



UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO
CAMPUS GUANAJUATO
DIVISIÓN DE INGENIERÍAS
DEPARTAMENTO DE MINAS, METALURGIA Y GEOLOGÍA

**FRACKING, ENFOQUE GEOLÓGICO. CARACTERÍSTICAS
ESTRUCTURALES DE LAS CUENCAS EN MÉXICO.**

TESIS

Para obtener el grado de:

Ingeniero Geólogo

PRESENTA

Judith Ojeda Gutiérrez

Guanajuato, Gto; diciembre 2015

Donado 2014

C6U0057530/16

Guanajuato, Gto., noviembre de 2015

Asunto: **Aprobación de Trabajo de Titulación.**

**DR. LUIS ENRIQUE MENDOZA PUGA
DIRECTOR DE DIVISION DE INGENIERIAS
CAMPUS GUANAJUATO
P R E S E N T E.**

Los que suscriben, revisores *del trabajo*, que como requisito para obtención de Título Profesional, fue presentado a revisión por:

C. Judith Ojeda Gutiérrez

Pasantes del Programa Educativo de Ingeniero Geólogo de la División de Ingenierías del Departamento de Ingeniería en Minas, Metalurgia y Geología de la Universidad de Guanajuato, en la modalidad de *Trabajo de Tesis*, con el Título:

"Fracking, Enfoque Geológico, Características Estructurales de las Cuencas en México"

Una vez leído, analizado y revisado el trabajo, ha sido aprobado para que continúen con los trámites requeridos para solicitar fecha y sustenten examen.

Sin más por el momento reciba un cordial saludo.

**Atentamente
"La Verdad Os Hará Libres"**

Dr. Raúl Miranda Avilés
Director del Trabajo

Dr. Juventino Martínez Reyes
Sinodal del Trabajo

Dra. María Jesús Puy y Alquiza
Sinodal del Trabajo

C.c.p.- Archivo.

DIVISIÓN DE INGENIERÍAS CAMPUS GUANAJUATO
Ex-Hacienda San Matías s/n, 36000, Guanajuato, Gto., Tels. (473) 732 22 91, Fax (473) 732 38 64

G408

T
2014
OJE
E.I

¡Demuéstralo!

Hombre, tú que te crees con el derecho de explotar recursos:
pregúntate primero acerca de las consecuencias de tus actos,
piensa en el futuro y en el costo que tendrás que pagar.

Si realmente piensas que tienes la capacidad para hacerlo...
adelante, pero recuerda que siempre serás juzgado por tus decisiones
¡valora lo que tienes y protege lo que quieres!

Busca que se te recuerde por como ayudaste a preservar,
y no por como perjudicaste irreversiblemente tu entorno,
¡observa la vida, piensa en la muerte y decide!

Demuestra que con tus conocimientos mejorarás la situación,
ya se han cometido demasiados errores,
así que no caigas en la avaricia ni en el egoísmo.

¡Prepárate, investiga, innova!
da a conocer los avances de la Ingeniería,
y muéstrale al mundo que lo puedes ayudar.

Si solamente te preocupa tu bienestar...
no te molestes en hacerle perder el tiempo a los demás,
porque siempre habrá otros que sí tengan la capacidad de hacerlo.

Si quieres entender al planeta, ¡obsérvalo!
la Geología te dará las respuestas que estás buscando
y también hará que te surjan nuevas dudas.

Analiza todos los factores, pues hasta el más pequeño cambia todo,
sólo así podrás tomar la mejor decisión.
Todo se puede mejorar sólo piensa en cómo lograrlo.

Judith Ojeda Gutiérrez

Dedicatoria

Este trabajo es una recopilación bibliográfica, pero para haber llegado hasta este punto de mis estudios ha sido invaluable el apoyo de muchas personas, mencionaré a algunas de ellas, aunque realmente dedico esto a toda la gente que he tenido oportunidad de conocer en mi vida. Puesto que sus acciones me han hecho la persona que soy actualmente.

A mi familia, la cual me ha inculcado valores morales. Entre ellos, a mis padres que me dieron el maravilloso regalo de la vida: Mónica Gutiérrez Ortiz y Juan Ojeda Ibarra que han sido las personas con las que he contado siempre; además de mi hermana, Iliana Ojeda Gutiérrez, la cual ha sido testigo de momentos difíciles que he pasado y me ha ayudado.

A mis amigos, que gracias a Dios he tenido la oportunidad de conocer, los cuales a pesar de la distancia que en muchas ocasiones nos ha separado, siempre me han apoyado, se los pida o no. No me atrevo a nombrarlos porque sé que tendría que omitir a algunos, y no quiero cometer ese grave error.

A mis maestros, no solamente los del Departamento de Minas, Metalurgia y Geología, sino todos aquellos que me han formado, porque con su ejemplo he aprendido a hacer las cosas correctamente y a amar lo que realizo. Quiero que sepan que su esfuerzo y tiempo ha sido una motivación para cumplir mis metas y ampliar mis horizontes.

A mis compañeros, con los cuales he estado la mayor parte del tiempo. Ya que he aprendido mucho de ellos, y mi vida estaría incompleta de no ser por todos esos momentos que hemos pasado: que nos han cambiado como personas, que nos han enseñado a luchar por nuestras metas, a disfrutar el presente y a luchar por el futuro.

A todos los trabajadores e ingenieros, que me han enseñado tanto en mis prácticas profesionales; puesto que con sus conocimientos y experiencia he sabido lo que realmente es la Geología y la minería subterránea. Puesto que estuvieron al pendiente de mi desarrollo profesional y me orientaron para hacer las cosas correctamente; y que por si fuera poco, protegieron mi vida y me dieron a conocer las acciones que debo realizar.

Agradecimientos

A la Universidad de Guanajuato por darme la oportunidad de participar en el proyecto: La fracturación hidráulica (fracking) y su posible uso para la explotación del Shale gas en México, un análisis multidisciplinar. Con clave: 621/2015; a cargo del Dr. Lari Arthur Vianto. Mediante el cual se financió esta investigación.

Al Dr. Raúl Miranda Avilés, Director de esta tesis, el cual me ha orientado y guiado pacientemente con todas las dudas que he tenido a lo largo de esta recopilación.

A la Dra. María Jesús Puy y Alquiza, porque con su asesoría he aprendido más de lo que alguna vez me hubiera imaginado; y por su orientación, con la cual le pude dar mejor presentación al trabajo.

Al Dr. Juventino Martínez Reyes, puesto que gracias a sus consejos, me ha dado a conocer aspectos en los que podía mejorar. Además, con su experiencia he adquirido demasiados conocimientos de gran utilidad.

Y finalmente, al personal administrativo que me ha guiado para poder realizar todos los trámites necesarios del proyecto y para presentar la tesis.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. ÁREA A INVESTIGAR.....	8
3. ANTECEDENTES.....	9
4. JUSTIFICACIÓN.....	10
5. OBJETIVO GENERAL.....	11
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
6. METODOLOGÍA.....	12
CAPÍTULO I: CONCEPTOS GEOLÓGICOS Y ESTRUCTURALES.....	13
I.I ASPECTOS GENERALES DE LAS LUTITAS.....	14
I.I.I. Propiedades de las lutitas.....	15
Tabla 1: Promedios de propiedades de las lutitas (Fox et al., 2013) ...	15
I.II. Gas Natural.....	16
I.III. REOLOGÍA.....	17
I.III.I Esfuerzo.....	17
Figura 1: Principales tipos de pruebas mecánicas de rocas y valores relativos de los esfuerzos aplicados. Fuente: Zoback, 2010.....	19
I.IV. MECANISMOS FUENTES (SOURCE MECHANISMS).....	20
Figura 2: Mecanismos fuente de deformación isotrópica, double-couple y CLVD. (Modificado de Julian, Miller y Foulger, 1998).....	21
Figura 3: Diagrama esquemático de mecanismo focal para diferentes tipos de fallas. (http://serc.carleton.edu/files/NAGTWorkshops/structure04/Focal_mechanism_primer.pdf).....	22
I.V. MODOS DE FRACTURA.....	22
Figura 4: Modos de desplazamiento de fracturas. Fuente www.makel.org	23
I.VI. REGÍMENES DE FALLAMIENTO.....	24
Figura 5: Tres regímenes de fallamiento y sus magnitudes relativas de esfuerzos. Fuente: MicroSeismic.....	24
I.VII. FRACTURAS.....	24
I.VII.I. Propagación e interacción de fracturas.....	25

Figura 6: Diagrama esquemático de los posibles escenarios de interacciones HF-NF. Fuente: Chuprakov et al., 2013.	27
Figura 7: Mecanismos potenciales para propagación mixta de fracturas. (top- http://www.kokch.kst.ru/me/t2/SIA_2_Fracture_Mechanics.pdf ; bottom- http://emg.geoscienceworld.org/content/13/1-4/129/F9.expansion.html)	27
I.VII.II. Complejidad del fracturamiento	28
Figura 8: Patrones de estimulación microsísmica en pozo de Horn River, producidos por modelación de fracturas hidráulicas en Fracman®. A) Patrón de fracturamiento hidráulico complejo resultado de un pozo conectado a un sistema natural (intensidad alta, fracturas largas). B) Patrón de fracturamiento hidráulico lineal, resultado de un sistema natural de baja conectividad (baja intensidad, fracturas cortas). Las magnitudes y direcciones de los esfuerzos, y las presiones de poros son las mismas en ambos casos. Fuente: Dunphy & Campagna, 2011.....	28
I.VIII. LAS FALLAS.....	29
I.VIII.I. Componentes de las zonas de falla.....	29
Figura 9: Modelo conceptual de zona de falla, protolito removido (después de Chester y Logan, 1986; Smith et al., 1990). La elipse representa la magnitud y orientación del tensor de permeabilidad (k), del bulto bi-dimensional, que debe estar asociado con cada componente arquitectural de la zona de falla.	30
.....	30
I.VIII.II. FLUJO RELACIONADO CON LAS FALLAS	30
Tabla 2: Estilos arquitectónicos de la zona de falla y estructuras permeables (Caine et al., 1996).....	30
I.VIII.III. Factores que controlan la hidrogeología en una zona de falla	31
I.X. PRESIONES DE FORMACIÓN	32
I.X.I. Presión hidrostática	33
I.X.II. Presión de poros	33
I.X.III. Presión de sobrecarga	34
I.X.IV. Gradiente de fractura	34
Figura 10: Gradiente de Fractura. Fuente: PEMEX, Exploración y producción.	34
I.X.V. Causas de las presiones anormales	35

I.X.VI. Predicción de las presiones anormales.....	35
I.X. DEFORMACIÓN	36
I.X.I. Mecanismos de deformación.....	36
I.X.II Deformación plástica de materiales particulados	37
I.XI. ANISOTROPÍA	37
I.XII. SISMOS Y SISMICIDAD.....	37
I.XII.I. Generación de eventos microsísmicos detectables.....	38
CAPÍTULO II: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	39
Figura 11: Ejemplo de fracturamiento hidráulico para explotación en lutitas, Febrero 2012. Fuente: American Petroleum Institute.....	40
II.I. MÉTODOS DE EXPLORACIÓN	40
II.II. ESTADOS DE LA FASE DE DESARROLLO	41
II.II.I Preparación y construcción de la planilla del pozo	41
II.II.II. Perforación y construcción del pozo	41
II.II.III. Fracturamiento hidráulico	43
Figura 12: Ilustración de varias geometrías posibles (simplificadas) de fracturas hidráulicas y su dependencia en la orientación del hoyo con respecto a los esfuerzos principales. Fuente: Barree & Associates.	45
II.III. DATOS A EXAMINAR	46
II.IV. CONSTIYUYENTES COMUNES EN EL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO.....	46
Tabla 3: Ingredientes comunes encontrados en el fluido de fracturamiento. Fuente: Department of Energy and Groundwater Protection Council.....	47
II.V. ESTIMACIÓN DE RECURSO DE SHALE OIL Y GAS.....	48
II.V.I. Recursos in-situ.....	48
II.V.II. Recursos técnicamente recuperables	48
II.V.III. Reservas probadas	49
II.V.IV. Producción histórica en Estados Unidos.....	49
Figura 13: Formaciones de lutitas con gas en E.U.A. Fuente: Energy Information Administration, basado en datos de varios estudios publicados.....	50
CAPÍTULO III: IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL	51

III.I. IMPACTO EN EL USO DE TIERRA.....	51
III.I.I. Erosión y control del sedimento.....	51
III.II. CONSUMO DE AGUA DULCE	52
III.III. CALIDAD DEL AGUA.....	52
III.III.I. Migración subterránea	53
III.III.II. Propagación de fracturas.....	54
Tabla 4: Formación de lutitas y profundidad del agua tratable (Distancia en metros). Fuente: GAO análisis y datos presentados en un reporte preparado por petición de la DOE (Department of Energy).	55
III.III.III. Actividad sísmica	55
III.IV. CALIDAD DEL AIRE	57
CAPÍTULO IV: CUENCAS CON POSIBLE POTENCIAL EN MÉXICO.....	59
Figura 14: Cuencas, tierra adentro, de lutitas bituminosas y con gas, al este de México. Cuencas del Golfo de México. Fuente: ARI, 2013.....	59
Figura 15: Propiedades y recursos de los reservorios de shale gas en México. Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.	60
Figura 16: Tabla de propiedades y recursos de reservorios de shale oil en México. Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.	61
Figura 12: Sección transversal de las lutitas al Este de México. Fuente: Escalera Alcocer, 2012.....	62
Figura 18: Mapa de PEMEX donde se identifican las lutitas con potencial de gas en México (Noviembre 2012). Fuente: PEMEX, 2012.....	64
Figura 19: Estratigrafía de las rocas Jurásicas y Cretácicas en la Cuenca del Golfo de México, México y E.U.A. Las lutitas blancas están resaltadas. Modificado de Salvador y Quezada-Muneton, 1989. Fuente: EIA, 2013.	66
IV.I. CUENCA DE BURGOS (Lutitas Eagle Ford y Titonianas).....	67
IV.I.I. Ambiente geológico.....	67
Figura 20: Delimitación de la Cuenca de Burgos, y áreas de prospección de aceite y gas en lutitas. Fuente: ARI, 2013.	68
Figura 3: Sección transversal estratigráfica a lo largo del límite oeste de la Cuenca de Burjos. La sección está aplanada (flattened) en la cima del Cretácico. Modificado de Horbury et al., 2003.	69

IV.I.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)	70
IV.I.III. Valoración de recursos.....	70
IV.I.III. Actividad reciente	70
IV.II. CUENCA DE SABINAS (Lutitas Eagle Ford y Titonianas).....	71
IV.II.I. Ambiente geológico.....	71
Figura 22: Delimitación de la Cuenca de Sabinas y área de prospección de gas en lutitas. Fuente: ARI, 2013.....	72
IV.II.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)	73
Figura 23: Mapa geológico de la Sub-Cuenca La Popa, porción sureste de la Cuenca de Sabinas. Note los numerosos desprendimientos (detachment) y pliegues de sal controlados (salt-controlled folds). Fuente Hudson y Hanson, 2010.	74
IV.II.III. Valoración de recursos.....	75
IV.II.III. Actividad reciente	75
IV.III. CUENCA DE TAMPICO.....	75
IV.III.I. Ambiente geológico.....	75
Figura 24: Formación prospectiva Lutita Pimienta (Tithoniano), Cuenca de Tampico. Fuente: ARI, 2013.	76
Figura 25: Sección transversal estructural de la Cuenca de Tampico. Fuente: Escalera Alcocer, 2012.....	77
IV.III.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)	77
IV.III.III. Valoración de recursos.....	77
IV.III.III. Actividad reciente	77
IV. IV. PLATAFORMA TUXPAN (Lutitas Pimienta y Tamaulipas).....	78
IV.IV.I. Ambiente geológico.....	78
Figura 4: Sección transversal de la Plataforma de Tuxpan. Modificado de Salvador, 1991.....	78
IV.IV.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)	79
Figura 27: Áreas con potencial prospectivo de lutitas bituminosas y con gas de la Plataforma Tuxpan. Fuente: ARI 2013.	80
IV.IV.III. Valoración de recursos	81
IV.IV.III. Actividad reciente.....	81
IV.V. CUENCA DE VERACRUZ.....	81

IV.V.I. Ambiente geológico.....	81
Figura 29: Sección transversal de la Cuenca de Veracruz, mostrando la Lutita Maltrata. Fuente: Escalera Alcocer, 2012	82
Figura 28: Delimitación de la Cuenca de Veracruz y área prospectiva de aceite y gas en lutitas. Fuente: ARI, 2013	82
IV.V.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)	83
IV.V.III. Valoración de recursos	83
IV.V.III. Actividad reciente.....	83
CAPÍTULO V: DISCUSIÓN.....	84
CAPÍTULO VI: CONCLUSIÓN.....	87
REFERENCIAS	88

1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, el ser humano se ha preocupado por crear utensilios, y posteriormente, aparatos que le facilitaran sus actividades. El deseo y necesidad de innovación ha conducido a adelantos tecnológicos inimaginables en el pasado. Para producir todas las cosas, de las que ahora somos tan dependientes, hemos empleado los recursos naturales durante varios siglos. Todo lo creado se ha diseñado con el propósito de que el hombre realice menor esfuerzo físico y aumente la producción.

La energía requerida para mantener nuestra vida llena de comodidades se obtiene de diversas fuentes, muchas de las cuáles como ya es sabido, han dañado severamente a nuestro planeta. Puesto que, se ha contribuido a la aceleración de ciclos naturales que generan exceso de compuestos químicos en el ambiente. En años recientes, surgió la preocupación por una técnica de extracción de gas no convencional, desarrollada en Estados Unidos: la fracturación hidráulica.

En el presente trabajo de investigación no se pretende tomar una postura a favor o en contra de dicha técnica, sino reunir información de textos científicos; para que el lector pueda tener una visión general del tema, con datos concisos de las características de este método de extracción. Se le dará un enfoque geológico, porque para comprender cuáles son las implicaciones se deben conocer y evaluar las características de cada formación geológica donde se pretenden perforar los pozos.

Algunos datos presentados son: el proceso de fracking, los aditivos químicos empleados, los factores de la sismicidad inducida, y los riesgos de contaminación de agua y aire. Lo anterior, con base en estudios que se han realizado en diferentes partes del mundo donde se ha utilizado esta técnica. Además, se mencionan características de las cuencas geológicas en México que tienen potencial para extraer shale gas; por ejemplo, su localización, recursos y las perforaciones que se planean llevar a cabo.

2. ÁREA A INVESTIGAR

Para conocer lo que implica el fracturamiento hidráulico, es necesario entender conceptos geológicos, y analizar el potencial de recursos energéticos que tiene México en algunas formaciones de lutitas. Las opiniones respecto a esta técnica son muy diversas, por lo cual, se obtuvo información de estudios científicos para poder describir las características de la misma: sus beneficios, deficiencias y mejoras desarrolladas recientemente.

Como ya se mencionó anteriormente, el fracking fue desarrollado en Estados Unidos, por lo que se relacionarán sus formaciones con los depósitos de México, su potencial y la viabilidad de emplear el fracking para extraer el gas. Conocer las características de este tipo de depósitos es de vital importancia, ya que todos los yacimientos son diferentes y es necesario analizar las técnicas que se emplearán para lograr extraer el recurso, antes de iniciar la explotación, cuidando el impacto al medio ambiente.

