética.

El principal objetivo medioambiental es minimizar los impactos existentes en el desarrollo de *Shale Gas*, mientras que para los operadores el objetivo es tener cuidado con los acuíferos y con la calidad del aire ya que son factores para un buen desarrollo del proyecto, la responsabilidad es de todos ya que operadores como agencias gubernamentales o particulares deberán estar en constante comunicación. Revisar las vías de acceso y determinar el área donde se deberá llevar a cabo la perforación es de mucho cuidado ya que

se deberán realizar estudios de impacto ambiental en donde no se amenace a ninguna especie en peligro de extinción, una obligación existente en todo proyecto.

En México se deberán fortalecer los esfuerzos para el cuidado del medio ambiente, a finales de 2013 surgió una oposición al desarrollo de *Shale Gas* en particular a la técnica del fracturamiento hidráulico “la Alianza Mexicana contra el Fracking” es una organización ambientalista que está consiguiendo apoyo para que se prohíba el fracturamiento hidráulico en México, sus argumentos se basan en que México es un país con leyes frágiles en temas ambientales y que el fracturamiento hidráulico afecta al derecho humano al agua y a un medio ambiente sano. Esta organización es dirigida por europeos que se encuentran preocupados porque no se le pide opinión o una consulta a la sociedad sobre el desarrollo del *Shale Gas* y piden que se explique a detalle el proceso del fracturamiento hidráulico y las consecuencias que puede ocasionar a la salud de la sociedad debido a los componentes químicos que se utilizan, esta organización exige dos cosas fundamentales.

1. Protección a los derechos humanos.
2. Prohibir el fracturamiento hidráulico, ya que México debe ser un país libre del fracking.



Figura IV.12 Emblema de la alianza mexicana contra el fracking.

La organización está buscando apoyo e intentar convencer a la sociedad de las desventajas de la técnica de fracturamiento.

Esta organización en México busca un plan de desarrollo para ganaderos en lugares donde se vaya aplicar el fracturamiento, ya que buscan demostrar el daño al medio ambiente con regalías una vez que se termine el desarrollo del proyecto. Será muy interesante conocer y compartir puntos de vista con

esta organización y el trabajo principal será convencerlos de los beneficios que existen al desarrollar el *Shale Gas*.

Muchos han sido los impactos que ha tenido el desarrollo de proyectos de *Shale Gas* por lo que muchos institutos y universidades se han dado a la tarea de realizar investigaciones que

reflejen los efectos de dichos proyectos, tal es el caso del Massachusetts Institute of Technology (MIT) que en el 2010 realizó un estudio enfocado a la seguridad y cuidado del medio ambiente implicado en el fracturamiento hidráulico, ejecutado correctamente a diferencia de otros, con la supervisión y la perspectiva de la comisión asesora, integrada por las academias de energías alternativas, medio ambiente y financiera. El estudio se centró en la estabilidad del suministro del gas, las necesidades de regulación, el costo de la energía, entre otros impactos. Este fue el tercer estudio sobre energía que realizó el MIT. El MIT encontró dos puntos importantes en este estudio, éstos son:

- En un mundo dominado por el carbón debería de existir igualdad de condiciones entre los energéticos en cuanto al precio, los subsidios y las políticas de tratamiento preferencial se refiere.
- En una muestra de veinte mil pozos de Shale perforados en los últimos diez años, se ha encontrado que en materia ambiental el desarrollo de *Shale Gas* ha sido buena.

Los hallazgos del MIT fueron positivos, y señala la necesidad de realizar acciones ambientales seguras al mismo ritmo que el desarrollo de *Shale Gas*, por ejemplo acciones de la industria para un transporte adecuado en el momento de desarrollar este tipo de proyectos.

IV.8 Soluciones futuras.