La importancia de esta investigación radica en delimitar los riesgos de contaminación ambiental y los problemas que se han detectado en otros países, para evitar que sucedan en México. Así como, las medidas que se pueden tomar para minimizar el impacto al medio ambiente, proteger nuestros recursos y no dañar los ecosistemas; ya que la contaminación es una de las principales preocupaciones cuando se debate acerca del fracking.

Mencionar los problemas de contaminación que se le han atribuido al fracturamiento hidráulico, y que realmente no los provoca; por ejemplo, hay ciertos elementos que están presentes naturalmente en las rocas, como lo son algunos elementos radioactivos. Por lo anterior, es necesario delimitar qué problemas sí tienen relación directa con el fracking y cuales otros se generan independientemente si se emplea o no. Lo anterior, para conocer sus deficiencias y riesgos reales.

3. ANTECEDENTES

La preocupación por buscar alternativas que aporten energía es un tema común desde hace varios años, ya que se ha visto que varios métodos para extraer recursos energéticos tienen graves consecuencias en el ambiente. Por lo cual, se pretende que las nuevas técnicas pongan especial atención en los desechos que pueden generar y como disminuir el daño a los ecosistemas, en los cuales se implementan.

El fracturamiento hidráulico, más conocido como fracking, es una técnica para extraer gas de rocas con baja permeabilidad, lutitas principalmente; en el cual se inyectan fluidos a altas presiones para fracturar la roca y permitir la movilidad de los gases para su explotación. A partir de un pozo vertical se pueden desarrollar pozos horizontales, para disminuir el impacto en la superficie; en los años 30's el primer pozo horizontal en Estados Unidos fue perforado.

En los años 40's en E.U.A. se introdujo por primera vez el fracking en la industria petrolera. Actualmente, a pesar de la controversia que ha generado mundialmente, se emplea en varios países incluyendo México. El interés de la población por este método se debe a que la información dada a conocer es poco concisa, principalmente porque más estudios geológicos son necesarios en cada sitio, y de esta manera, con bases científicas poder tomar las medidas de prevención.

En México se han estimado recursos en formaciones geológicas con potencial para extraer shale gas, pero obviamente no se tiene mucha certeza de estas cifras. Se requieren estudios más detallados, en las áreas de interés, para tomar la decisión de si es viable económicamente explotárlas.

4. JUSTIFICACIÓN

La polémica que se ha generado en los últimos años, con respecto al fracturamiento hidráulico, tiene una estrecha relación con la falta de información acerca de sus etapas y compuestos químicos que se utiliza. Por ejemplo, no se da a conocer de qué dependen las proporciones de los aditivos. Si lo que se quiere es que el fracking sea aceptado por el público en general, se debe de dar información concisa, puesto que el impacto ambiental es un aspecto clave para que se desarrolle esta técnica.

Todos dependemos de la energía, vivimos muchas veces sin damos cuenta de que la causa de que se extraigan tantos recursos somos nosotros, que nos hemos acostumbrado al avance de la tecnología y que exigimos las últimas innovaciones para hacer nuestra vida cotidiana mucho más cómoda. Debido a que lamentablemente la mayoría de la población no está dispuesta a cambiar su forma de vida, tenemos que analizar las técnicas empleadas.

El daño al planeta es evidente, no sólo por la extracción de recursos, sino por todas nuestras actividades cotidianas, por lo que tenemos la obligación de ser conscientes, para poder corregir los errores que hemos cometido. Debemos aprovechar todos los avances científicos y tecnológicos para minimizar los daños en la mayor medida posible. La única solución para implementar de manera positiva el fracturamiento hidráulico es el conocimiento geológico del sitio.

Al caminar unos cuantos pasos y observar nuestro alrededor nos damos cuenta de que todos los lugares de la Tierra son diferentes, pues así también es el subsuelo, es mucho más lo que no conocemos. Por lo anterior, para disminuir los riesgos ambientales es necesario ocupar toda la tecnología, disponible hasta el momento, para poder hacer una interpretación lo más cercana posible a la realidad.

Estamos agotando las fuentes de energía, por lo que se están buscando alternativas, y ya sea con el empleo del fracking o con otra técnica de extracción, los estudios geológicos son elementales porque de la Tierra

es de donde obtenemos los recursos. El precio que involucra este tipo de estudios es alto, pero es mucho peor evadir este paso primordial y aumentar el riesgo de dañar el sitio y todos los ecosistemas que dependen de él.

México es un país muy rico en recursos, pero debemos saber cómo aprovecharlos, decisiones precipitadas nos traerán graves consecuencias. Si se está implementando el fracturamiento hidráulico y se pretende seguir utilizándolo, la sociedad debe estar informada de las acciones a tomar para minimizar los riesgos; de esta forma, las autoridades se darán cuenta de la importancia de contar con datos geológicos requeridos del sitio y de regular las actividades que se llevan a cabo en las diferentes etapas.

Por lo mencionado anteriormente, este trabajo busca presentar de manera concisa información acerca de lo que implica el fracking, tal como estudios necesarios y los posibles riesgos al no realizarlos. Finalmente, se hace enfoque en el potencial de México, para que las personas conozcan los lugares que cuentan con este tipo de depósitos.

5. OBJETIVO GENERAL

Compilar información técnica y geológica sobre fracking (fracturamiento hidráulico en lutitas), en México. Discutir la importancia de realizar estudios geológicos y monitorear las zonas donde se lleve a cabo el fracturamiento hidráulico; para prevenir complicaciones y daños.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1) Explicar conceptos geológicos y estructurales, que son necesarios para entender el proceso de fracturamiento hidráulico.
- 2) Describir las etapas que involucra la técnica, los ingredientes que puede contener el fluido de fracturamiento y la importancia de estimar los recursos y reservas.
- 3) Presentar los riesgos del fracturamiento hidráulico, y la manera en que las empresas han tratado de minimizarlos; exponiendo medidas para disminuir el daño al ambiente.
- 4) Proporcionar datos de las características de las formaciones geológicas con el potencial para fracking en México, así como lo que se planea perforar con base en los recursos.

6. METODOLOGÍA

La metodología básica fue la compilación y consulta de información técnica y geológica sobre fracking, consultando: bases de datos, información en línea y bibliotecas. La información presentada es de publicaciones de investigaciones científicas, así como de reportes de organismos gubernamentales. Primeramente, se seleccionaron los artículos con mayor énfasis científico, y para que sea más fácil la comprensión de este trabajo, en el primer capítulo se describen algunos conceptos clave que permitirán comprender los resultados de las diferentes investigaciones.

La información de este tipo de recursos con que cuenta México, es poca y muy general, puesto que la inversión que se ha hecho para conocer estos depósitos es escasa, comparándola con otros países y con el conocimiento que se tiene de las características del subsuelo. Pero los estudios, en otras partes del mundo, pueden ayudar a comprender la importancia de conocer las propiedades de la roca a fracturar, y las severas consecuencias al no realizar dichos análisis.

CAPÍTULO I: CONCEPTOS GEOLÓGICOS Y ESTRUCTURALES

Con el propósito de que el lector entienda la terminología que será empleada en la presente recopilación de información, es necesario mencionar el significado de conceptos geológicos, que tal vez algunas personas desconozcan. Cabe resaltar, que lo que se busca es dar a conocer los resultados de investigaciones recientes, acerca del fracturamiento hidráulico, en diferentes partes del mundo.

El tema de fracking es muy polémico actualmente, y para ser capaces de emitir un punto de vista, es elemental tener un conocimiento geológico general. Debido a lo anterior, y con la certeza de que no todas las personas que tendrán la oportunidad de leer éste trabajo cuentan con bases científicas relacionadas con el tema, este capítulo da una revisión resumida y puntual a términos que son necesarios saber para entender el proceso de fracturamiento hidráulico, así como la importancia de la Geología.

Los conceptos incluidos son principalmente de Geología Estructural y de Mecánica de Rocas; puesto que, como se explicará más adelante, la forma en que reaccionan las rocas durante la perforación del pozo, depende completamente de las propiedades de las mismas. De igual manera, la presencia de estructuras geológicas como fracturas y fallas, sólo por mencionar las más generales, determinarán las decisiones que serán tomadas por los expertos al realizar esta técnica.

I.I ASPECTOS GENERALES DE LAS LUTITAS

En la clasificación principal de rocas, se encuentran tres tipos: ígneas, sedimentarias y metamórficas. La denominación depende de los procesos geológicos que les han dado sus características actuales. Entre las sedimentarias; se encuentran las lutitas, que son las rocas en las cuales se lleva a cabo el fracking, porque contienen gas natural. La Geología es una ciencia muy compleja y es necesario aclarar que no en todas las formaciones de lutitas del mundo se logra almacenar el gas natural, todo dependerá de la evolución geológica.

La lutita es una roca sedimentaria de grano muy fino que contiene limo y arcilla (básicamente es lodo litificado). A pesar de tener porosidad, frecuentemente, es muy poco permeable (nano a microdarcies) comparada con otras rocas sedimentarias (milidarcies a darcies), esto significa que los hidrocarburos no puede migrar distancias significativas, lo que la hace una excelente roca de cubierta o de encape (caprock) para la mayoría de reservorios tradicionales. La lutita es frecuentemente una roca fuente de hidrocarburos; y si la permeabilidad es suficientemente baja, los hidrocarburos generados no pueden escapar. En los registros: las lutitas son fácilmente identificables, por la alta respuesta de rayos gamma, debido a su mineralogía arcillosa (Fox et al., 2013).

La porosidad y la permeabilidad son propiedades de las rocas, que se relacionan con la cantidad de fluido que pueden contener. La porosidad se refiere a los espacios que se generan entre los contactos de los granos, y la permeabilidad a la conexión entre los poros. Si una roca es porosa pero no permeable, significa que hay suficientes espacios entre sus granos; no obstante, no se conectan entre ellos, por lo cual los fluidos no se pueden mover libremente entre la formación, sino que se estancan.

Lo anterior, es uno de los fundamentos que se utilizan en el fracturamiento hidráulico. Mediante el cual se inyectan fluidos a alta presión

en las lutitas, para crear fracturas en ellas, y de este modo permitir que el gas contenido pueda fluir hacia la superficie. La descripción detallada del procedimiento será explicado en el siguiente capítulo, pero para llegar a él se requiere revisar previamente otros conceptos.

La lutita bituminosa (oil shale) es una roca sedimentaria que contiene material orgánico sólido, que se convierte en un tipo de petróleo crudo (crude oil) solamente cuando es calentada. El gas natural es generalmente valorado y vendido en miles de pies cúbicos (la abreviatura es Mcf, usando la numeración romana para 1000). Unidades de billones (trillion cubic feet, Tcf) son usadas para medir grandes cantidades; como recursos o reservas en el subsuelo, o consumo anual de energía. Un Tcf es suficiente gas natural con calentar 15 millones de casas o quemar 12 millones de gas natural en la combustión de vehículos por un año (GAO, 2012).

Las formaciones de areniscas de baja permeabilidad (tight sandstone) actúan como un reservorio de gas natural y agua subterránea. En contraste, generalmente las formaciones de lutitas no son suficientemente permeables para transmitir agua, por lo que no son reservorios de agua subterránea. De acuerdo a oficiales de la EPA (Environmental Protection Agency), el fracking en areniscas de baja permeabilidad, que son un reservorio para gas natural y agua, plantea un riesgo mayor de contaminación, que la misma actividad en una formación de lutita más profunda (GAO, 2012).

I.I.I. Propiedades de las lutitas

Para tener una idea general de las características de las lutitas, en la Tabla 1: Promedios de propiedades de las lutitas; se muestra el rango de los valores que permitirán evaluar parámetros físicos y pronosticar las reacciones al someterlas a las presiones producidas por el fracturamiento hidráulico.

Tabla 1: Promedios de propiedades de las lutitas (Fox et al., 2013).

Densidad	~ 2500 Kg/m ³	Shear modulus	~ 1.6 GPa
Porosidad	Superior a 30%	UCS	5-100 MPa

Permeabilidad	Nanodarcies a microdarcies	Shear strenght	3-30 MPa
Módulo Bulk	~ 10 GPa	Tensile strenght	2-10 MPa
Módulo de Young	1-70 GPa	Velocidad de onda-P	1400-3000 m/s
Radio de Poisson	0.2-0.4	Velocidad de onda-S	~ 2600 m/s

Las lutitas pueden ser masivas pero usualmente son altamente laminadas y/o fisiles a lo largo de planos débiles entre las capas. Las propiedades (ver titulo de Tabla 1) como velocidades sónicas, permeabilidad y resistencia de la roca son frecuentemente anisotrópicos. Las implicaciones de perforar lutitas es que los parámetros para perforación y estabilidad dependen profundamente de la orientación del pozo.

I.II. Gas Natural

Las lutitas se encuentran en cuencas sedimentarias, y no solamente pueden contener un tipo de compuesto químico, sino que puede ser una mezcla de recursos. Entre ellos destacan el aceite (oil) y gas natural (GAO, 2012), este último se clasifica en dos: seco (dry) y húmedo (wet), en el siguiente párrafo se mencionan las características de ambos.

Un prospecto de interés en lutitas (shale play: en petróleo se usa el término "plays") puede ser explotado para obtener aceite, gas natural, o ambos. El gas natural seco es una mezcla de compuestos de hidrocarburos, que existe como gas tanto en el reservorio bajo tierra como durante la producción, bajo condiciones estándares de temperatura y presión. El gas natural húmedo contiene gas natural líquido, o una porción del recurso de hidrocarburo es un gas en condiciones naturales en el reservorio bajo tierra, pero es líquido a condiciones de la superficie (GAO, 2012).

I.III. REOLOGÍA

Las condiciones en las que se lleve a cabo el fracking dependerán de las características de la roca que se esté perforando, aunque esta técnica se desarrolle en lutitas, no se tendrán las mismas propiedades incluso dentro de una misma formación. Por ello, es importante conocer la reología de los materiales geológicos, debido a que estos, al ser sometidos a esfuerzos reaccionarán de diferente manera, dependiendo de sus constituyentes.

Un material geológico al ser sometido a esfuerzos pasará por un proceso de deformación. Al disiparse la fuerza y los esfuerzos resultantes de su aplicación, el material podrá haber cambiado de posición, de orientación, de tamaño y de forma. Las propiedades mecánicas de los materiales en general son estudiados por la reología, y las de los materiales geológicos en particular son el campo de estudio de la mecánica de rocas y de la mecánica de suelos (Sellés-Martínez, 2011).

I.III.I Esfuerzo

Esfuerzo (Stress): Usualmente denotado como S o σ ; τ para componentes de esfuerzo de cizalla (shear stress components), es un tensor que describe las fuerzas actuando en todas las posibles superficies, y que pasan a través de un punto dado. En la industria de los hidrocarburos, las unidades para el esfuerzo son generalmente libras por pulgada cuadrada (pounds per square inch, psi) o alguna variación de Pascales (megaPascales [MPa], gigaPascales [GPa], etc.) (Fox et al., 2013).

Existen diferentes tipos de esfuerzos y se requiere su entendimiento para adentrarse en el proceso de fracturación hidráulica, por lo que en los siguientes párrafos se cita información del artículo (Sellés-Martínez, 2011):

Los esfuerzos principales a que puede estar sometido un material pueden ser representados en un sistema de coordenadas ortogonales. Cuando los tres esfuerzos σ_1 , σ_2 , σ_3 tienen igual valor el estado tensional es hidrostático. Como consecuencia, los materiales solo experimentarán

cambios en su volumen, pero no actuarán esfuerzos cizallantes. Es el denominado estado estándar, que está caracterizado por:

- Condiciones en la superficie: El aire no soporta esfuerzos cizallantes (es un fluido) por lo tanto no existen los esfuerzos de cizalla sobre la superficie terrestre.
- Condiciones en profundidad: El esfuerzo vertical es el resultado de la sobrecarga sobre el punto.

Se habla de condiciones de esfuerzo litostático, cuando en ausencia de otro tipo de esfuerzos distintos de la sobrecarga, los esfuerzos horizontales están relacionados con el esfuerzo vertical mediante el Módulo de Poisson (ν) correspondiente al material involucrado.

Esfuerzo medio: cociente resultante de dividir en tres la suma de las magnitudes de los esfuerzos principales.

La diferencia tensorial, entre el tensor de esfuerzo máximo y el esfuerzo medio, se denomina esfuerzo desviatorio o deviatorico.

Esfuerzo diferencial: Diferencia entre el esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo, éste es el máximo valor de esfuerzo de cizalla que puede alcanzarse, siempre y cuando el material no ceda antes.

Como ilustra la Figura 1: Principales tipos de pruebas mecánicas de rocas y valores relativos de los esfuerzos aplicados; existe varias pruebas para las propiedades mecánicas de las rocas y de esta forma poder predecir los esfuerzos que soportará una muestra. Aunque las condiciones en laboratorio no son las mismas que en el reservorio, los datos obtenidos ayudan a establecer medidas de prevención.

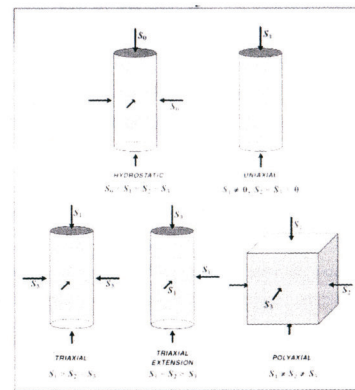


Figura 1: Principales tipos de pruebas mecánicas de rocas y valores relativos de los esfuerzos aplicados. Fuente: Zoback, 2010.

Debajo de pocas decenas de metros, a profundidad, los tres esfuerzos principales son compresivos y generalmente aumentan su magnitud con la profundidad. Contrario a estos esfuerzos, en todas direcciones, está la presión de fluido o presión de poro (presión de formación, Pp o Po, o presión de reservorio, Pr), en una roca saturada de fluidos (Fox et al., 2013).

Los esfuerzos en la Tierra son expresados frecuentemente como esfuerzos efectivos, los cuales equivalen a los esfuerzos totales menos la presión de poro, y son importantes en muchos cálculos geomecánicos. El ratio de esfuerzos efectivos, es el ratio de uno de los esfuerzos horizontales al esfuerzo vertical efectivo, es una manera útil de ver al esfuerzo como una función de la profundidad (Fox et al., 2013).

I.IV. MECANISMOS FUENTES (SOURCE MECHANISMS)

Existen mecanismos que modifican las características físicas de las rocas, la más evidente de ellas es la forma, la cual tendrá impacto en propiedades como la porosidad y la permeabilidad. Por lo anterior, es importante visualizar la deformación que se puede generar en un material, debido a los esfuerzos que actúan sobre el mismo.

Un mecanismo fuente (a.k.a. mecanismo focal o solución de plano de falla) es la caracterización de la deformación instantánea de la roca con la ubicación del evento, considerado un punto fuente de fallamiento. Se representa usando el momento tensor (moment tensor). El momento tensor puede ser dividido en diferentes componentes, como se muestra en la Figura 2: Mecanismos fuentes de deformación isotrópica, double-couple y CLVD (Fox et al., 2013).

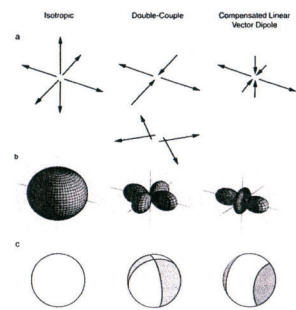


Figura 2: Mecanismos fuente de deformación isotrópica, double-couple y CLVD. (Modificado de Julian, Miller y Foulger, 1998).

En las fallas se producen generalmente desplazamientos, y estos contribuyen a que la topografía de un sitio cambie con el paso del tiempo. Para esquematizar el movimiento de las mismas se consideran dos bloques, la posición del contacto entre ellos es lo que ayuda a determinar el tipo de falla. Después de determinar la clasificación se puede representar con diagramas de pelotas de playa (beachball), en los cuales se puede visualizar de forma práctica el tipo de falla.

El movimiento a lo largo de las fallas es primeramente de cizalla (shear slip). Este tipo de eventos pueden ser descritos como fuentes double-couple, tienen componentes bajas o nulas ISO y CLVD. Los mecanismos de fuente Doble-couple son representados gráficamente con los diagramas beachball. Un diagrama beachball con un centro coloreado muestra una falla inversa (reverse dip-slip); un centro blanco, una falla normal (normal dip-slip); y cuando el círculo está dividido en cuadrantes es una falla lateral (strike-

slip). Una falla oblicua (oblique-slip) es la combinación de una lateral y de una normal o inversa (Fox et al., 2013). Lo anterior se ilustra en la Figura 3: Diagrama esquemático de mecanismo focal para diferentes tipos de fallas.

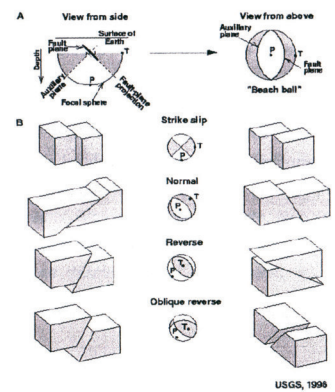


Figura 3: Diagrama esquemático de mecanismo focal para diferentes tipos de fallas. (http://serc.carleton.edu/files/NAGTWorkshops/structure04/Focal_mechanism_primer.pdf)

I.V. MODOS DE FRACTURA

Las rocas se rompen, ya sea por: tensión, resultando fracturas de tensión (tensile fractures); o compresión, provocando fracturas de cizalla (shear fractures). Hay tres principales modos de fallamiento (los tres primeros de los cinco que se mencionan a continuación): 1) Modo I o de fracturas abiertas (opening mode fractures). Ocurre cuando una fractura se

abre contra el esfuerzo principal menor; el esfuerzo tensor promedio en la fractura debe exceder el esfuerzo principal menor, al que también se le conoce como esfuerzo de cierre (closure stress). Las fracturas hidráulicas clásicas, naturales o inducidas, entran en el Modo I, así como las juntas naturales y vetas. 2) y 3) Las fracturas Modo II y III difieren en la dirección de la propagación de la fractura, o crecimiento, relativo al esfuerzo aplicado. En el Modo II, también llamado sliding mode, la fractura se propaga perpendicular al máximo esfuerzo. Todas las fallas son fracturas Modo II o Modo III. 4) En el Modo IV o closing mode, las fracturas se forman de la disolución de material bajo esfuerzos compresivos muy altos. 5) Las Fracturas Modo V o de bandas de deformación (deformation bands) se originan por desplazamiento de material bajo cizalla (shear). Los Modos IV y V no son rigurosamente considerados universalmente, pero son una buena forma de clasificar características geológicas particulares (Fox et al., 2013). La Figura 4: Modos de desplazamiento de fracturas, los muestra con diagramas.

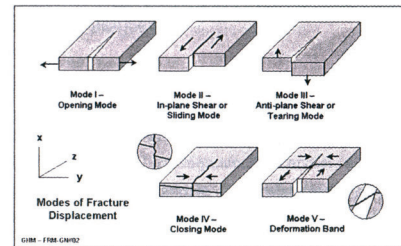


Figura 4: Modos de desplazamiento de fracturas. Fuente www.makel.org

I.VI. RÉGIMENES DE FALLAMIENTO

Los esfuerzos in-situ son usualmente divididos en tres tipos, basados en las magnitudes relativas a los tres esfuerzos principales. Estos estados de esfuerzos son llamados regímenes de fallamiento (faulting regimes) y están basados en la Teoría de fallamiento de Anderson (Anderson faulting theory). 1) Si el esfuerzo vertical es el esfuerzo mayor, el régimen es normal (normal faulting). 2) Si el esfuerzo vertical es el intermedio, el régimen es lateral (strike-slip faulting). 3) Si el esfuerzo vertical es el menor, el régimen es inverso (reverse faulting) (Fox et al., 2013). La Figura 5: Tres regímenes de fallamiento y sus magnitudes relativas de esfuerzos; esquematiza lo explicado.



Figura 5: Tres regímenes de fallamiento y sus magnitudes relativas de esfuerzos. Fuente: MicroSeismic.

I.VII. FRACTURAS

Las fracturas naturales pueden dividirse en dos categorías: tectónicas y no tectónicas. 1) Las fracturas tectónicas (tectonic fractures), están relacionadas al fallamiento y plegamiento, tienden a estar orientadas variablemente, son regionalmente inconsistentes y pueden estar relacionadas a pasados esfuerzos in-situ en el ambiente, no al estado actual de esfuerzo. 2) Las fracturas no tectónicas (non-tectonic fractures) incluyen fracturas, juntas o planos de debilidad relacionados a las propiedades de las rocas. Como el fluido viaja a través de estos caminos naturales, altamente permeables, la mineralización ocurre frecuentemente conduciendo a

cementación de la fractura, comúnmente por calcita. Algunas veces las fracturas cementadas son llamadas healed (Fox et al., 2013).

El fracturamiento (failure) no está ocurriendo constantemente, pero una fractura es apenas estable y podría deslizarse (slip) produciendo pequeños cambios en esfuerzos o presión. A lo anterior se le llama críticamente estresado, u óptimamente orientado por la cizalla. En la práctica, se ha encontrado que las fracturas que están críticamente estresadas son más propensas a ser permeables y tener flujo a través de ellas. Usando el concepto de fracturas críticamente estresadas, podemos predecir que a exceso de presión, una fractura en una orientación dada se volverá críticamente estresada. Se pueden predecir las orientaciones de las fracturas que se volverán primero críticamente estresadas, bajo el poco exceso de presión (Fox et al., 2013).

Es importante monitorear continuamente las fracturas; puesto que si están críticamente estresadas, su comportamiento puede generar problemas. Cuando se rompe el equilibrio en un sistema, las fuerzas tienden a variar hasta llegar a un nuevo equilibrio; pero en dicho lapso ocurrirán muchos cambios, los cuales en un proceso de explotación puede provocar graves problemas, que impactan al medio ambiente.

I.VII.I. Propagación e interacción de fracturas

La propagación de fractura es un incremento en la longitud y altura de la misma. Un incremento en la apertura de la fractura, debido al aumento de la presión del fluido (natural o como parte de operaciones tales como el fracturamiento hidráulico), es llamada dilatación. El esfuerzo vertical no es siempre el principal. En un área muy cercana a una gran cadena montañosa, por ejemplo, el campo de esfuerzos estará probablemente inclinado hacia ésa significativa característica topográfica. El rebote isostático (isostatic rebound), e.g., la desglaciación, es otro caso de inclinación del campo de esfuerzos (Fox et al., 2013).

Las características de las fracturas se verán afectadas por las actividades desarrolladas durante el proceso del fracking, ya que el objetivo del mismo es generar más espacio en las rocas para que fluya el gas, y poder extraerlo. Una de las preocupaciones sociales es que las fracturas se puedan propagar a acuíferos, y estos sean contaminados. Por ello, es elemental conocer las propiedades de la roca que se está perforando, ya que aunque sea la misma litología, sus propiedades son muy diferentes.

Los detalles de la propagación de la fractura pueden ser inciertos, debido a que: la heterogeneidad de la formación, los principios de balance de masas y la elasticidad limitan el tamaño máximo de la fractura (De Pater & Baisch, 2011).

El ritmo de inyección y la viscosidad del fluido de fracturamiento son parámetros clave que controlan el comportamiento de la interacción, además del ángulo de interacción de la fractura y de los parámetros de esfuerzos in-situ. El resultado de la interacción HF(fractura hidráulica)- NF(fractura natural) es afectado por las propiedades permeables de la NF, sólo cuando la apertura residual (residual opening) de la NF es comparable en magnitud con la apertura de la HF en el contacto (Chuprakov, Melchaeva, & Prioul, 2013). La Figura 6 es un Diagrama esquemático de los posibles escenarios de interacciones HF-NF.

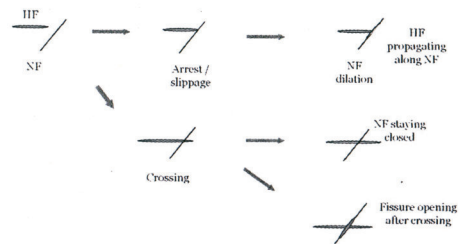


Figura 6: Diagrama esquemático de los posibles escenarios de interacciones HF-NF. Fuente: Chuprakov et al., 2013.

Los contrastes de esfuerzos entre las formaciones es un factor crítico en la contención de fracturas. No es deseable propagar una fractura a una formación no productora de hidrocarburos, porque es probable que la formación contenga agua (salmuera, brine) (Fox et al., 2013). La Figura 7 muestra Mecanismos potenciales para propagación mixta de fracturas.

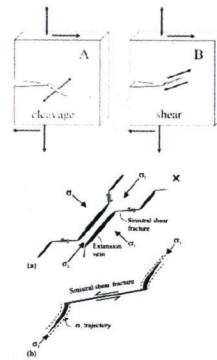


Figura 7: Mecanismos potenciales para propagación mixta de fracturas. (top-http://www.kokch.kst.ru/me/t2/SIA_2_Fracture_Mechanics.pdf; bottom-<http://emg.geoscienceworld.org/content/13/1-4/129/F9.expansion.html>)

I.VII.II. Complejidad del fracturamiento

En uno de los lugares donde se han hecho pruebas para demostrar qué cambios en las propiedades geomecánicas de las rocas influyen en el perfil de esfuerzos in-situ del pozo, es en la Cuenca Horn River al noroeste de British Columbia. En el párrafo siguiente se citan los elementos que, con base en sus estudios realizados, tienen que ver con la complejidad generada por los esfuerzos en el área estimulada.

El ambiente deposicional y la historia diagenética de los paquetes de lutitas con gas, tienen inherente heterogeneidad como consecuencia de los factores deposicionales, diagenéticos y estructurales. Esta heterogeneidad impacta en las geometrías del fracturamiento hidráulico alcanzadas en Horn River, desde el punto de vista tanto de altura como de complejidad. Las fracturas naturales, rellenas (healed) y abiertas, están presentes en Horn River; y la reactivación y fallamiento (failure) de ambas, durante la estimulación, es un mecanismo geológico dominante para controlar la complejidad del área estimulada, dentro de un campo de esfuerzos consistentes (Dunphy & Campagna, 2011). En la Figura 8 se observan los Patrones de estimulación microsísmica en pozo de Horn River.

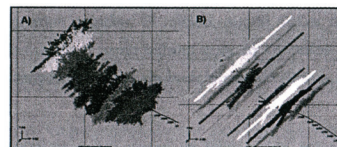


Figura 8: Patrones de estimulación microsísmica en pozo de Horn River, producidos por modelación de fracturas hidráulicas en Fracman®. A) Patrón de fracturamiento hidráulico complejo resultado de un pozo conectado a un sistema natural (intensidad alta, fracturas largas). B) Patrón de fracturamiento hidráulico lineal, resultado de un sistema natural de baja conectividad (baja intensidad, fractura cortas). Las magnitudes y direcciones de los esfuerzos, y las presiones de poros son las mismas en ambos casos. Fuente: Dunphy & Campagna, 2011.

La altura de la fractura hidráulica está gobernada principalmente por los esfuerzos in-situ, relacionados a las propiedades de las rocas. La efectividad de la sobrecarga es transmitida a la horizontal, y es función el Radio de Poisson. El valor de este radio está relacionado generalmente con características como: la litología, la fábrica, la porosidad y la cementación, etc. (Dunphy & Campagna, 2011).

I.VIII. LAS FALLAS

Un aspecto importante en la exploración y producción de hidrocarburos es identificar el papel de las fallas, como caminos de migración que llevan a trampas o barreras de flujo (Matthäi & Roberts, 1996).

I.VIII.I. Componentes de las zonas de falla

Los componentes primarios de zonas de falla de la corteza superior (upper-crustal) son: núcleo de falla (fault core), zona dañada (damage zone) y protolito (protolith). Ninguna relación escalar está implicada entre los componentes, ni tampoco todos los componentes deben estar presentes en cualquier zona de falla. Las propiedades del fluido en movimiento de una zona de falla pueden cambiar. El núcleo, puede actuar como un conducto durante la deformación y como barrera cuando los poros son rellenado por minerales precipitados después de la deformación (Caine, Evans, & Forster, 1996).

La permeabilidad del núcleo de falla puede estar dominada por la escala del grano; mientras que la permeabilidad de la zona de daño lo está por las propiedades hidráulicas de la red de fracturamiento (Caine et al., 1996). La Figura 9 es un Modelo de una Zona de Falla, en la cual se quitó el protolito.

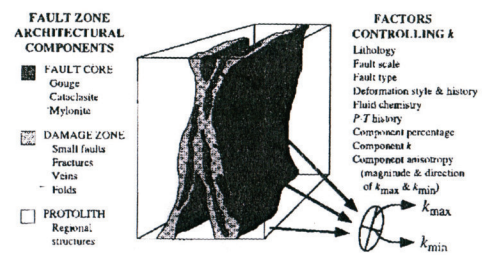


Figura 9: Modelo conceptual de zona de falla, protolito removido (después de Chester y Logan, 1986; Smith et al., 1990). La elipse representa la magnitud y orientación del tensor de permeabilidad (k), del bulto bi-dimensional, que debe estar asociado con cada componente arquitectural de la zona de falla.

I.VIII.II. FLUJO RELACIONADO CON LAS FALLAS

Dependiendo de los estilos arquitectónicos de la zona de falla, el fluido podrá moverse de diferente manera, lo cual se explica en la Tabla 2: Estilos arquitectónicos de la zona de falla y estructuras permeables. Se debe estudiar la formación con base en la hidrogeología, para establecer las condiciones a las cuales es probable que se propague un contaminante.

Tabla 2: Estilos arquitectónicos de la zona de falla y estructuras permeables (Caine et al., 1996).

ESTRUCTURA PERMEABLE	ESTILO ARQUITECTÓNICO	MODELO DE FLUJO APLICABLE
Conducto localizado	Slip localizado a lo largo de una superficie curvilinear individual, o a lo largo de planos	Fracturas discretas modeladas como conductos con paredes paralelas.

	discretamente segmentados.	
Conducto distribuido	Slip distribuido acomodado a lo largo de distribuidas superficies y fracturas.	Equivalente a mediana porosidad (porous medium).
Barrera localizada	Slip localizado - acomodado dentro de la zona cataclástica.	Acuitardo (núcleo de falla) en un acuífero con mayor permeabilidad (protolito).
Combinación de barrera-conducto	Deformación acomodada dentro de una zona cataclástica localizada y zona distribuida de estructuras secundarias.	Acuitardo (núcleo de falla) que está entre dos acuíferos (zona de daño).

El alto contenido de arcilla en el núcleo de falla, combinado con vetas y fracturas abiertas en la zona dañada, podría sugerir que la zona de falla actuó como una estructura permeable de barrera-conducto, sin-y post-deformacional (Caine et al., 1996).

I.VIII.III. Factores que controlan la hidrogeología en una zona de falla

Observaciones en campo, de materiales no fracturados del núcleo de falla, sugieren que están dominados por la permeabilidad a escala granular. Las rocas con menor contenido de filosilicatos, tienden a tener una mayor permeabilidad. A pesar de que los materiales de la zona de falla frecuentemente tienen baja permeabilidad en la matriz, no siempre actúan

como barrera al flujo, particularmente durante la deformación. Observaciones de campo sugieren que la permeabilidad de la zona dañada está dominada por las fracturas (Caine et al., 1996).

Las fallas con baja permeabilidad pueden confinar la migración e impedir el flujo horizontal dentro de capas altamente permeables. Las fallas altamente permeables pueden enfocar el aumento de hidrocarburos dentro de capas sub-horizontales portadoras. Las direcciones de flujo en las areniscas pueden ser predecibles, sólo si la permeabilidad de la intersección de las fallas es conocida (Matthäi & Roberts, 1996).

IX. PRESIONES DE FORMACIÓN

Las formaciones con presión normal son aquellas que se pueden controlar con densidades del agua salada (0.465 ppg- o lbm/gal, libras por galón). Para conocer la "normalidad" o "anormalidad" de las presiones en cierta área, se deberá establecer el gradiente de agua congénita en las formaciones de esa región, conforme al contenido de sales disueltas (Corredor-Jaramillo & Valadez-Dueñas, 2012).

Las formaciones con presión subnormal son aquellas que se pueden controlar con una densidad menor a la del agua dulce (0.433 ppg). Una posible explicación, de la existencia de tales presiones en las formaciones, es considerar que el gas y otros fluidos han escapado por las fallas u otras vías del yacimiento, causando su disminución de volumen (Corredor-Jaramillo & Valadez-Dueñas, 2012).

Formaciones con presión anormal. Las presiones se generan usualmente por: la compresión que sufren los fluidos de la formación debido al peso de los estratos superiores; o debido a la compresibilidad de la roca, esto se genera después de la zona de transición (Corredor-Jaramillo & Valadez-Dueñas, 2012).

En los pozos petroleros, durante las etapas de perforación, terminación y mantenimiento, existe la probabilidad de que se origine un

brote. Esto se debe al desbalance entre la presión de formación y la presión hidrostática del fluido de control. Una roca con alta permeabilidad y porosidad tendrá más posibilidad de provocar un brote, que una roca con baja permeabilidad y porosidad (Corredor-Jaramillo & Valadez-Dueñas, 2012).

I.IX.I. Presión hidrostática

Es ejercida por una columna de fluido en el fondo. Es una función de la densidad promedio del fluido y de la altura vertical o profundidad de la columna de fluido (PEMEX, 2011).

I.IX.II. Presión de poros

Actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca. Se relaciona con la salinidad del fluido (PEMEX, 2011). La presión de fluidos cambia el estado tensional del sistema, al modificar el valor del esfuerzo normal en el esqueleto clástico. Los fluidos introducen procesos de ataque químico (corrosión) que modifica en forma sustancial, y en corto plazo, las propiedades reológicas, siendo su efecto general debilitarlos, disminuyendo su resistencia (Sellés-Martínez, 2011).

I.IX.III. Cuantificación de presión de poros y esfuerzos

Minifrac, Diagnostic Fracture Injectivity Tests (DFIT's) (también llamados pre-frac, injection fall-off, data-frac, microfrac) son básicamente trabajos cortos con poco volumen de fractura hidráulica, en los cuales una fractura es iniciada, la inyección se detiene y la presión es monitoreada desde varias horas hasta días, durante y después del cierre de la fractura. Debido a que los métodos tradicionales como DSTs (drill-stem tests) no trabajan bien en formaciones de baja permeabilidad, el minifrac se ha convertido en el test de elección en la mayoría de areniscas de baja permeabilidad y prospectos de interés de lutitas; y es normalmente ejecutado inmediatamente antes del trabajo de fracturamiento hidráulico real (Fox et al., 2013).

El minifrac se emplea para conocer el efecto que puede ocasionar el fracking por la sismicidad inducida. Una de las preocupaciones de la población, principalmente la que vive cerca de los sitios de fracturación hidráulica, es la generación de sismos. Más adelante se explicará qué es lo que ha desencadenado estos eventos en algunas de las zonas donde se lleva a cabo esta técnica de explotación.