Es importante recalcar que no existen dos yacimientos que almacenen *Shale Gas* que sean iguales, ni si quiera en la misma cuenca, es un error común que se aplique una misma tecnología sin estudiar antes las propiedades del yacimiento. El fracaso de desarrollar proyectos de *Shale Gas* se basa en la mala caracterización tanto estática como dinámica y que se subestima el potencial que puede llegar a existir en el *Shale Gas*. Se necesita intensificar más la creación de grupos multidisciplinarios en todas las áreas ya que las condiciones críticas para desarrollarse representan grandes retos, adquirir experiencia y conocimiento en los temas de *Shale Gas* será de gran importancia para reducir el margen de error en la producción y generar un panorama general para llegar a la comprensión integral de los proyectos.

Gran parte del éxito futuro en el desarrollo de *Shale Gas* comprenderá:

- Administración de yacimientos.
- Intensificar conocimiento de los yacimientos de *Shale Gas* con caracterización estática y dinámica.
- Generar nueva tecnología accesible.
- Reducir costos de producción.
- Aplicar mejores prácticas para el uso y cuidado de agua.
- Soluciones a probables impactos ambientales derivados del *Shale Gas*.

IV. 9 Elementos a vigilar en proyectos de *Shale Gas*.

En la Figura IV.13 se presenta un mapa con los principales elementos que se deben de vigilar y tomar en cuenta durante el desarrollo de proyectos de *Shale Gas*.