LIX.III. Presión de sobrecarga

Ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas por arriba del punto de interés. Es una función de: la densidad total de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos (PEMEX, 2011). O presión total de formación, las rocas del subsuelo promedian entre 2.16 a 2.64 (g/cm³) (Corredor-Jaramillo & Valadez-Dueñas, 2012).

LIX.IV. Gradiente de fractura

Presión a la cual ocurre la ruptura de una formación. Una predicción exacta del gradiente de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo. En la etapa de planeación del pozo, puede estimarse a partir de los datos de los pozos de referencia. Tiene que sobrepasarse el esfuerzo principal menor, para iniciar una fractura, y la orientación de la fractura debe ser perpendicular a la dirección del esfuerzo principal menor (PEMEX, 2011). La Figura 10 esquematiza el Gradiente de Fractura.

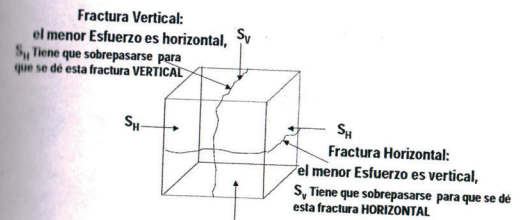


Figura 10: Gradiente de Fractura. Fuente: PEMEX, Exploración y producción.

LIX.IV.I. Determinación del gradiente de fractura

Hay dos procedimientos comunes: 1) La Prueba de Fuga (LOT) consiste en bombear fluido a una velocidad lenta y controlada para aumentar la presión contra la cara de la formación, hasta crear una trayectoria de inyección de fluido en la roca; lo cual indica la presión de ruptura de la formación, expresada en densidad de fluido equivalente, lbs/gal. 2) En la Prueba de Integridad de la Formación (FIT), se presuriza la columna de fluido hasta un límite predeterminado, que mostrará una presión hidrostática de fluido de densidad equivalente, hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la quebrará (PEMEX, 2011).

LIX.V. Causas de las presiones anormales

Si los fluidos no pueden escapar, debido a la disminución de la permeabilidad de los poros, el resultado será una presión anormal alta dentro de los poros. La halita es totalmente impermeable a los fluidos y se compacta plásticamente; por lo que, puede ejercer una presión igual al gradiente de sobrecarga en todas direcciones (PEMEX, 2011).

Comúnmente hay un aumento en la velocidad y el volumen de la sedimentación a través de una falla, en un bloque hundido. Una falla no sellada puede transmitir fluidos de la formación más profunda a la más somera, lo cual resulta en presiones anormales en la zona somera (PEMEX, 2011).

LIX.VI. Predicción de las presiones anormales

Después de perforar un pozo, se corre un registro de confirmación de las presiones anormales, como el Perfil Sísmico Vertical (VSP). La Velocidad de Perforación (ROP) está afectada por cambios en: la litología, limpieza del fondo del pozo, presión diferencial de la columna del lodo y la presión de poros, peso sobre la barrena, velocidad de rotación, propiedades de los fluidos, tipo de barrena (PEMEX, 2011).

I.X. DEFORMACIÓN

Con el aumento del grado de deformación, puede verse una gradación que va desde la pérdida de la textura inicial observable a nivel microscópico (recristalización, formación de zonas de cizalla dúctil), a la pérdida de continuidad (clivaje de crenulación, fallas dúctiles, por ejemplo), para finalmente alcanzar zonas de cataclasis o fallas frágiles al aumentar la magnitud de la deformación y producirse la pérdida de la continuidad del cuerpo de roca (Sellés-Martínez, 2011).

I.X.I. Mecanismos de deformación

Flujo frágil: caracterizado por un primer estadio de deslizamiento friccional (frictional sliding), por deslizamiento relativo de los granos (deslizamiento intergranular), con poca o ninguna fracturación asociada. La fracturación y cataclasis son características de los materiales continuos, entre los productos podemos encontrar jaboncillos y brechas (Sellés-Martínez, 2011).

Plasticidad cristalina: Acumulación de deformación por procesos como la migración de dislocaciones y el maclado. El mecanismo actuante a bajas temperaturas es el deslizamiento sobre planos de dislocación discretos (dislocation glide). Generalmente conduce a un aumento de la resistencia mecánica del material (work-hardening). A mayor temperatura, aún el flujo del material (dislocation creep) está caracterizado por una compensación y superación de los efectos del "work-hardening" por los mecanismos de deslizamiento intracristalinos (Sellés-Martínez, 2011).

I.X.II Deformación plástica de materiales particulados

La deformación plástica es aquella componente de la deformación total que no puede ser recuperada una vez retirada la fuerza responsable. La resistencia a la deformación por cizalla τ , está dada por la expresión de Mohr-Coulomb $\tau=C+\sigma \operatorname{tg} \theta$, en la que C es la cohesión y θ el ángulo de fricción interna (Sellés-Martínez, 2011).

I.XI. ANISOTROPÍA

La existencia de una fábrica, es decir de una orientación preferencial de los elementos lineales o planares dentro de una roca, genera anisotropía, es decir una variación diferencial de sus características físicas. El esfuerzo necesario para fracturar el material es máximo cuando la anisotropía se orienta a 90° y mínimo cuando lo hace a 30° . La existencia de anisotropías induce rotaciones internas en las direcciones de los ejes de los esfuerzos (refracción de las trayectorias de esfuerzos) con complejas consecuencias en la orientación de las estructuras resultantes (Sellés-Martínez, 2011).

La anisotropía en parámetros químicos está presente en facies específicas, y el perfil de esfuerzos permite la identificación de barreras para el incremento de la altura de la fractura hidráulica. Un cambio de facies debe ser necesario en algún punto de la sección vertical, para que representen las diferentes condiciones deposicionales, bajo la variación de posiciones en la secuencia estratigráfica (Dunphy & Campagna, 2011).

I.XII. SISMOS Y SISMICIDAD

Describimos los sismos en términos de su localización (epicentro y profundidad focal, o hipocentro), tamaño (magnitud o momento) y su geometría, incluyendo el movimiento relativo de los cuerpos de roca en cualquier lado de la falla. La magnitud del sismo está basada frecuentemente en la amplitud de las ondas sísmicas. El momento sísmico se relaciona mejor con la física actual del sismo en sí mismo, y es un valor

más consistente con el cual se comparan y cuantifican eventos. Por esta razón, la magnitud de momento (M_w), es frecuentemente usada como medida de la dimensión (Fox et al., 2013).

Los sismos generan varios tipos de ondas que se mueven a través de la Tierra; las velocidades a las cuales estas ondas viajan son de gran interés en muchas aplicaciones. La velocidad de la onda P, V_p , es más rápida que la onda cizalla, V_s . Además, las ondas P pueden viajar a través de fluidos, pero no las ondas S (Fox et al., 2013).

I.XII.I. Generación de eventos microsísmicos detectables

El volumen de inyección tiene una influencia en la magnitud de eventos micro-sísmicos (De Pater & Baisch, 2011). Eventos microsísmicos (menores de magnitud 0) registrados durante el fracturamiento hidráulico son esencialmente micro-sismos, frecuentemente generados por el movimiento de cizalla de planos de fractura. La rápida atenuación de las frecuencias más altas requiere que los geófonos estén cerca de la fuente del evento (Fox et al., 2013).

Los eventos de período largo-larga duración (LPLD) parecen ocurrir en fracturas naturales pre-existentes que no están críticamente estresadas en el estado actual de esfuerzos in-situ; porque el deslizamiento no puede ocurrir más rápido que lo que el exceso de presión de fluido del trabajo de frac puede moverse a través de la fractura (Fox et al., 2013).

La magnitud del sismo máximo es críticamente dependiente del tamaño del reservorio estimulado. En el rango del parámetro simulado es influenciada predominantemente por el coeficiente de almacenamiento de la falla. El valor del coeficiente de almacenamiento está determinado por la porosidad y espesor de la falla, y la compresibilidad del fluido (gas). (De Pater & Baisch, 2011).

CAPÍTULO II: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Depósitos convencionales de petróleo y gas natural son encontrados en reservorios de rocas porosas a profundidad, y pueden fluir bajo presión natural a la superficie después de la perforación. En comparación con recursos encontrados en formaciones convencionales, la baja permeabilidad de algunas rocas, incluyendo la lutita, significa que el petróleo y gas atrapados en la formación, no pueden moverse fácilmente dentro de ella. En un shale oil extremo, por ejemplo, los hidrocarburos no pueden alcanzar una fase líquida, sin antes ser calentados a una temperatura alrededor de los 650 a 1000 grados Fahrenheit (343-538 °C). En contraste, para extraer aceite y gas de lutitas, fluidos y agentes de soporte son inyectados a altas presiones, para permitir que las fracturas incrementen su permeabilidad (GAO, 2012).

El incremento en la producción de shale oil y gas fue conducido primeramente por los avances tecnológicos en perforación horizontal (horizontal drilling) y fracturamiento hidráulico, que hicieron más viable económicamente las lutitas con aceite y gas. La producción anual de shale oil en Estados Unidos aumentó más de cinco veces, de cerca de 39 millones de barriles en 2007, a aproximadamente 217 millones de barriles en 2011, de acuerdo a datos de Estados Unidos (GAO, 2012).

En la Figura 11: Ejemplo de fracturamiento hidráulico para explotación en lutitas; se ilustra como a partir de un pozo vertical se puede ir cambiando el ángulo para que en las rocas que contienen gas natural, la perforación ya sea horizontal. De esta manera, un pozo que se aprecia en superficie puede extenderse a grandes distancias en profundidad, y así tener mayor aprovechamiento del mismo. Además, se esquematiza que los acuíferos están a profundidad somera, a comparación de las lutitas con gas.

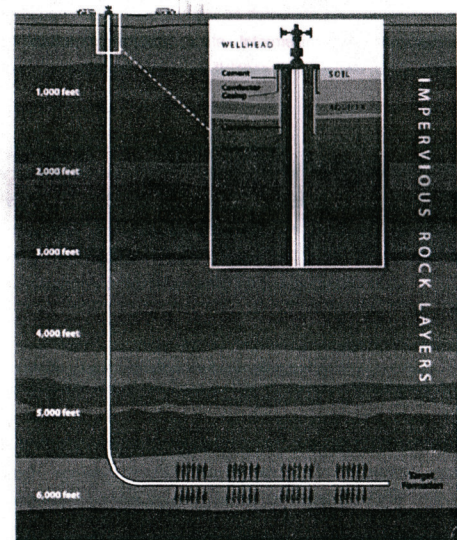


Figura 11: Ejemplo de fracturamiento hidráulico para explotación en lutitas, Febrero 2012. Fuente: American Petroleum Institute.

II.I. MÉTODOS DE EXPLORACIÓN

Primero, usando métodos de exploración sísmicos, los operadores localizan prospectos de lutitas bituminosas y con gas, y se obtienen los permisos necesarios. El método de exploración introduce energía en la subsuelo a través de explosiones en "shot holes" someros que golpean la tierra con vehículos adaptados, o por medio de métodos de vibración. Una

porción de energía regresa a la superficie después de ser reflectada de la sub-superficie del estrato. Esta energía es detectada por instrumentos en la superficie, llamados geófonos, y la información es procesada por computadoras, para interpretar las condiciones del subsuelo (GAO, 2012).

II.II. ESTADOS DE LA FASE DE DESARROLLO

Las actividades específicas y pasos que se hacen para extraer shale oil y gas, varían dependiendo de las características de la formación; pero la fase de desarrollo generalmente involucra los siguientes estados: 1) preparación y construcción de la planilla del pozo, 2) perforación y construcción del pozo y 3) fracturamiento hidráulico (GAO, 2012).

II.II.I Preparación y construcción de la planilla del pozo

Es la primera etapa del proceso de desarrollo. Generalmente, los operadores deben limpiar y nivelar la superficie de vegetación para hacerle lugar a los números vehículos y equipo pesado, y construir la infraestructura necesaria para acceder. Después transportan al sitio, el equipo para la mezcla de aditivos, así como el agua y arena (GAO, 2012).

Basados en las características geológicas de la formación y las condiciones climáticas, los operadores pueden: 1) excavar una fosa o depósito (cárcamo) para almacenar agua, fluidos, o residuos de la perforación (drill cuttings), 2) usar tanques para almacenar materiales o 3) construir tuberías temporales para transportar materiales (GAO, 2012).

II.II.II. Perforación y construcción del pozo

Los operadores perforan un hoyo (wellbore) en la tierra mediante una combinación de técnicas de perforación verticales y horizontales. El casing es una tubería de metal, que es insertada en el hoyo para prevenir fluidos de alta presión fuera de la formación. El lodo de perforación (drilling mud- es un

lubricante también conocido como fluido de perforación) es bombeado a través del hoyo a diferentes densidades, para balancear la presión dentro del hoyo, y llevar las partículas de roca y materiales de la formación de regreso al equipo (GAO, 2012).

Una válvula (blowout preventer) es instalada sobre el pozo, para prevenir cualquier salida incontrolada de aceite y gas; y para ayudar a controlar los excesos de presiones. Los cárcamos de lodos proveen un reservorio, para mezclar y guardar el lodo de perforación. Al término de la perforación, el lodo puede ser reciclado, para ser usado en otra operación de perforación. Después de que el casing es colocado y cementado, el operador hace una evaluación para medir la calidad y emplazamiento del cemento (GAO, 2012).

Después de que la perforación vertical está completa, la perforación horizontal es conducida modificando lentamente el ángulo de perforación, hasta que llegue a ser horizontal. La extensión horizontal del pozo típicamente varía de 2,000 a 6,000 pies (610-1,829 m), pero puede llegar en algunos casos hasta los 12, 000 pies (3,658 m) (GAO, 2012).

Durante el proceso de perforación, los operadores pueden desahogar o llamear algo de gas natural, frecuentemente intermitentemente, para mantener las necesidades del equipo. Este gas natural es liberado directamente a la atmósfera o quemado. En Octubre de 2010, la GAO reportó este hecho en tierras públicas (GAO, 2010).

La descarga, de metano y componentes orgánicos volátiles, y la combustión emiten dióxido de carbono; ambos son gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático global. El metano es de importancia particular, debido a que es un gas de evento invernadero más potente que el dióxido de carbono (GAO, 2012).

II.II.III. Fracturamiento hidráulico

Antes de que los operadores o las compañías de servicios realicen el tratamiento de fracturamiento hidráulico de un pozo, una serie de pruebas deben de llevarse a cabo para asegurar que el pozo y equipo pueden resistir seguramente las altas presiones asociadas con el proceso de fracturamiento (GAO, 2012).

Los operadores deben coleccionar datos del subsuelo, como información de los esfuerzos de la roca y estructuras de las fallas naturales, los cuales son necesarios para desarrollar modelos que ayudan a predecir la orientación, altura y longitud de la fractura, previo a la perforación del pozo. El propósito del modelado es diseñar un tratamiento de fracturamiento que optimice la localización y tamaño de las fracturas inducidas, y maximice la producción de aceite y gas (GAO, 2012).

Los esfuerzos en la formación generalmente influyen en la dirección de la fractura que crecerá. Para preparar un pozo, que será fracturado hidráulicamente, una herramienta de perforación debe ser insertada en el revestimiento (casing) y usada para crear hoyos en el casing y cemento. A través de estas aperturas, el fluido de fracturamiento es inyectado a altas presiones para que pueda fluir en la lutita (GAO, 2012).

Los fluidos de fracturamiento son adaptados para las condiciones específicas, tales como: espesor de la lutita, esfuerzo, compresibilidad y rigidez. De igual manera, varían los aditivos químicos empleados. El agua, químicos y agente de soporte utilizados en el fluido de fracturamiento son almacenados típicamente en el sitio, en **tanques** separados, y mezclados justo antes de ser inyectados en el pozo (GAO, 2012).

El fluido es bombeado hacia una zona alejada del hoyo, para fracturar la roca y formar una fractura de tensión (tensile fracture). El bombeo continúa con la intención de extender la fractura. La idea es crear: 1) contacto entre el pozo y la formación, y 2) un camino permeable para que los fluidos puedan llegar al pozo (Fox et al., 2013).

Debido a que la fractura trata de cerrarse al disminuir la presión, un material llamado agente de soporte (proppant) (arena natural o material cerámico) es constantemente inyectado en la fractura para mantenerla abierta (Fox et al., 2013).

Normalmente al final del trabajo, el flujo de retorno (flowback) es monitoreado para determinar cuánto del fluido frac ha sido recuperado. Si el flujo de retorno es bajo, comparado con la cantidad de fluido bombeado, puede implicar daño en la formación durante el fracturamiento o pérdida en una red compleja de fracturamiento (Fox et al., 2013).

Cerca del hoyo, en un agujero, la fractura se iniciará y propagará de acuerdo a los esfuerzos en el hoyo perforado, después puede tener una reorientación mientras se propaga. Esto es llamado tortuosidad de la fractura. La situación se vuelve más compleja cuando la terminación es un agujero perforado y revestido (cased hole), porque se debe considerar la orientación de la perforación. Estos factores pueden afectar la presión de fractura inicial, las presiones necesarias para que crezca la fractura y la habilidad para colocar el agente de soporte (Fox et al., 2013). Lo anterior, se representa en la Figura 12: Ilustración de varias geometrías posibles (simplificadas) de fracturas hidráulicas y su dependencia en la orientación del hoyo con respecto a los esfuerzos principales.

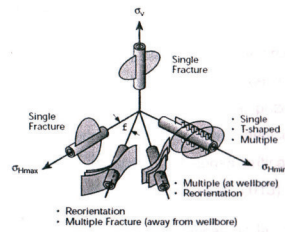


Figura 12: Ilustración de varias geometrías posibles (simplificadas) de fracturas hidráulicas y su dependencia en la orientación del hoyo con respecto a los esfuerzos principales. Fuente: Barree & Associates.

El empleo de fracturamiento hidráulico multi-etapas, dentro de un pozo horizontal, ha sido ampliamente utilizado en la última década. Cada etapa se enfoca en una sección lineal limitada y puede ser repetida numerosas veces (GAO, 2012).

En el fracturamiento multi-etapas (multistage fracs), cada una puede tener un efecto en los esfuerzos locales de alrededor. La interferencia de esfuerzos, algunas veces mencionada como esfuerzos a profundidad, puede afectar posteriores etapas frac (Fox et al., 2013).

Una vez que el pozo está produciendo aceite o gas natural, el equipo y la infraestructura temporal, asociada con la perforación y las operaciones de fracturamiento hidráulico, ya no se necesita más y puede ser removida; se dejan sólo las partes de la infraestructura requeridas para coleccionar y procesar el aceite, gas y agua producida (GAO, 2012).

Durante toda la vida de producción del pozo, el operador puede re-estimular, si considera necesario, periódicamente el flujo de petróleo o gas para repetir el proceso de fracturamiento hidráulico. La frecuencia de tal actividad depende de las características de la formación geológica y la economía del pozo individual (GAO, 2012).

II.III. DATOS A EXAMINAR

Algunos de los tipos de datos que deben ser examinados incluyen: registro del pozo (log data), litología/mineralogía, datos de núcleos (core data), mediciones de las propiedades de sismicidad de las rocas y derivadas del registro o de la descripción del pozo. Con referencia a las fallas y fracturas: proximidades de fallas, densidad de fracturas/espaciamento, orientación de fracturas, presiones críticas de deslizamiento de fracturas (fracture slip) o dilatación (Fox et al., 2013).

Las propiedades mecánicas de las rocas son calculadas usualmente en el registro del pozo, pero es mejor calibrarlas con pruebas de laboratorio; particularmente para porosidad, permeabilidad, saturación de aceite. Las pruebas pueden ser ejecutadas dentro del pozo (downhole), tanto para la presión de poro como para el esfuerzo principal menor; la sobrecarga (overburden) puede ser calculada de registros de densidad (density logs); por lo que, frecuentemente el único parámetro libre que necesita ser modelado es la magnitud del esfuerzo horizontal máximo (Fox et al., 2013).

La dureza es también una consideración para el éxito del fracturamiento hidráulico, porque está relacionada con la fijación del agente de soporte, y por consiguiente, con la pérdida de conductividad en la fractura (Fox et al., 2013).

II.IV. CONSTITUYENTES COMUNES EN EL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO

Una de las preocupaciones acerca del fracturamiento hidráulico, son los aditivos químicos que se agregan, así como los compuestos que contienen. Por lo anterior, en la Tabla 3: Ingredientes comunes encontrados en el fluido de fracturamiento; se mencionan también los usos de dichos aditivos.

Tabla 3: Ingredientes comunes encontrados en el fluido de fracturamiento. Fuente: Department of Energy and Groundwater Protection Council.

TIPOS DE ADITIVOS	USO	COMPONENTE PRINCIPAL
Ácido (Acid)	Remueve el daño cerca del pozo.	Ácido clorhídrico (hydrochloric acid)
Biocida (Biocide)	Controla el crecimiento de bacterias.	Glutaraldehído (Glutaraldehyde)
Breaker	Retrasa la descomposición del agente gelificante.	Persulfato de amonio (Ammonium persulfate)
Inhibidor de corrosión (Corrosion inhibitor)	Previene la corrosión de la tubería.	N, N-Dimetil formamida
Reticulante (Crosslinker)	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta.	Sales de borato (Borate salts)
Reductor de fricción (friction reducers)	Disminuye la fricción de bombeo.	Poliacrilamida
Agentes gelificantes	Favorecen el emplazamiento del agente de soporte.	Goma guar
KCl	Crea un fluido transportador de salmuera.	Cloruro de potasio
Secuestrantes (Eliminadores) de oxígeno	Previene la corrosión de los tubos del pozo.	Bisulfito de amonio
Agente ajustador de pH	Ajusta el pH del fluido para mantener la eficiencia de otros componentes.	Carbonato de sodio
Inhibidor de escala	Previene incrustaciones en la tubería.	Etilenglicol
Surfactante	Agente de acondicionamiento	Isopropanol

Los aditivos que se emplean tienen consecuencias en el ambiente, por lo que es necesario controlar las cantidades que se ocupan y el manejo de dichas sustancias. Hay diferentes opciones de aditivos, se debe evaluar cual se acopla mejor a las características del medio, para minimizar el daño que se puede provocar.

II.V. ESTIMACIÓN DE RECURSO DE SHALE OIL Y GAS

Las estimaciones se basan en datos disponibles en un punto dado en el tiempo, y pueden cambiar según se tenga más información válida. Algunas organizaciones han cuestionado la exactitud de los estimaciones del suministro de shale gas, y han reportado sus preocupaciones de que tales cantidades pueden estar sobreestimadas (GAO, 2012). De las estimaciones depende si un proyecto se realiza o no, ya que si no se recupera la inversión y no se genera ganancia, el proyecto queda descartado.

II.V.I. Recursos in-situ

Representa todo el petróleo o gas contenido en una formación, sin considerar la recuperación técnica o económica. Las estimaciones de recursos in-situ son algunas veces muy grandes: pero frecuentemente, sólo una pequeña porción de la cantidad total de petróleo o gas natural en la formación puede ser recuperado (GAO, 2012).

II.V.II. Recursos técnicamente recuperables

Son un subconjunto de los recursos in-situ, incluyen el aceite y gas que es producible dada la tecnología disponible. Los recursos técnicamente recuperables incluyen aquellos que son o no económicamente producibles. La estimación de estos recursos es dinámica, varía según el potencial de la tecnología de extracción y el conocimiento de la geología (GAO, 2012).

En el 2012, la EIA (Energy Information Administration) estimó que la cantidad de shale gas técnicamente recuperable (E.U.A.) era de 482 billones de pies cúbicos (trillion cubic feet), un incremento de 280% de lo estimado por la EIA en el 2008 (GAO, 2012).

II.V.III. Reservas probadas

Estas estimaciones son más precisas que los recursos técnicamente recuperables, y representan la cantidad de aceite y gas que ha sido descubierta y definida; generalmente, por la perforación de pozos u otras mediciones de exploración, y la cual puede ser recuperada económicamente en un lapso relativamente corto. Las reservas disminuyen en cuanto que el aceite y gas natural son producidos y vendidos, pueden cambiar así como los precios y las tecnologías. Precios altos pueden incrementar la cantidad de reservas probadas, porque más recursos se vuelven viables financieramente para extraer (GAO, 2012).

II.V.IV. Producción histórica en Estados Unidos

Se refiere a la cantidad total de petróleo y gas que ha sido producido hasta el presente. De acuerdo a estimaciones y reportes, asumiendo niveles de consumo actuales, sin considerar un precio específico de mercado para ofertas futuras: la cantidad de shale gas técnicamente recuperable domésticamente, puede proveer suficiente gas natural para suministrar a la nación (E.U.A.) por los siguientes 14 a 100 años (GAO, 2012).

La producción de shale gas en Estados Unidos aumentó más de cuatro veces, desde cerca de 1.6 billones de pies cúbicos (trillion cubic feet) en el 2007 hasta aproximadamente 7.2 billones (trillion cubic feet) en 2011, de acuerdo a datos estimados de la EIA (Energy Information Administration). Más del 75% de gas fue producido en cuatro formaciones de lutitas: Barnett, Marcellus, Fayetteville y Haynesville (GAO, 2012). En la Figura 13, se ubican en un mapa de E.U.A. sus formaciones de lutitas con contenido de gas.

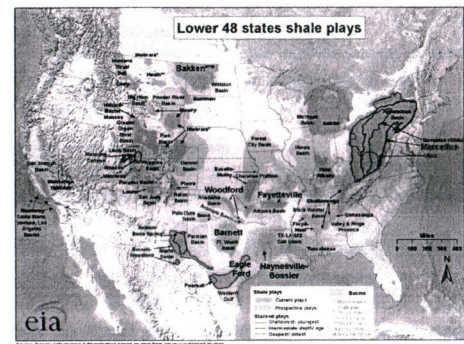


Figura 13: Formaciones de lutitas con gas en E.U.A. Fuente: Energy Information Administration, basado en datos de varios estudios publicados.

Desde el 2007, el incremento de la producción de shale gas ha contribuido a bajar los precios de los consumidores, de acuerdo a EIA y otros. Según un reporte del 2012 del Bipartisan Policy Center, los precios del gas natural bajaron aproximadamente 37% de Febrero del 2008 a Enero del 2010 (E.U.A.). Aumentaron las aplicaciones para exportar gas natural a otros países. En el Annual Energy Outlook, la EIA predijo que bajo ciertos escenarios, Estados Unidos podría convertirse en un exportador neto de gas natural cerca del 2022 (GAO, 2012).

CAPÍTULO III: IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL

III.I. IMPACTO EN EL USO DE TIERRA

Las compañías están tomando muchas medidas para reducir la huella de la perforación, poniéndose a trabajar en los impactos ambientales sobre la tierra (Williams, 2012).

III.I.I. Erosión y control del sedimento

La explotación de shale oil y gas requiere de operaciones para emprender acciones sobre las actividades que perturban la superficie; por ejemplo, al crear una planilla de perforación (pad) y soportar el equipo de mantenimiento. En el 2012, el Pennsylvania Department of Environmental Protection concluyó que una operación en la Marcellus Shale no suministró suficientes controles de erosión; cuando una fuerte precipitación en el área causó erosión significativa y contaminación de un riachuelo cercano, por las grandes cantidades de sedimento. En respuesta, el estado obligó al operador a instalar barreras para el limo, revestir de grava el camino de acceso, y hacer una acequia para detener el agua de lluvia (GAO, 2012).

Los controles de sedimento incluyen vigilar las descargas del agua de lluvia y prevenir la escorrentía en el sitio de las actividades de construcción. Los estados supervisan las autorizaciones relacionadas, y la Independent Petroleum Association of America ha señalado prácticas voluntarias de gestión de agua de lluvia (Williams, 2012).

Las planillas para perforar multi-pozo, permiten perforar múltiples pozos horizontales en varias direcciones desde una sola planilla. En Apache y Encana en la Cuenca Horn River en Canadá, los operadores tienen un grado relativamente alto de flexibilidad para decidir la localización de estas planillas, lo cual permite a las compañías tomar precauciones ambientales (Williams, 2012).

III.II. CONSUMO DE AGUA DULCE

La perforación, cementación y fracturamiento hidráulico de pozos de shale gas requiere grandes cantidades de agua, y resulta en una pérdida neta de la misma. Del 50 al 95 por ciento de fluido de fracturamiento hidráulico bombeado al pozo, no retorna a la superficie. El agua que regresa del pozo ya no es una fuente de agua dulce, puesto que se convierte en componente del fluido de fracturamiento o del agua producida. Estas aguas residuales son generalmente recicladas o eliminadas en pozos profundos, volviéndola inaccesible para otros usos. Chesapeake Energy reporta que perforar un pozo en lutita, para extraer gas natural y petróleo a una profundidad típica, requiere entre 65,000 y 600,000 galones (246,052 y 2'271,247 litros) de agua (Williams, 2012).

Las compañías están siguiendo una variedad de técnicas y tecnologías para reducir la demanda de agua dulce, como: reciclar su propia agua producida y sus fluidos de fracturamiento hidráulico, usar aguas residuales de otras fuentes industriales, y aprovechar aguas salobres o de acuíferos salinos. También están creando depósitos para almacenar el agua de lluvia o el agua de escorrentía, para evitar el desistimiento cuando la disponibilidad de agua es baja, o cuando otras industrias y la agricultura están demandando mayores cantidades de agua (Williams, 2012).

III.III. CALIDAD DEL AGUA

Los residuos de la perforación (drill cuttings) llevados a la superficie durante la explotación del aceite y gas, pueden contener materiales radioactivos que se producen naturalmente (naturally occurring radioactive materials- NORM) junto con otros isótopos (radio-226 y radio-228), de acuerdo con un reporte industrial presentado en la Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. De acuerdo al reporte, los drill cuttings son almacenados y transportados en tuberías de acero y tanques- en los cuales la radiación no puede penetrar. Sin embargo, el transporte o manejo inadecuados puede resultar en contaminación de agua (GAO, 2012).

Las compañías han estado trabajando en reducir la cantidad y toxicidad de los químicos usados. Frac Tech reporta que su aditivo "Slickwater Green Customizable Powder Blend" ha sido diseñado usando principios de química verde, que no produce restos químicos, y su poderosa fórmula puede reducir los riesgos de derrames de líquidos químicos. En cuanto a los propietarios del fluido de fracturamiento, las compañías pueden agregar un indicador químico que podría ser capaz de identificar la fuente de la contaminación (Williams, 2012).

III.III.I. Migración subterránea

La migración subterránea de gases y químicos plantea un riesgo de contaminación de la calidad del agua. El metano puede estar naturalmente en capas de roca someras y sedimentos, y se ha sabido que naturalmente se filtra en la superficie y contamina suministros de agua. El metano es un gas incoloro e inodoro, generalmente considerado no tóxico; pero puede representar un peligro explosivo si está presente en volúmenes significativos, o si el pozo de agua no está debidamente ventilado (GAO, 2012).

Reguladores del estado (E.U.A) han indicado el fallamiento del cemento y del revestimiento (casings) del pozo como fuente de la migración de metano, en la producción convencional de gas, y ahora en la de shale gas. Generalmente el metano se encuentra en formaciones más someras, no comerciales; a través de las cuales se ha perforado, y no en la formación de lutitas. El metano no es tóxico si se ingiere, pero puede ser explosivo si se acumula. Los revestimientos cerca del tope de la porción vertical del pozo, pasan a través de acuíferos. Para prevenir la liberación de gas y fluidos del pozo en el acuífero, tubería de acero, conocida como revestimiento superficial, es cementada en el lugar como parte rutinaria de la construcción del pozo. La profundidad del casing es determinada

típicamente por las condiciones específicas del pozo y los requerimientos regulatorios del Estado (Williams, 2012).

En el 2011, el Center for Rural Pennsylvania analizó agua de 48 pozos de agua privados, localizados aproximadamente a 2,500 pies (762 m) de un pozo de shale gas en la Marcellus Shale. Los análisis compararon muestras antes y después de la perforación, para identificar cambios en la calidad del agua. Los resultados mostraron que no hubo incrementos estadísticos significativos en contaminantes en los fluidos de desecho de la perforación, tales como sólidos disueltos, cloruros, sodio, sulfatos, bario y estroncio; tampoco hubo incremento significativo de metano. El estudio concluyó que la perforación de pozos de gas, no tiene un efecto significativo en la calidad del agua de pozos cercanos de agua potable (Boyer, Swistock, Clark, Madden, & Rizzo, 2012).

III.III.II. Propagación de fracturas

El riesgo de que las fracturas inducidas se extiendan fuera de la formación objetivo, a un acuífero- permitiendo que el gas y otros fluidos contaminen el agua- puede depender en parte de la separación de la formación fracturada y del acuífero (GAO, 2012).

Del 2001 al 2010 una firma consultora de industrias, monitoreó los límites superior e inferior de fracturas inducidas hidráulicamente, en relación con la posición de acuíferos de agua potable en las formaciones de lutitas Barnett, Eagle Ford, Marcellus y Woodford. En el 2011 la firma reportó que los resultados del monitoreo, incluidos en la Tabla 4: Formación de lutitas y profundidad del agua tratable; muestran que incluso el punto más alto de fracturamiento está a varios miles de pies abajo del acuífero más profundo (Fisher, 2014).

Tabla 4: Formación de lutitas y profundidad del agua tratable (Distancia en metros). Fuente: GAO análisis y datos presentados en un reporte preparado por petición de la DOE (Department of Energy).

FORMACIÓN DE LUTITAS	PROFUNDIDAD DE LAS LUTITAS	PROFUNDIDAD DE LA BASE DEL AGUA TRATABLE	DISTANCIA ENTRE LAS LUTITAS Y LA BASE DEL AGUA TRATABLE
Barnett	1,981- 2,591	366	1,615- 2,225
Fayetteville	305- 2,134	152	152- 1,981
Haynerville	3,200- 4,115	122	3,078- 3,993
Marcellus	1,219- 2,591	259	648- 2,332
Woodford	1,829- 3,353	122	1,707- 3, 231

Nota: Las profundidades de la base de agua tratable son aproximadas. De acuerdo al reporte, la profundidad de la base del agua tratable está basada en datos de agencias estatales de aceite y gas, y de datos de estudios geológicos.

En Tordis Fields of offshore Norway, el promedio de agua inyectada era de 7000 m³/día por 5.5 meses. Las fracturas hidráulicas se propagaron desde una profundidad de aproximadamente 900 metros hasta la superficie, a través de estratos del Cenozoico (Terciario). El volumen de fluido usado en estas operaciones, no obstante fue 120 más grande que el utilizado para las etapas del fracturamiento hidráulico en reservorios de shale gas, y el período fue cientos de veces más largo (Davies et al., 2014).

III.III.III. Actividad sísmica

Actividad sísmica ha sido ligada a la explotación de gas shale, a pesar de que se ha relacionado con pozos para disposición de aguas residuales más que al proceso de fracking en sí mismo; y es inusual (Williams, 2012). Debido a que el flujo de retorno libera energía almacenada en el sistema de

fractura presurizado, hay menos energía remanente para inducir eventos sísmicos (De Pater & Baisch, 2011).

En Reino Unido surgió la preocupación social de que el fracking estuviera provocando eventos sísmicos, ya que se presentaron dos pequeños sismos cerca del sitio Preese Hall en Lancashire. Se encargó a un grupo de expertos que estudiaran el caso para saber si realmente el fracking provocó los movimientos. El 2 de noviembre del 2011 se publicó una síntesis del reporte, titulado *Geochanical Study of Bowland Shale Seismicity*. Varios de los resultados obtenidos y las medidas de prevención recomendadas, se citan en esta recopilación como (De Pater & Baisch, 2011); entre las medidas, destaca el monitoreo de la sismicidad inducida mediante un sistema de "semáforo" que indica las acciones a tomar, según los niveles de sismicidad, y de esta manera evitar provocar un movimiento perceptible.

La sismicidad inducida depende de tres factores, presencia de una falla: 1) críticamente estresada, 2) transmisible y que, por lo tanto, acepta grandes cantidades de fluido, y 3) suficientemente susceptible a ceder sísmicamente. La mitigación de sismicidad puede llevarse a cabo monitoreando sísmicamente los tratamientos, y tomando las acciones necesarias cuando la magnitud sísmica exceda el límite establecido por el sistema de tráfico (traffic light systems). Dos medidas potenciales de mitigación son: rápido flujo de retorno después de los tratamientos y reducción del volumen de tratamiento. Los intervalos cercanos a una falla deben ser evitados. Basados en el estándar alemán internacionalmente aceptado para vibraciones del suelo, una magnitud máxima sísmica de $M_L=2.6$ fue adaptada como límite permisible de sismicidad (De Pater & Baisch, 2011).

En muchos estados (E.U.A.), los operadores inyectan el agua residual en las formaciones geológicas para disposición final. Ésta puede ser la opción de menor costo, pero es específica según la región. En Barnett Shale en Texas, el agua residual puede re-inyectarse en roca permeable a más de

una milla (más de 1.6 km) de profundidad. La inyección no es viable en gran parte de la región de Marcellus Shale, porque los operadores no han identificado ninguna formación con suficiente porosidad y permeabilidad para aceptar grandes cantidades de agua residual. La disposición subterránea ha sido ligada a pequeños sismos; y a pesar de que los datos disponibles son insuficientes para hacer una conexión concluyentemente, los reguladores del estado han solicitado a las compañías discontinuar el uso de pozos específicos para la disposición de agua residual (Williams, 2012).

Pozos de evaporación y/o pozos de contención: Algunas compañías usan pozos, estanques o tanques para almacenar agua residual o lodo de perforación y cuttings, antes de que sean dispuestos o reusados. Algunas veces, los operadores cavan un pozo para los desechos de la perforación y después los entierran. En regiones áridas, las compañías usan pozos abiertos y tanques para evaporar el líquido de los contaminantes sólidos. La evaporación deja precipitados sólidos; el residuo se va a vertederos industriales, donde se analiza antes de aceptarlo (Williams, 2012).

III.IV. CALIDAD DEL AIRE

Los factores climáticos, tales como la precipitación anual y las temperaturas en la superficie, pueden afectar los riesgos ambientales para una región o área específica. La velocidad y dirección del viento, así como otras condiciones climáticas pueden influenciar en la exposición de niveles de contaminantes tóxicos aéreos (GAO, 2012).

La explotación de shale gas puede resultar en numerosas emisiones al aire, incluyendo componentes volátiles orgánicos (volatile organic compounds- VOCs); tóxicos aéreos, tales como: benceno, etilbenceno, n-hexano y metano, el constituyente primario del gas natural. (El Metano es un gas de efecto invernadero 20 veces más potente que el dióxido de carbono, de acuerdo con la EPA) (Williams, 2012).