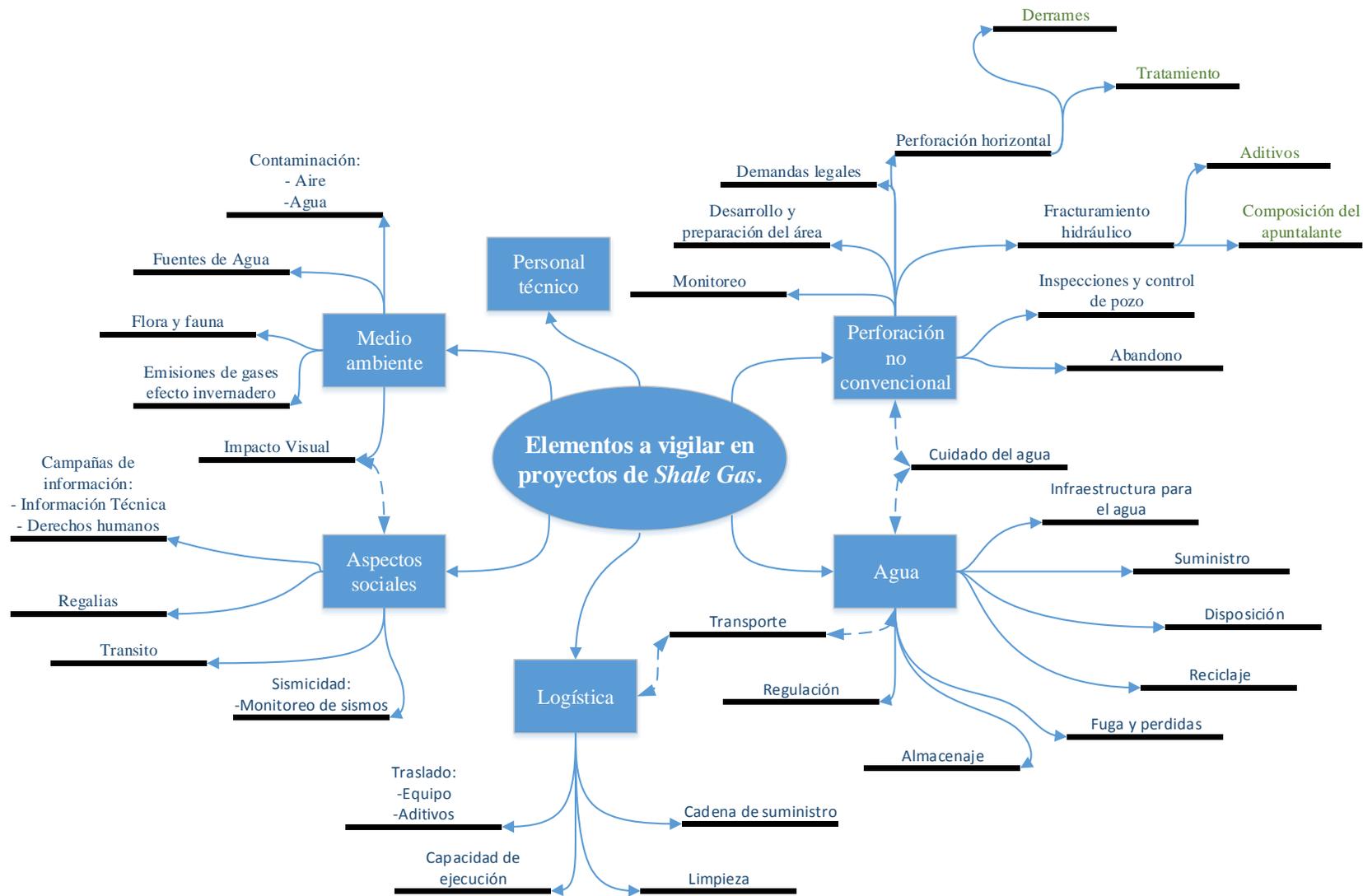


Figura IV. 13 Elementos a vigilar en proyectos de Shale Gas.

Fuente Elaboración propia.

IV.10 Bibliografía del capítulo.

About shale gas and hydraulic fracturing (fracking), Department of Energy & Climate Change, Reino Unido, 2013.

Horner Patrick, P. Eng; Shale Gas Water Treatment Value Chain – A Review of Technologies including Case Studies, SPE-147264, Colorado, USA, 2011.

King George; Hydraulic Fracturing: What Every Representative, Enviroments, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells, SPE-152596, Texas, USA, 2012.

Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos, PEMEX exploración & producción, 2008

J. Daniel Arthur, Brian Bohm, Davd Cornue; Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development, SPE-122931, Louisiana, USA, 2009.

Olsen, D.K, M. Weitner, D.C. Olson, J.O. Perino; Smart Water Managment as part Supply Chain Logistic for Source Rock Development, SPE-167454, Dubai, UAE, 2013.

Quanxin Gou, Lujun JI, Vusal Rajavov; Shale Gas Drilling Experience and Lessons Learned from Eagle Ford, SPE-155542, Pennsylvania, USA,2012.

Shale Developments, Halliburton, USA, 2010.

The 20 Leading Companies in Shale Gas 2013: Competitive Landscape Analysis, Visiongane, London, UK, 2013.

Water Managment Associated with Hydraulic Fracturing, American Petroluem Insititue, First Edition, June, 2010.

William Gray, Troy A. Hoefler, Andrea Chiappe, Victor H. Koosh; A Probabilistic Approach to Shale Gas Economics, SPE-108053, Dallas, Texas, 2007.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones.

- ❖ La industria petrolera en México enfrenta un momento de grandes retos y grandes oportunidades en cuanto al desarrollo de proyectos de *Shale Gas* se refiere, ya que ocupa el sexto lugar a nivel mundial en recursos prospectivos de gas.
- ❖ Desarrollar proyectos de *Shale Gas* beneficia tanto a la sociedad como a los gobiernos, de la misma forma ayudan a garantizar la seguridad energética de los países.
- ❖ Se necesitará un plan nacional de estrategia para coordinar, transportar y almacenar el gas natural proveniente de *Shale Gas*, ya que se debe garantizar que el gas natural llegue de costa a costa y de extremo a extremo de México.
- ❖ La tecnología juega un papel importante en el desarrollo de *Shale Gas*, se debe mejorar y aplicar nuevas técnicas y tecnologías.
- ❖ Cada país, lugar o región del mundo tienen necesidades diferentes, por lo que las regulaciones en cada país con potencial de *Shale Gas* difieren, pero tienen cosas similares, en consecuencia la regulación en México no solo se deberá apegar a leyes y reglamentos nacionales sino también a normas internacionales, para un mejor monitoreo de *Shale Gas*.
- ❖ El uso y cuidado del agua es fundamental, a pesar de que México es un país con grandes recursos de agua no se puede poner en riesgo el suministro doméstico por estos proyectos, sin embargo, debe existir comunicación entre los operadores y las autoridades federales y estatales para hacer uso responsable del agua.
- ❖ Desarrollar *Shale Gas* está en función de la oferta y la demanda, sin embargo, se debe apostar a estos proyectos para garantizar la seguridad energética.
- ❖ La población que actualmente está interesada en el tema de *Shale Gas*, desafortunadamente no cuenta con suficiente información, que les permita tener un panorama general acerca de todo lo que involucra la explotación del recurso en cuestión.
- ❖ En México existe una gran área de oportunidad para aprovechar los recursos de *Shale Gas*, sin embargo, la cantidad de personal especializado para trabajar este

recurso no es suficiente para satisfacer la demanda de proyectos a desarrollar en la industria de *Shale Gas*.

Recomendaciones.

Realizar campañas de divulgación en donde se pueda compartir y adquirir información referente a los proyectos de *Shale Gas*, enfocadas a la sociedad de nuestro país no solo porque deben estar informados de los beneficios del desarrollo del *Shale Gas* sino también porque se debe aclarar sus dudas referentes a los aspectos técnicos y ambientales que rodean estos proyectos.

Elaborar un plan para la distribución de agua, porque si bien es cierto que el transporte del agua por medio de pipas da muy buenos resultados, en el caso de México puede que no tenga el mismo resultado que en otros países, ya que no se puede comparar al país con otras regiones del mundo en términos ni de infraestructura ni de caminos para los suministros de agua, por lo que se deberá comprobar con estudios cual es la mejor opción para México, si debe optar por el transporte en pipas o por tuberías e infraestructura desmontable que acerque el agua lo más posible a los equipos de perforación.

México puede generar su propia tecnología y conocimiento, sí, pero eso lleva tiempo, lo que se recomienda es crear programas que le permitan a México interactuar con compañías que sean líderes en el área de *Shale Gas*, para así poder aumentar el conocimiento actual, desarrollar sus propios proyectos y obtener sus propios resultados. La interacción, comunicación y negociación jugarán un papel importante en el desarrollo y futuro de este recurso en México, pero es fundamental llegar a acuerdos que permitan aprovechar y convertir con el tiempo a México en un líder, para que sea uno de los principales competidores en la industria de *Shale Gas*. México puede considerar a las compañías líderes en la industria de *Shale Gas* como posibles alianzas futuras.

Desarrollar proyectos de *Shale Gas*, basados en una regulación que vaya de la mano con un programa muy similar al norte americano y que estimule al mercado de gas natural de nuestro país, para no seguir importando gas natural de otras regiones del mundo.

Las universidades deben incluir y/o modificar en los planes de estudio de ciencias de la tierra, asignaturas enfocadas en el área de yacimientos no convencionales, en particular en Shale Gas, con el fin de aportar a la industria egresados orientados al área para satisfacer la demanda, y al mismo tiempo que aporten soluciones a los retos tecnológicos que enfrentará la industria de *Shale Gas* en México.

ÍNDICE DE FIGURAS**CAPÍTULO I. IMPORTANCIA DE LOS PROYECTOS DE SHALE GAS**

Figura I.1 Escenarios de la producción de gas seco 2011-2040	6
Figura I.2 Producción, importaciones y consumo total de gas en Estados Unidos	7
Figura I.3 Aspectos importantes de Shale Gas en el mercado nacional	10
Figura I.4 Demanda nacional de gas 2002-2007	11