El gas húmedo (wet gas), el cual puede venir con el aceite, contiene menos metano y más hidrocarburos líquidos, y puede plantear un problema mayor de tóxicos en el aire que el gas seco (dry) extraído de las formaciones de shale gas. La EIA (Energy Information Administration) reportó que más de una tercera parte de la producción de gas natural en Dakota del Norte, principalmente en la Bakken Shale, fue quemado o no llevado de otra manera al mercado porque la capacidad del oleoducto de gas natural es insuficiente (Williams, 2012).

De acuerdo a un investigador federal del Department of Health and Human Services, partículas de arena y polvo libres, representan amenazas para los trabajadores en los sitios de fracking. El investigador indicó que las partículas de arena, si no son apropiadamente contenidas por mecanismos de control de polvo, pueden alojarse en los pulmones y potencialmente provocar silicosis (GAO, 2012).

CAPÍTULO IV: CUENCAS CON POSIBLE POTENCIAL EN MÉXICO

México tiene un excelente potencial para explotar sus recursos de shale gas y oil, almacenados en depósitos marinos; lutitas distribuidas a lo largo de la región "onshore" del Golfo de México (EIA/ARI, 2013). La

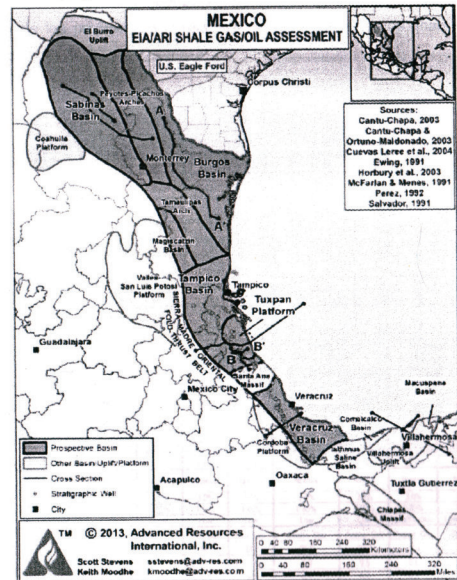


Figura 14: Cuencas, tierra adentro, de lutitas bituminosas y con gas, al este de México. Cuencas del Golfo de México. Fuente: ARI, 2013.

localización de las cuencas tierra adentro, con lutitas bituminosas y con gas, al este de México, se ve en la Figura 14.

Los recursos de lutitas técnicamente recuperables, se estiman en 545 Tcf de gas natural y 13.1 mil millones de barriles (billion barrels) de petróleo y condensado; son potencialmente más grandes que las reservas convencionales probadas del país (EIA/ARI, 2013). La Figura 15 incluye las tablas de las propiedades y recursos de los reservorios de shale gas en México.

Basic Data	Basin/Gross Area	Burgos (94,200 mi ²)				Subsías (85,700 mi ²)	
		Carle Ford Shale		Tithonian Shales		Eagle Ford Shale	
		M. - U. Carboniferous	U. Jurassic	U. Jurassic	M. - U. Carboniferous	U. Jurassic	U. Jurassic
Physical Extent	Shale Formation	Marine		Marine	Marine	Marine	Marine
	Geologic Age	Marine		Marine	Marine	Marine	Marine
	Depositional Environment	Marine		Marine	Marine	Marine	Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	600	10,000	6,700	6,700	9,500	9,500
	Organically Rich	200	200	300	500	500	800
	Net	150	150	210	200	400	260
Physical Extent	Thickness (ft)	3,300 - 4,000		4,000 - 16,400	5,500 - 15,400	7,500 - 15,400	5,000 - 12,500
	Interval	3,300 - 4,000		4,000 - 16,400	5,500 - 15,400	7,500 - 15,400	5,000 - 12,500
	Average	3,500		7,500	10,500	11,500	9,000
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress		Highly Overpress	Highly Overpress	Underpress	Underpress
	Average TOC (wt. %)	5.0%		5.0%	5.0%	3.0%	4.0%
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%		1.15%	1.65%	1.0%	1.50%
Resource	Clay Content	Low		Low	Low	Low	Low
	Gas Phase	Assoc. Gas		Wet Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas
	GIIP Concentration (Bcf/mi ²)	21.7		74.4	190.9	100.3	131.9
Resource	Risked GIIP (Tcf)	7.8		446.4	767.5	201.6	501.0
	Risked Recoverable (Tcf)	0.9		111.6	230.2	50.4	100.2

Basic Data	Basin/Gross Area	Tampanco (26,900 mi ²)			Turpan (2,410 mi ²)		Veracruz (6,030 mi ²)	
		Pimienta		Tamaulipas		Pimienta		
		Jurassic	U. - M. Carboniferous	U. - M. Carboniferous	Jurassic	Jurassic	U. Carboniferous	
Physical Extent	Shale Formation	Marine		Marine	Marine	Marine	Marine	
	Geologic Age	Marine		Marine	Marine	Marine	Marine	
	Depositional Environment	Marine		Marine	Marine	Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	9,000	3,650	1,550	1,000	1,000	560	
	Organically Rich	500	500	500	300	500	300	
	Net	200	200	200	210	200	150	
Physical Extent	Thickness (ft)	3,300 - 4,500		4,000 - 8,500	5,000 - 9,500	5,600 - 10,000	10,000 - 12,500	
	Interval	3,300 - 4,500		4,000 - 8,500	5,000 - 9,500	5,600 - 10,000	10,000 - 12,500	
	Average	5,500		5,200	6,000	7,500	8,100	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Normal		Normal	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	3.0%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%		1.15%	1.40%	0.85%	0.90%	
Resource	Clay Content	Low		Low	Low	Low	Low/Medium	
	Gas Phase	Assoc. Gas		Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	
	GIIP Concentration (Bcf/mi ²)	18.6		44.7	83.0	25.5	27.2	
Resource	Risked GIIP (Tcf)	56.5		47.7	45.0	8.9	9.5	
	Risked Recoverable (Tcf)	4.7		9.5	9.0	0.7	0.8	

Figura 15: Propiedades y recursos de los reservorios de shale gas en México. Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.

La formación mejor documentada es la Eagle Ford de la Cuenca de Burgos, donde las ventanas de gas y petróleo se extienden desde el sur de Texas hasta el Norte de México; se han estimado 343 Tcf y 6.3 mil millones (billion) de barriles de recurso potencial, arriesgado, técnicamente recuperable de lutitas bituminosas y con gas (EIA/ARI, 2013). La Figura 16 contiene la Tabla de propiedades y recursos de reservorios de lutitas bituminosas (shale oil) en México.

Basic Data	Basin/Cross Area	Burgos (24,200 mi ²)		Temasco (25,900 mi ²)		Tampán (2,810 mi ²)		Veracruz (6,030 mi ²)	
		Eagle Ford Shale		Pimienta		Tamaulipas	Pimienta	Matlala	
		Geologic Age M. - U. Cretaceous		Jurassic		L. M. Cretaceous	Jurassic	U. Cretaceous Maize	
Prospect Data	Depositional Environment	Marine		Marine		Marine	Marine	Marine	
	Prospective Area (mi ²)	600	10,000	9,000	3,050	1,000	1,000	580	
	Thickness (ft)	200	200	500	500	300	500	300	
	Organically Rich Interval	180	200	200	200	200	200	150	
Depth (ft)	Interval	3,300 - 4,000	4,000 - 15,400	1,300 - 4,500	4,000 - 6,500	6,000 - 9,500	6,000 - 10,000	8,800 - 17,000	
	Average	3,500	7,500	5,500	6,200	7,600	8,500	11,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress	Highly Overpress	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	5.0%	5.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	0.85%	0.95%	0.95%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	Low	Low/Medium	
Resource	Oil Phase	Oil		Condensate		Oil		Oil	
	Oil Phase Concentration (MMbbl/m ³)	43.9	15.0	37.9	17.3	36.4	33.0	23.5	
	Stacked Oil (B bbl)	15.8	89.8	119.4	18.5	12.7	11.5	3.9	
	Stacked Recoverable (B bbl)	0.95	5.39	4.78	0.74	0.51	0.49	0.28	

Figura 16: Tabla de propiedades y recursos de reservorios de shale oil en México. Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.

Estas lutitas gruesas, de origen marino y ricas orgánicamente, se correlacionan con depósitos de lutitas Jurásicas y Cretácicas productivos en el sureste de Estados Unidos, particularmente con las lutitas Eagle Ford y Haynesville (Salvador & Quezada-Muneton, 1989). La Figura 17 muestra la Sección transversal de los prospectos de lutitas al este de México.

Más al sur y este de México, la geología de las lutitas de la Cuenca "onshore" del Golfo de México se vuelve estructuralmente más compleja y el potencial de extracción de lutitas es menos certero (EIA/ARI, 2013).

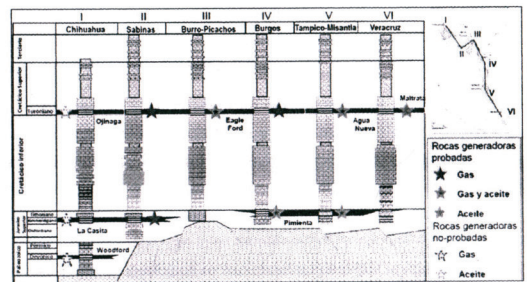


Figura 12: Sección transversal de las lutitas al Este de México. Fuente: Escalera Alcocer, 2012.

En México, la explotación de shale gas y otros recursos de shale oil puede estar limitado por varios factores, incluyendo los límites potenciales de inversiones que van contracorriente, las incipientes capacidades del sector local de servicios de lutitas, y asuntos de seguridad pública en muchas zonas con lutitas (EIA/ARI, 2013).

Mientras que las lutitas, marinas, parecen tener una buena calidad de roca, la estructura geológica de sus cuencas sedimentarias con frecuencia es considerada más compleja que en E.U.A. Comparado con las capas de lutitas gruesas y suavemente inclinadas de Texas y Louisiana, las lutitas de la zona costera de México son más angostas, menos continuas y estructuralmente más interrumpidas. La compresión regional y fallamiento inverso, relacionado con la formación de la Cadena de la Sierra Madre Oriental, ha comprimido la planicie costera del Golfo de México, creando numerosas subcuencas (Mello & Kerner, 1996). Muchos de los mayores campos convencionales de aceite y gas, también se encuentran en esta

área; los cuales son campos productores convencionales en areniscas del Mioceno y Plioceno, que fueron originados a profundidad en lutitas de edad Jurásica y Cretácica térmicamente maduras (thermally mature). Estas rocas fuentes a profundidad, son los principales objetivos para la explotación de gas/petróleo en México (EIA/ARI, 2013).

La mejora de la cobertura de datos geológicos colectados por ARI, estima desde inicios del 2011 que las posibles áreas de shale gas- particularmente en las cuencas más complejas- son ligeramente más pequeñas que las mapeadas previamente. Además, varias de las áreas de gas seco previamente mapeadas, pertenecen a ventanas maduras de petróleo y gas húmedo (gas to oil thermal maturity windows). Por otro lado, los factores de riesgo geológico se han reducido debido a la demostración de la presencia de hidrocarburos y la mejora del control geológico. Nuestra estimación actualizada de los recursos de lutitas en México, es aproximadamente 10% menor que la del 2011 (624 Tcf en este estudio vs 681 Tcf previamente (EIA/ARI, 2013).

PEMEX ha identificado cerca de 200 oportunidades de recursos de shale gas en cinco provincias geológicas en el este de México. La Figura 18 es un Mapa de PEMEX, del 2012, de las lutitas con potencial de gas en México. De acuerdo a PEMEX las regiones con prospectos, incluyen: 1) Shale gas del Paleozoico en la región de Chihuahua; 2) Shale gas Cretácica en la región Sabinas-Burro-Picachos; 3) Shale gas Cretácica en la Cuenca de Burgos; 4) Shale gas Jurásica en Tampico-Misantla; y 5) Shale gas con potencial no especificado en Veracruz (EIA/ARI, 2013).

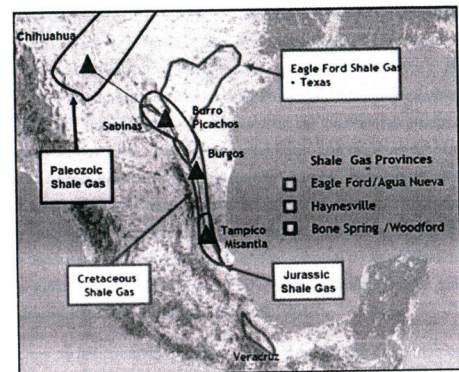


Figura 18: Mapa de PEMEX donde se identifican las lutitas con potencial de gas en México (Noviembre 2012). Fuente: PEMEX, 2012.

En el 2012 PEMEX actualizó su evaluación de shale gas y shale oil: 141.5 Tcf de shale gas (que comprende 104.7 Tcf seco y 36.8 Tcf húmedo) y 31.9 mil millones de barriles (billion barrels) de shale oil y condensado (EIA/ARI, 2013).

La explotación de shale gas y shale oil inició en México a finales del 2011. PEMEX ha perforado por lo menos seis pozos en la Lutita Eagle Ford en el norte de México hasta la fecha (2013), pero las cuencas de lutitas del sureste no han sido aún probadas. Pese a algunas áreas con geología favorable de lutitas, México se enfrenta a significativos obstáculos en la explotación de lutitas. La industria de petróleo en el país va contracorriente, pues está cerrada en gran medida a inversiones extranjeras. Y los servicios de pozos para explotación de lutitas son más costosos que en E.U.A. y Canadá (EIA/ARI, 2013).

El este de México, tierra adentro, contiene una serie de cuencas de tamaño mediano y elevaciones estructurales (plataformas) en la mayor parte del oeste de la Cuenca del Golfo de México (Salvador, 1991a). Estas características estructurales contienen lutitas marinas ricas orgánicamente, de edades del Jurásico y Cretácico, que parecen ser los mejores prospectos para la explotación de lutitas bituminosas y con gas. Los cinturones costeros plegados de lutitas incluyen las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico, Plataforma de Tuxpan y Veracruz, y sus elevaciones (uplifts). Debido a que los mapas geológicos detallados de estas áreas generalmente no están disponibles fácilmente, ARI construyó el modelo general de la profundidad y espesor de lutitas a partir de una gama amplia de mapas a escala local y secciones transversales estructurales (EIA/ARI, 2013).

Muchas de las cuencas de lutitas en México son muy profundas en su centro para la explotación de gas y petróleo (>5 Km), mientras que sus porciones al oeste tienden a tener muchas fallas inversas y complejas estructuralmente. Sin embargo, las porciones del este de estas cuencas, están menos deformadas, y sus plataformas más someras adyacentes son estructuralmente más simples. En esos puntos están las áreas más prospectivas para extraer gas y petróleo de lutitas, que se encuentran a profundidades de 1 a 5 km en grandes áreas (EIA/ARI, 2013).

La geoquímica orgánica del petróleo (pyrolysis geochemistry), estudios de isótopos de carbono y análisis de biomarcadores en los campos de petróleo y gas, identificaron tres principales rocas Mesozoicas fuentes de hidrocarburos en la Cuenca Costera del Golfo de México: la del Cretácico Superior (Turonense a Santoniense), Cretácico Inferior-medio (Albiense a Cenomanense), y- el más importante- Jurásico Superior (Titoniano), este último tiene una fuente estimada de 80% del petróleo y gas natural, convencionales, descubierta en esta región (Guzman-Vega et al., 2001). Estos objetivos, particularmente el Titoniano, parecen tener el mayor potencial para la explotación de shale gas (EIA/ARI, 2013). La Figura 19 es una columna estratigráfica de las rocas Jurásicas y Cretácicas de México y E.U.A., en la Cuenca del Golfo de México.

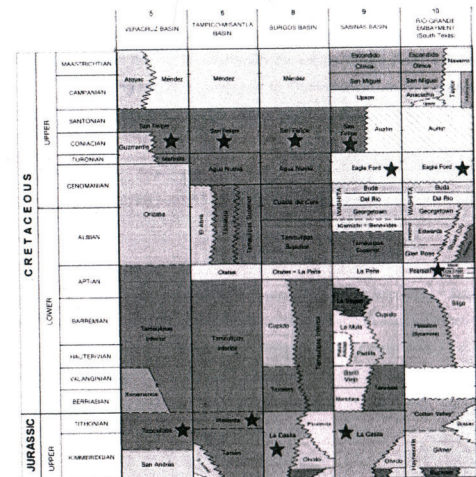


Figura 19: Estratigrafía de las rocas Jurásicas y Cretácicas en la Cuenca del Golfo de México, México y E.U.A. Las lutitas blancas están resaltadas. Modificado de Salvador y Quezada-Muneton. 1989. Fuente: FIA. 2013.

A continuación, se presenta la geología de las sub-cuencas y plataformas, con lutitas bituminosas y con gas, del este de México, tierra adentro de la Cuenca del Golfo de México. Las cuencas analizadas comienzan en el Norte de México cerca de Texas, rodeando y moviéndose hacia las regiones sur y sureste, cercanas a la Península de Yucatán (EIA/ARI, 2013).

IV.I. CUENCA DE BURGOS (Lutitas Eagle Ford y Titonianas)

IV.I.I. Ambiente geológico

Localizada en el noreste del Estado de Coahuila, justamente al sur del Río Bravo, la Cuenca de Burgos cubre un área de aproximadamente 24,200 mi² (62,678 Km²), excluyendo su prolongación en la plataforma del Golfo de México. Es la extensión sureste de la Cuenca Maverick en Texas, el último alojamiento productivo de las formaciones de lutitas Eagle Ford y Pearsall (EIA/ARI, 2013). La Figura 20 representa la Delimitación de la Cuenca de Burgos y las áreas de prospección de lutitas bituminosas y con gas.

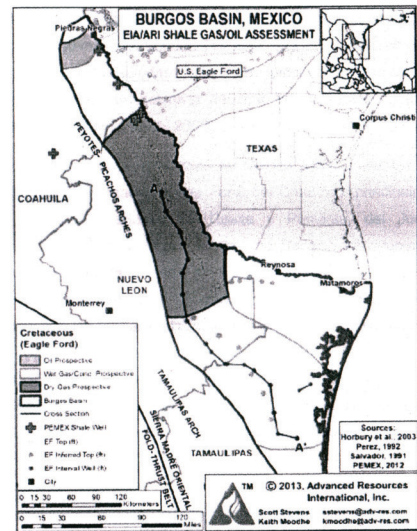


Figura 20: Delimitación de la Cuenca de Burgos, y áreas de prospección de aceite y gas en lutitas. Fuente: ARI, 2013.

La Cuenca de Burgos se expandió durante el Jurásico Temprano y se desarrolló en una plataforma carbonatada restringida, con acumulaciones de sal que posteriormente formaron un desprendimiento estructural regional conocido como diapiro separado (isolated diapirs). La deformación estructural ocurrió durante la Orogenia Laramide al final del Cretácico, resultando en fallamiento y basculamiento en la Cuenca de Burgos. No obstante, este evento tectónico se centró más en la Cuenca de Sabinas y en la Sierra Madre Oriental; mientras que en Burgos permanece relativamente simple estructuralmente y favorable para la explotación de lutitas

(Hernandez-Mendoza, DeAngelo, Wawrzyniec, & Hentz, 2008). Existen depósitos clásticos no-marinos de edad Terciaria, que cubren las secuencias marianas Jurásica y carbonatadas, reflejando posteriores alternancias de transgresiones y regresiones del nivel del mar en el noreste de México (Hernandez-Mendoza, Hentz, et al., 2008).

Las dos lutitas más prospectadas en México están presentes en la Cuenca de Burgos: la Formación Eagle Ford, del Cretácico (principalmente Turoniense); y las Formaciones La Casita y Pimienta, del Jurásico (principalmente Titoniano). La Figura 21 es una Sección transversal a lo largo del límite oeste de la Cuenca de Burgos. La Lutita Eagle Ford en México es la extensión directa de su equivalente comercial productivo en Texas; mientras que las formaciones La Casita y Pimienta se correlacionan con la lutita productiva Haynesville al este de Texas. Se cree que La Casita es la roca fuente de reservorios clásticos convencionales del Terciario (Oligoceno Frío y Vicksburg) en el sureste de la Cuenca de Burgos, con petróleo transportado por fallas normales profundas (Cuevas Leree et al., 2004).

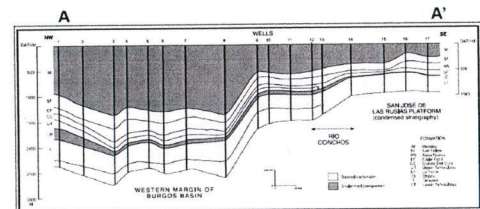


Figura 3: Sección transversal estratigráfica a lo largo del límite oeste de la Cuenca de Burgos. La sección está aplanada (flattened) en la cima del Cretácico. Modificado de Horbury et al., 2003.

IV.I.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)

IV.I.II.I. Lutita Eagle Ford

Basados en la analogía con la lutita Eagle Ford en Texas, la industria y ARI consideran que la lutita Eagle Ford en México, es la primera en el ranking de lutitas prospectos. La Lutita Eagle Ford es continua cruzando el margen de la Cuenca de Burgos, donde la formación varía de 100 a 300 m de espesor (Horbury et al., 2003). En el reconocimiento de la profundidad regional de reserva y el control de espesor en la lutita Eagle Ford en la Cuenca de Burgos (Perez Cruz, 1993), basados en el mapa reciente de PEMEX de lutitas, estimamos un área prospectiva de 17,300 mi² (44,807 Km²) (EIA/ARI, 2013).

IV.I.II.II. Formaciones (Titonianas) La Casita y Pimienta

Varios miles de pies por debajo de la Lutita Eagle Ford, las lutitas La Casita y Pimienta (Jurásico Superior Titoniano) son consideradas las principales rocas fuentes del oeste de la Cuenca de Burgos. Tienen un rango de prospección de los 5,000 a 16,400 ft (1,524- 4,999 m) (EIA/ARI, 2013).

IV.I.III. Valoración de recursos

IV.I.III.I. Lutita Eagle Ford

Con riesgo, los recursos técnicamente recuperables están estimados en 343 Tcf de gas en lutitas, y 6.3 mil millones (billion) de barriles de shale oil y condensado (EIA/ARI, 2013).

IV.I.III.II. Formaciones Titonianas

Se estima que tienen aproximadamente 50 Tcf de recursos de gas seco técnicamente recuperable, de los 202 Tcf de gas en el sitio (EIA/ARI, 2013).

IV.I.III.III. Actividad reciente

PEMEX hizo su primer descubrimiento en lutitas, en la Cuenca de Burgos, a finales del 2010 y principios del 2011, la perforación del pozo

Emergente-1 se localizó a pocos metros al sur del borde Texas/Coahuila, en una continuación de la tendencia de la Lutita Eagle Ford en Texas. Este pozo horizontal inicial fue perforado a una profundidad de cerca de 2,500 m, y ocupó unos 2,550 m laterales (aunque otra fuente reporta 1,364 m). Seguido por una estimulación de fracturas en 17 etapas, las pruebas de pozo de \$20-25 millones, en un ritmo modesto de 2.8 millones ft³/día (tiempo de intervalo no reportado), el cual pudiera no ser económico con los precios actuales de gas (Estrada, 2012).

A partir de su último reporte (Noviembre 2012), PEMEX ha perforado cuatro pozos de exploración de shale gas, en la Lutita Eagle Ford de la Cuenca de Burgos, con un pozo de exploración en la Cuenca de Sabinas, reportando producción inicial para los tres pozos. PEMEX anunció también la perforación y producción del pozo Arbolero-1 (3.2 millones ft³/día), la primera prueba en lutitas del Jurásico en esta cuenca (PEMEX, 2012a). PEMEX planea que la perforación aumente a 75 pozos de exploración de lutitas en la Cuenca de Burgos para el 2015 (EIA/ARI, 2013).

IV.II. CUENCA DE SABINAS (Lutitas Eagle Ford y Titonianas)

IV.II.I. Ambiente geológico

Sabinas es una de las cuencas marinas de lutitas más grandes de México, se extiende sobre un área total de 35,700 mi² (92,463 Km²) en la parte noreste del país. La Figura 22 es la Delimitación de la Cuenca de Sabinas y el área de prospección de lutitas con gas. La cuenca inicialmente se expandió durante el Jurásico, con una tendencia de fábrica estructural noreste-suroeste, y fue afectada fuertemente por la Orogenia Laramide en el Cretácico Tardío. Estructuralmente es compleja, la Cuenca de Sabinas ha sido deformada en una serie de estrechos pliegues, con centros evaporíticos, de tendencia NW-SE originados de Laramide, son conocidos como Sabinas Foldbelt. La disolución de sal del Jurásico Inferior, durante el Terciario temprano, introdujo una huella más fuerte, la compleja tectónica del

retramiento de sal (Soegaard et al., 2003). Gran parte de la Cuenca de Sabinas está demasiado deformada estructuralmente por la evolución del shale gas, pero una pequeña área al noreste de la cuenca está menos plegada y puede ser prospectiva (EIA/ARI, 2013).

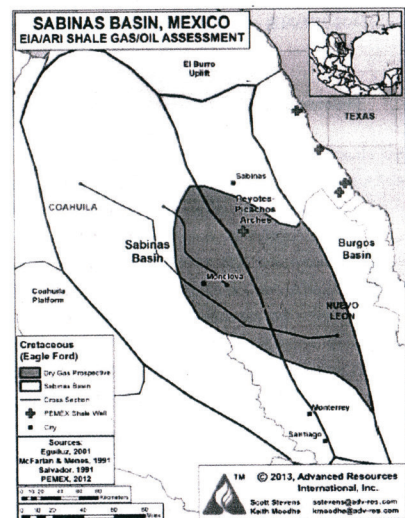


Figura 22: Delimitación de la Cuenca de Sabinas y área de prospección de gas en lutitas. Fuente: ARI, 2013.

Las rocas fuentes de petróleo en la Cuenca de Sabinas incluyen las Formaciones del Cretácico, Olmos (Maastrichtiano) y Lutitas Eagle Ford (Turoniano), y la Formación La Casita del Jurásico Tardío (Turoniano). Las últimas dos formaciones contienen lutitas marinas con buenas

características petrofísicas para su explotación (Eguiluz de Antuñano, 2001). En contraste, la Formación Olmos es una unidad carbonosa no marina, que aunque es una buena roca fuente de gas natural (Alsaab, Suarez-Ruiz, Elie, Izart, & Martínez, 2006), así como blanco de exploración de metano (coalbed methane) (Eguiluz, de Antunano, S., and Amezcua, 2003), parece ser demasiado dúctil para la explotación de lutitas (EIA/ARI, 2013).

IV.II.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)

IV.II.II.I. Lutita Eagle Ford

Está distribuida en las porciones NW, NE y central de la Cuenca de Sabinas. El objetivo tiene 300 m de espesor, es una secuencia de lutitas negras rítmicamente interestratificadas con caliza arenosa y arenisca cementada con carbonatos. Se estima un espesor de 500 ft (152 m) de un intervalo rico orgánicamente con 400 ft (122 m) de zonas de paga (net pay). Se considera a la Lutita Eagle Ford, en la Cuenca de Maverick en el sur de Texas, como el análogo de las propiedades del reservorio, empleando un TOC (carbón orgánico total) y una madurez termal (thermal maturity) de 1.50% (R_o). La profundidad promedio de la prospectiva Eagle Ford es de aproximadamente 9,000 pies (2,743 m) (EIA/ARI, 2013).

IV.II.II.II. Formación La Casita

Esta unidad de edad Títoniana, considerada como la roca fuente primaria de hidrocarburos en la Cuenca de Sabinas, consiste en lutitas ricas orgánicamente, depositadas en un ambiente marino profundo. La sub-cuenca La Popa es una de las numerosas sub-cuencas en la Cuenca de Sabinas; la Figura 23 es un Mapa geológico de esta sub-cuenca. (Lawton, Vega, Giles, & Rosales-Dominguez, 2001); Hudson, S.M. and Hanson, 2010). La Popa es una cuenca pull-apart de rift que contiene gruesas lutitas, roca fuente. Hasta 370 m de caliza carbonosa negra están presentes suprayaciendo varios km de evaporitas, yeso y halita. Lutitas gruesas (300 m) y prospectivas de la Formación La Casita fueron ubicadas a profundidades de 2,000 a 3,000 m en la parte central de la Cuenca de

Sabinas, cerca una secuencia más ancha (400-700 m) a mayor profundidad (3,000 a 4,000 m) (EIA/ARI, 2013).

El área de mayor prospección de la Formación La Casita tiene una profundidad media de 11,500 ft (3,505 m), casi 2,500 ft (762 m), más profunda que la Lutita Eagle Ford. La Casita fue correlacionada con la lutita Haynesville en Texas y Louisiana (EIA/ARI, 2013).

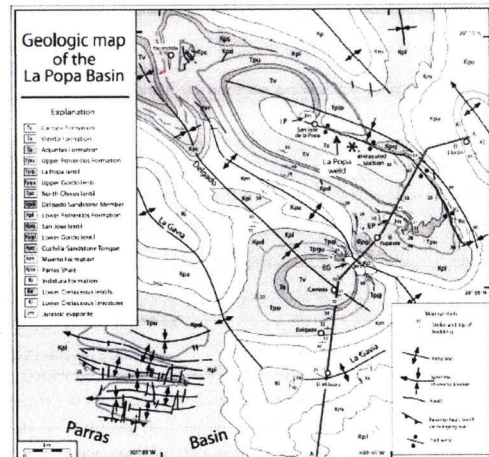


Figura 23: Mapa geológico de la Sub-Cuenca La Popa, porción sureste de la Cuenca de Sabinas. Note los numerosos desprendimientos (detachment) y pliegues de sal controlados (salt-controlled folds). Fuente Hudson y Hanson, 2010.

IV.II.III. Valoración de recursos

IV.II.III.I. Lutita Eagle Ford

Es el objetivo de mayor tamaño en la Cuenca de Sabinas con recursos de shale gas, técnicamente recuperables estimados de 100 Tcf. El promedio de concentración de recurso es alto 132 Bcf/mi² (Bcf: miles de millones de pies cúbicos) (EIA/ARI, 2013).

IV.II.III.II. Formación La Casita

Tiene recursos de shale gas técnicamente recuperables de 24 Tcf. Su concentración de recursos es estimada en 69 Bcf/mi² (EIA/ARI, 2013).

IV.II.III. Actividad reciente

PEMEX ha perforado un pozo de exploración de shale gas en la Cuenca de Sabinas, confirmando la continuación de la lutita Eagle Ford. El Percutor-1, pozo horizontal completado en marzo de 2012, produjo gas seco del sub-suelo a una profundidad de 3,300-3,390 m. El ritmo inicial de producción del pozo fue modesto 2.17 millones ft³/día (medición de intervalo de tiempo no especificada), con producción disminuyendo rápidamente, según se dice (EIA/ARI, 2013).

IV.III. CUENCA DE TAMPICO

IV.III.I. Ambiente geológico

Delimitada al oeste por el cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental (Laramide) y al este por la Plataforma Tampico. La Figura 24 ilustra la Lutita Pimienta en la Cuenca de Tampico. El norte del límite de la cuenca es un arco, limitado por una serie de fallas que se extienden al sur del Arco de Tamaulipas (EIA/ARI, 2013).

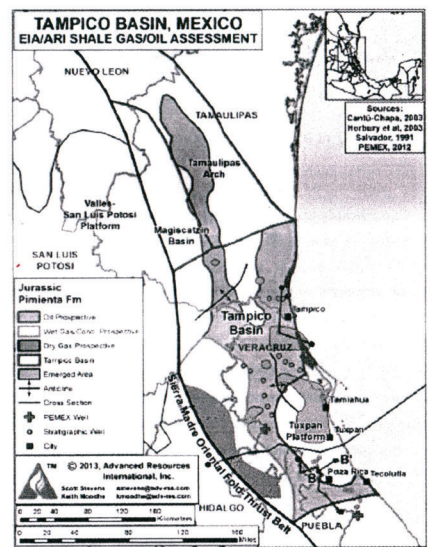


Figura 24: Formación prospectiva Lutita Pimienta (Tithoniano), Cuenca de Tampico. Fuente: ARI, 2013.

La roca fuente principal en la Cuenca de Tampico es la Lutita Pimienta del Jurásico Superior (Tithoniano). La Figura 25 muestra una Sección transversal estructural de la Cuenca de Tampico. La Pimienta alcanza lutitas prospectivas a profundidades de 1,400 a 3,000 m, en el sur donde las tres unidades levantadas (uplifted) se presentan (EIA/ARI, 2013).

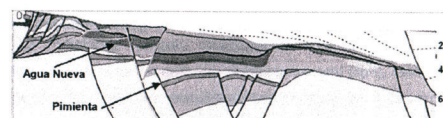


Figura 25: Sección transversal estructural de la Cuenca de Tampico. Fuente: Escalera Alcocer, 2012.

IV.III.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)

Cerca de la ciudad de Tampico, unos 50 pozos convencionales han penetrado lutitas orgánicamente ricas de la Formación Pimienta, a profundidades de 1,000 a 3,000 m. Tres distintas ventanas de madurez termales (gas seco, gas húmedo y petróleo) se presentan de oeste a este, reflejando un ligero ángulo estructural de inclinación en esta cuenca. La profundidad promedio de la lutita va de 5,500 a 8,000 ft (1,676-2,438 m). Excluyendo las paleo-elevaciones, el área prospectiva de la Lutita Pimienta es en total 13,600 mi² (35,224 Km²) aproximadamente. Se estima en promedio 200 ft (61 m) de espesor neto de lutitas, libre del intervalo total orgánicamente rico de 500 ft (152 m) en el área de prospección (EIA/ARI, 2013).

IV.III.III. Valoración de recursos

El promedio de la concentración del recurso de shale gas va de 19 a 83 Bcf/mi², mientras el promedio de concentración de shale oil va de 17 a 38 millones bbl/mi² (EIA/ARI, 2013).

IV.III.III. Actividad reciente

PEMEX ha reportado que está evaluando la geología de la Cuenca de Tampico y planea incrementar la perforación a 80 pozos de exploración de lutitas para el 2015 (PEMEX, 2012b).

IV. IV. PLATAFORMA TUXPAN (Lutitas Pimienta y Tamaulipas)

IV.IV.I. Ambiente geológico

La Plataforma Tuxpan, localizada al sureste de la Cuenca de Tampico, es un sutil basamento alto (subtle basement high), está limitado en la parte superior por una plataforma carbonatada bien desarrollada del Cretácico Temprano (Salvador, 1991b). Un depósito con prospectiva particular y relativamente bien definido de shale gas está localizado al sur de la Plataforma de Tuxpan. Aproximadamente a 50 km al sur de la ciudad de Tuxpan, cerca de Poza Rica, más o menos una docena de pozos convencionales de explotación de petróleo en el área del Sinclinal La Mesa penetraron lutitas anchas, ricas orgánicamente de las Formaciones La Pimienta (Tithoniano) y Tamaulipas (Cretácico Inferior) (Cantu-Chapa, 2003).

La sección transversal de la Figura 26 de la Plataforma Tuxpan, muestra rocas fuente anchas del Cretácico Inferior y del Jurásico Superior

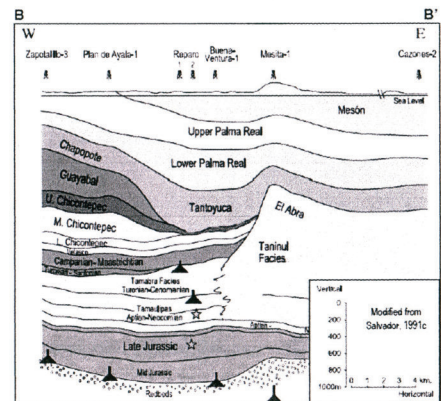


Figura 4: Sección transversal de la Plataforma de Tuxpan. Modificado de Salvador, 1991.

inclinadas hacia la Cuenca del Golfo de México. Estas rocas fuente alcanzan profundidades prospectivas a los 2,500 m (EIA/ARI, 2013).

IV.IV.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)

IV.IV.II.I. Formación La Pimienta

La porción orgánicamente rica de la Lutita Pimienta del Jurásico, tiene un promedio de espesor de 500 ft (152 m) en el área con mayores recursos, con un espesor neto estimado de 200 ft (61 m). No obstante, en algunas áreas del sureste de Poza Rica la lutita es poco ancha o está ausente, probablemente debido a erosión submarina o falta de depositación. La Figura 27 representa las áreas con potencial prospectivo de lutitas bituminosas y con gas de la Plataforma Tuxpan (EIA/ARI, 2013).

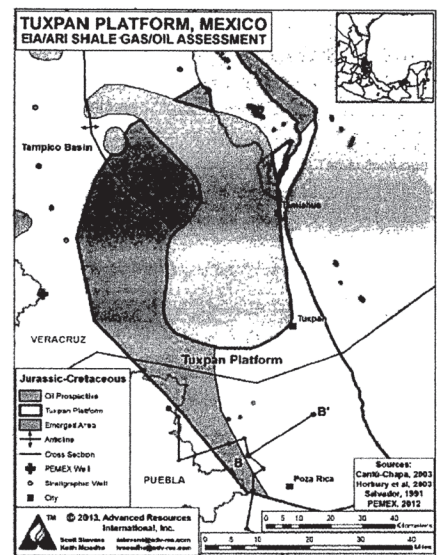


Figura 27: Áreas con potencial prospectivo de lutitas bituminosas y con gas de la Plataforma Tuxpan. Fuente: ARI 2013.

IV.IV.II.II. Formación Tamaulipas

El intervalo orgánicamente rico tiene en promedio 300 ft (91 m) de espesor, con una zona de paga (net pay) estimada de casi 210 ft (64 m) (EIA/ARI, 2013).

IV.IV.III. Valoración de recursos

IV.IV.III.I. Formación La Pimienta

El área de prospección está estimada en aproximadamente 1,000 mi² (2590 Km²). Recursos arriesgados se estiman en 10 Tcf y 12 mil millones (billion) de barriles (EIA/ARI, 2013).

IV.IV.III.II. Formación Tamaulipas

Debido a los escasos datos de la Formación Tamaulipas que es más joven, fue asumida la misma área de prospección de la Lutita Pimienta (2,590 Km²). Recursos in-situ fuera de riesgos: 9 Tcf y 13 mil millones (billion) de barriles (EIA/ARI, 2013).

IV.IV.III. Actividad reciente

Ninguna actividad de explotación de shale gas o petróleo ha sido reportada en la Plataforma Tuxpan (EIA/ARI, 2013).