CAPÍTULO II. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Figura II.1 Geología esquemática de recursos de Shale Gas	16
Figura II.2 Triángulo de los recursos propuestos por Holdtich, para la exploración de los yacimientos tipo Shale	17
Figura II.3 Gráfica del incremento de gas absorbido junto con el TOC	20
Figura II.4 Shale Gas	22
Figura II.5 Nombre que toma la partícula dependiendo del tamaño y grado de consolidación	24
Figura II.6 Principales cuencas de Shale Gas en el mundo	29
Figura II.7 Distribución de Shale Gas en Europa	32
Figura II.8 Distribución de Shale Gas en Norte América	33
Figura II.9 Distribución de Shale Gas en sur-américa	34
Figura II.10 Potencial de Shale Gas en el norte de África	35
Figura II.11 Potencial de Shale Gas en Australia	36
Figura II.12 Principales cuencas de Shale Gas en China	37
Figura II.13 Cuenca de Sichuan, China	38
Figura II.14 Provincias con recursos no convencionales	39
Figura II.15 Cuenca de Burgos	41
Figura II.16 Cuenca de Sabinas	42
Figura II.17 Recursos de Shale Gas, Cuenca de Tampico-Misantla	43
Figura II.18 Sección estructural de la cuenca Tampico	44
Figura II.19 Áreas prospectivas de Shale Gas en la plataforma de Tuxpan	44
Figura II.20 Área prospectiva de la cuenca de Veracruz	45

CAPÍTULO III. REGULACIÓN EN PROYECTOS DE SHALE GAS

Figura III.1 Extensión de Barnett Shale, Texas	54
--	----

Figura III.2 Localización de los muestreos en Wise, Texas	57
Figura III.3 Madurez en la región de Alberta, Canadá	60
Figura III.4 Licencias de exportación para gas convencional y no convencional en Polonia	64
CAPÍTULO IV. ASPECTOS A CUIDAR EN PROYECTOS DE SHALE GAS	
Figura IV.1 Esquema simplificado del flujo de agua para fracturamiento hidráulico y Shale Gas	73
Figura IV.2 Perforación horizontal	75
Figura IV.3 En 1947, Standolind Oil realizó el primer fracturamiento hidráulico experimental en el campo Hugoton en Kansas	77
Figura IV.4 Equipo de Halliburton para fracturamiento hidráulico	78
Figura IV.5 Esquema de multi fracturas	79
Figura IV.6 Esquema de fracturamiento en la formación.....	80
Figura IV.7 Ejemplo de supuesta contaminación del agua por metano.....	82
Figura IV.8 Composición básica del fluido de fractura para fracturamiento hidráulico en pozos de Shale Gas	83
Figura IV.9 Estanque de almacenamiento de agua.....	86
Figura IV.10 Proceso de tratamiento de agua por reuso.....	88
Figura IV.11 Proceso de tratamiento de agua por reciclaje	89
Figura IV.12 Emblema de la alianza mexicana contra el Fracking	94
Figura IV.13 Elementos a vigilar en proyectos de Shale Gas.....	97

ÍNDICE DE TABLAS**CAPÍTULO I. IMPORTANCIA DE LOS PROYECTOS DE SHALE GAS**

Tabla I.1 Empleos estimados por la contribución económica de Shale Gas en EUA 9

Tabla I.2 Contaminantes del aire emitidos por petróleo, gas y carbón..... 12

CAPÍTULO II. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Tabla II.1 Yacimientos de aceite y gas no convencionales 17

Tabla II.2 Comparación entre yacimientos convencionales y no convencionales de acuerdo a propiedades petrofísicas 19

Tabla II.3 Contenido orgánico total, de acuerdo a su porcentaje se le atribuye una clasificación 26

Tabla II.4 Comportamiento en la declinación de la producción de Shale Gas 28

Tabla II.5 Reservas estimadas de Shale Gas por regiones..... 29

Tabla II.6 Top 10 de los países con mayor recursos de Shale Gas 30

CAPÍTULO III. REGULACIÓN EN PROYECTOS DE SHALE GAS

Tabla III.1 Información de la calidad del agua en el condado de Wise..... 55

Tabla III.2 Cuadro comparativo de los ejemplos de regulación internacional 68

CAPÍTULO IV. ASPECTOS A CUIDAR EN PROYECTOS DE SHALE GAS

Tabla IV.1 Ventajas y desventajas de la perforación horizontal 75