IV.V. CUENCA DE VERACRUZ

IV.V.I. Ambiente geológico

La Cuenca de Veracruz se extiende en un área de 9,030 mi² (23,388 Km²), tierra adentro, cerca de su ciudad homóloga. El margen oeste de la cuenca está definido por carbonatos Mesozoicos cabalgados (Terciario temprano, Orogenia Laramide) de la Plataforma de Córdoba y la Sierra Madre Oriental. La Figura 28 delimita la Cuenca de Veracruz y el área prospectiva de lutitas bituminosas y con gas. La cuenca es asimétrica en sección transversal, la Figura 29 esquematiza esto en la Lutita Maltrata (Escalera Alcocer, 2012). La cuenca consta de varios elementos estructurales mayores, de oeste a este: El Frente Tectónico Sepultado (the Buried Tectonic Basin), La Alineación Homoclinal (Homoclinal Trend), El Anticlinal Loma Bonita, El Sinclinal Tlacotalpan, El Alineamiento Anton

Lizardo (Anton Lizardo Trend), y la altamente deformada Reentrante de Coatzacoalcos en el sur (Prost, G. and Aranda, 2001).

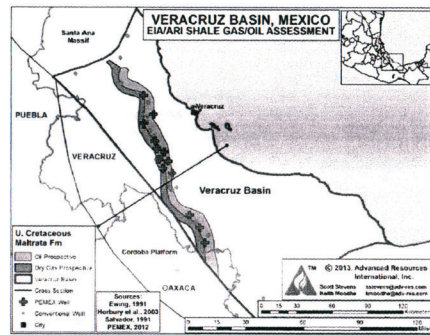


Figura 28: Delimitación de la Cuenca de Veracruz y área prospectiva de aceite y gas en lutitas. Fuente: ARI, 2013

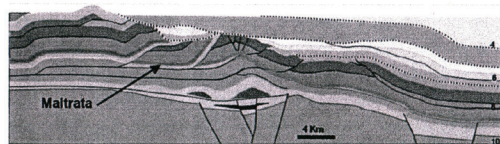


Figura 29: Sección transversal de la Cuenca de Veracruz, mostrando la Lutita Maltrata. Fuente: Escalera Alcocer, 2012.

IV.V.II. Propiedades del reservorio (Área de prospección)

IV.V.II.I. Formación Maltrata

Formación del Cretácico Superior (Turoniano) es una roca fuente significativa en la Cuenca de Veracruz, contiene aproximadamente 300 ft (91 m) de caliza margosa marina, orgánicamente rica (EIA/ARI, 2013).

IV.V.III. Valoración de recursos

IV.V.III.I. Formación Maltrata

El nuevo mapa de PEMEX indica que el área prospectiva en la Cuenca de Veracruz quizás es de sólo 960 mi² (2,482 Km²). Esto produce una estimación de 3 Tcf y 0.3 mil millones (billion) de barriles de recursos técnicamente recuperables, con riesgo, de lutitas bituminosas y con gas (EIA/ARI, 2013).

IV.V.III.II. Actividad reciente

PEMEX planea incrementar la perforación de pozos de exploración en lutitas a 10, en los siguientes tres años (EIA/ARI, 2013).

CAPÍTULO V: DISCUSIÓN

En México hay cuencas sedimentarias en las que se tiene potencial para extraer aceite y gas natural, por medio de fracking. Según un estudio de EIA/ARI publicado en el 2013; PEMEX había identificado cerca de 200 oportunidades de recursos de shale gas en cinco provincias geológicas al este de México, e inició la explotación de shale gas y shale oil a finales del 2011; además el mismo estudio menciona que los recursos de lutitas técnicamente recuperables, se estiman en 545 Tcf de gas natural y 13.1 mil millones (billion) barriles de petróleo (oil) y condensado.

Existen varios aspectos del fracturamiento hidráulico que se deben analizar para prevenir un daño al medio ambiente, y por ende a los ecosistemas. Desde hace algunos años, problemáticas ambientales relacionadas con el fracking se han hecho públicas en diversos países. Por lo anterior, es de vital importancia saber las implicaciones que pueden existir si no se realizan los estudios geológicos adecuados en cada sitio donde se pretende implementar, o ya se aplica esta técnica. La única forma de obtener la aprobación social es dar a conocer las actividades que se realizan.

Es elemental conocer las propiedades de las rocas donde se aplicará el fracturamiento hidráulico, puesto que el volumen y la presión a la cual se inyectan los fluidos tendrá consecuencias en el medio y en la misma producción del pozo. En la Formación Marcellus las actividades típicas de fracturamiento involucran la inyección de aproximadamente 13-19 millones de litros de agua por pozo (DEP, 2011) a presiones hasta de 69,000 kPa (Osborn, Vengosh, Warner, & Jackson, 2011).

El empleo de grandes volúmenes de agua, es uno de los mayores problemas del fracking. De los resultados de investigaciones, realizadas por otros países, destacan las siguientes medidas para reducir la demanda de agua dulce. Las compañías están reciclando su propia agua producida y sus

fluidos de fracturamiento hidráulico, usando aguas residuales de otras fuentes industriales; también están creando depósitos para almacenar el agua de lluvia o el agua de escorrentía. Asimismo, han trabajado en reducir la cantidad y toxicidad de los químicos (Williams, 2012).

La migración subterránea de gases y químicos, es otro aspecto crítico. Se ha documentado que el metano puede estar en capas de roca someras y sedimentos, así como filtrarse en la superficie y contaminar suministros de agua (GAO, 2012). Además, como se indicó en la Tabla 3: Ingredientes comunes encontrados en fluido de fracturamiento; se encuentran el ácido clorhídrico, glutaraldehído, persulfato de amonio, N, N-Dimetil formamida, sales de borato, poliacrilamida, goma guar, KCl, bisulfito de amonio, carbonato de sodio, etilenglicol e isopropanol.

Con respecto a lo mencionado anteriormente, en el 2011, el Center for Rural Pennsylvania analizó agua de 48 pozos de agua privados, localizados aproximadamente a 2,500 pies (762 m) de un pozo de shale gas en la Marcellus Shale. Los resultados mostraron que no hubo incrementos estadísticos significativos en contaminantes en fluidos de desecho de la perforación, ni de metano. El estudio concluyó que la perforación de pozos de gas, no tiene efecto significativo en la calidad de agua de pozos cercanos de agua potable (Boyer et al., 2012).

En referencia a que las fracturas inducidas se extiendan a un acuífero, la GAO en el 2012 indicó que depende en gran medida de la separación entre la formación fracturada y el acuífero. Una firma consultora de industrias, monitoreó del 2001 al 2010, los límites superior e inferior de fracturas inducidas hidráulicamente, en relación con acuíferos de agua potable en las formaciones Barnett, Eagle Ford, Marcellus y Woodford. En el 2011, reportó que incluso el punto más alto de fracturamiento está a varios miles de pies abajo del acuífero más profundo (Fisher, 2014).

La actividad sísmica que se creyó ligada a la explotación de gas shale se ha relacionado más con pozos para la disposición de aguas residuales

que con el proceso de fracking en sí mismo (Williams, 2012). Lo anterior, debido a que el flujo de retorno libera energía almacenada en el sistema de fractura presurizado, y hay menos energía remanente para inducir eventos sísmicos. Entre las medidas potenciales de mitigación de magnitud sísmica, se recomendaron: el rápido flujo de retorno después de los tratamientos y la reducción del volumen de tratamiento (De Pater & Baisch, 2011).

En relación a la disposición del agua residual, en varios estados de E.U.A., los operadores inyectan el agua en las formaciones geológicas, por ser la operación de menor costo, pero no es viable cuando no se ha identificado ninguna formación con suficiente porosidad y permeabilidad para aceptar grandes cantidades de agua residual. Este tipo de disposición subterránea es la que ha sido ligada a pequeños sismos, por lo que los reguladores del Estado han solicitado a las compañías discontinuar el uso de estos pozos de disposición de agua residual (Williams, 2012).

También se deben implementar medidas para disminuir los contaminantes que son liberados a la atmósfera. Puesto que la explotación de shale gas puede resultar en emisiones de componentes volátiles orgánicos, benceno, etilbenceno, n-hexano y metano. De acuerdo con la EPA, el metano es un gas de efecto invernadero 20 veces más potente que el dióxido de carbono (Williams, 2012). Adicionalmente, las partículas de arena, si no son apropiadamente contenidas por mecanismos de control de polvo, pueden potencialmente provocar silicosis (GAO, 2012).

Para reducir el riesgo de todas las problemáticas ambientales mencionadas en párrafos anteriores, es necesario examinar las mediciones de las propiedades de las rocas, la densidad de fracturas/espaciamiento, orientación, presiones críticas, etc. (Fox et al., 2013). Falta mucha información geológica, por lo que se deben realizar estudios petrofísicos y estructurales; y se debe considerar que en el caso de México, las lutitas de la zona costera son más angostas y estructuralmente más interrumpidas, comparadas con las de Texas y Louisiana (EIA/ARI, 2013).

Al este de México, existen una serie de cuencas sedimentarias del Jurásico y Cretácico que contienen lutitas ricas orgánicamente; las cuales parecen ser los mejores prospectos para la exploración de shale gas y aceite (EIA/ARI, 2013). La profundidad de las lutitas es un punto clave, en el centro de las cuencas están a más de 5 km, mientras que al oeste son muy complejas estructuralmente; por lo cual, en las porciones este de las mismas están las mejores áreas para extraer gas y aceite de lutitas, ya que son grandes extensiones a profundidades de 1 a 5 km (EIA/ARI, 2013).

CAPÍTULO VI: CONCLUSIÓN

Los recursos estimados en las cuencas de la República Mexicana, para explotación no convencional representan una cantidad importante, pero actualmente hay muchas problemáticas sociales y económicas que retrasan su debida extracción. Para la obtención de aceite y gas de las formaciones de lutitas se deben implementar rigurosos reglamentos que se cumplan y que permitan tanto aprovechar estos recursos energéticos como proteger el medio ambiente. Asimismo implementar políticas que vuelvan viable económicamente esta actividad.

Las medidas de protección ambiental solo serán adecuadas, si se implementan con base en resultados de estudios geológicos: estructurales, sedimentológicos, estratigráficos y petrofísicos, solo por mencionar algunos. Los cambios en la litología, el espesor de los estratos y las estructuras presentes en cada sitio de estudio permitirán establecer un monitoreo apropiado durante el proceso de fracturamiento hidráulico que proteja el medio y permita la extracción de los recursos. El adecuado control del agua y aditivos químicos utilizados prevendrá futuras problemáticas.

La complejidad estructural de las cuencas en México requiere que se realicen estudios más detallados. Las investigaciones que se han llevado a cabo en otros países puede servir de base para tener una idea general de las posibles complicaciones, pero los parámetros se determinaran por los resultados obtenidos en cada sitio. Por ejemplo, una condición

estratigráficamente favorable, es que la formación de lutitas que contiene gas, se encuentre entre otras de lutitas sin gas lo que ayudaría a disminuir el riesgo de migración de fluidos, por la baja permeabilidad.

Un aspecto fundamental para que se pueda desarrollar el fracturamiento hidráulico es la aceptación de la sociedad, pero mientras no se brinden datos concisos de lo que se realiza, difícilmente se tendrá la aprobación para que se siga llevando a cabo esta técnica.

REFERENCIAS

- Alsaab, D., Suarez-Ruiz, I., Elie, M., Izart, A., & Martinez, L. (2006). Comparison of Generative Capacities for Bitumen and Gas Between Carboniferous Coals from Donets Basin (Ukraine) and a Cretaceous Coal from Sabinas-Piedras Negras Basin (Mexico) During Artificial Maturation in Confined Pyrolysis System. *International Journal of Coal Geology*, 71, 85-102.

- Boyer, E. W., Swistock, B. R., Clark, J., Madden, M., & Rizzo, D. E. (2012). *The Impact of Marcellus Gas Drilling on Rural Drinking Water Supplies*. Retrieved from http://www.rural.palegislature.us/documents/reports/Marcellus_and_drinking_water_2012.pdf
- Caine, J. S., Evans, J. P., & Forster, C. B. (1996). Fault zone architecture and permeability structure. *Geology*, 24, 1025–1028. Retrieved from http://water.nv.gov/hearings/past/springeta/browseabledocs/Exhibits/SNWA Exhibits/SNWA_Exh_063_Caine et al., 1996.pdf
- Cantu-Chapa, A. (2003). Subsurface Mapping and Structural Elements of the Top Jurassic in Eastern Mexico (Poza Rica and Tampico Districts). *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics.*, 51–54.
- Chuprakov, D. A., Melchaeva, O., & Prioul, R. (2013). Hydraulic Fracture Propagation Across a Weak Discontinuity Controlled by Fluid Injection. <http://doi.org/10.5772/55941>
- Corredor-Jaramillo, F. M., & Valadez-Dueñas, C. (2012). *Control de pozos*. Universidad Nacional Autónoma de México. Retrieved from <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1103/A4.pdf?sequence=4>
- Cuevas Leree, A., Muñoz-Cisneros, R., Silva-Saldivar, P., De la Rosa, V. H., Rivas, E. O., González, J., & Fernández-Turner, R. (2004). A New Upper Oligocene Oil Play in Southern Burgos Basin, México.
- Davies, R. J., Almond, S., Ward, R. S., Jackson, R. B., Adams, C., Worrall, F., ... Whitehead, M. A. (2014). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, 56, 239–254. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001>
- De Pater, C. J., & Baisch, S. (2011). *Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity*. Retrieved from http://www.cuadrillaresources.com/wp-content/uploads/2012/02/Geomechanical-Study-of-Bowland-Shale-Seismicity_02-11-11.pdf
- DEP, P. (2011). Pennsylvania Department of Environmental Protection, Marcellus Shale.
- Dunphy, R., & Campagna, D. J. (2011). Fractures , Elastic Moduli & Stress: Geological Controls on Hydraulic Fracture Geometry in the Horn River Basin. *Recovery*. Retrieved from

http://www.geoconvention.com/archives/2011/154-Fractures_Elastic_Moduli_and_Stress.pdf

Eguiluz de Antuñano, S. (2001). Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas in Northeastern Mexico. *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins and Petroleum Systems*, 241–270.

Eguiluz, de Antunano, S., and Amezcua, N. T. (2003). Coalbed Methane Resources of the Sabinas Basin, Coahuila, Mexico. *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics*, 395–402.

EIA/ARI. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Mexico*. Retrieved from <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Escalera Alcocer, J. A. (2012). Potencial de Recursos no Convencionales Asociado a Plays de Aceite y Gas de Lutitas en México. *ExpoForo PEMEX*, 37.

Estrada, J. (2012). Gas de Lutita en México: Planes, Potencial y Regulaciones. *Analytica Energetica, S.P.*, (August), 56 p.

Fisher, K. (2014). Hydraulic Fracture Growth: Real Data. Retrieved from http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/41354fisher/n dx_fisher.pdf.html

Fox, A., Snelling, P., McKenna, J., Neale, C., Neauhaus, C., & Miskimmins, J. (2013). *Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs*. Retrieved from <http://www.microseismic.com/technical-resources/media-library/technical-papers>

GAO. (2010). *Federal Oil and Gas Leases. Opportunities Exist to Capture Vented and Flared Natural Gas, Which Would Increase Royalty Payments and Reduce Greenhouse Gases*. Retrieved from <http://www.gao.gov/new.items/d1134.pdf>

GAO. (2012). *Oil and Gas. Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks*. Retrieved from <http://www.gao.gov/products/GAO-12-732>

Guzman-Vega, M. A., Castro Ortiz, L., Roman-Ramos, J. R., Medrano-Morales, L., Valdez, L. C., Vazquez-Covarrubias, E., & Ziga-Rodriguez, G. (2001). Classification and Origin of Petroleum in the Mexican Gulf Coast Basin: an Overview. *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins and Petroleum Systems.*, 127–142.

- Hernandez-Mendoza, J. J., DeAngelo, M. V., Wawrzyniec, T. F., & Hentz, T. F. (2008). Major Structural Elements of the Miocene Section, Burgos Basin, Northeastern Mexico. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 92, 1479–1499.
- Hernandez-Mendoza, J. J., Hentz, T. F., DeAngelo, M. V., Wawrzyniec, T. F., Sakurai, S., Talukdar, S. C., & Holtz, M. H. (2008). Miocene Chronostratigraphy, Paleogeography, and Play Framework of the Burgos Basin, Southern Gulf of Mexico. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 92(1501-1535).
- Horbury, A. D., Hall, S., Gonzalez, F., Rodriguez, D., Reyes, A., Ortiz, P., ... Quintanilla, G. (2003). Tectonic Sequence Stratigraphy of the Western Margin of the Gulf of Mexico in the Late Mesozoic and Cenozoic: Less Passive than Previously Imagined. *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics*, 184–245.
- Hudson, S.M. and Hanson, A. D. (2010). Thermal Maturation and Hydrocarbon Migration Within La Popa Basin, Northeastern Mexico, with Implications for Other Salt Structures. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 94, 273–291.
- Lawton, T. F., Vega, F. J., Giles, K. A., & Rosales-Dominguez, C. (2001). Stratigraphy and Origin of the La Popa Basin, Nuevo Leon and Coahuila, Mexico. *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*, 219–240.
- Matthai, S. K., & Roberts, S. G. (1996). The Influence of Fault Permeability on Single-Phase Fluid Flow Near Fault – Sand Intersections: Results from Steady-State High-Resolution Models of Pressure-Driven Fluid Flow. *AAPG Bulletin*, 80, 1763–1779. Retrieved from http://stephan-matthai.com/pdfs/MatthaiRoberts96_AAPG.pdf
- Mello, U. T., & Karner, G. D. (1996). Development of Sediment Overpressure and Its Effect on Thermal Maturation: Application to the Gulf of Mexico Basin. *American Association of Petroleum Geologists*, 80(9), 1367–1396.
- Osborn, S. G., Vengosh, A., Warner, N. R., & Jackson, R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *PNAS*, 108. <http://doi.org/10.1073/pnas.1100682108>
- PEMEX. (2011). Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo. Presiones de Formación. Retrieved from

<https://escueladeporora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>

PEMEX. (2012a). Form 6-K, U.S. Securities and Exchange Commission, 7.

PEMEX. (2012b). Investor Presentation, 43.

Perez Cruz, G. A. (1993). *Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico*. Rice University,.

Prost, G. and Aranda, M. (2001). Tectonics and Hydrocarbon Systems of the Veracruz Basin, Mexico. *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*, 271–291.

Salvador, A. (1991a). Plate 3: Structure at Base and Subcrop Below Mesozoic Marine Sections, The Gulf of Mexico Basin. *The Geology of North America, J*.

Salvador, A. (1991b). Plate 6: Cross Sections of the Gulf of Mexico Basin. *The Geology of North America, J*.

Salvador, A., & Quezada-Muneton, J. M. (1989). Stratigraphic Correlation Chart, Gulf of Mexico Basin. In *The Geology of North America, J*, 131–180.

Sellés-Martínez, J. (2011). Reología de los materiales geológicos. Retrieved from <http://www.ingeodav.fcen.uba.ar/Curso/estructural/04-Reologia-y-Mecanismos-Selles.pdf>

Soegaard, K., Ye, H., Halik, N., Daniels, A. T., Arney, J., & Garrick, S. (2003). Stratigraphic Evolution of Latest Cretaceous to Early Tertiary Difunta Foreland Basin in Northeast Mexico: Influence of Salt Withdrawal on Tectonically Induced Subsidence by the Sierra Madre Oriental Fold and Thrust Belt. *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics*, 364–394.

Williams, S. (2012). *Discovering Shale Gas: An Investor Guide to Hydraulic Fracturing*. Retrieved from http://irrinstitute.org/wp-content/uploads/2015/09/IRRC_An-Investor-Guide-to-Hydraulic-Fracturing1.pdf