



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de
Lutitas en México”**

Tesis que para obtener el Título de:

Ingeniero Petrolero

Presenta:

Orquídea Gemimá Barrera Vázquez

Director:

M. en I. José Ángel Gómez Cabrera

Ciudad Universitaria, Mexico D.F., Enero 2013



“Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México”

Orquídea Gemimá Barrera Vázquez



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Agradecimientos

A mi **Universidad Nacional Autónoma de México**, por haberme permitido ser parte de su comunidad y darme las herramientas para tener una mejor oportunidad laboral, así como hacerme una mejor mujer.

A mis **Profesores** que me enseñaron su calidad humana, especialmente **M. en I. José Ángel Gómez Cabrera** por darme su apoyo incondicional y a impulsarme a ser una ingeniera titulada.

A mis **Padres: María Ínes Vázquez Pérez y Oscar Barrera Guerra** que sin su apoyo, comprensión y sobre todo su amor no hubiera podido lograr nada en mi vida.

A mi hija **Dania Manuel Barrera** por llegar a ponerle la sal a mi vida y ser mi motor cada día al despertarme.

A mi esposo **Dr. Alfonso Manuel Román** por amarme como me ama, por comprenderme y entenderme cuando más lo he necesitado, gracias amor.

A **Xazmin M. Barrera Vázquez**, por ser mi hermanita incondicional, por estar siempre a mi lado por ser como eres.

A **Yunué Hernandez Barrera**, por ser mi sobrinita consentida y ayudarme a cuidar a mi nena.

A mi hermosa **Familia** todos han jugado un papel fundamental en mi formación como ser humano.

A mis amigos: **Jasendy B. De La Vega Carrasco, Ariadna Grisell Morales, Nelly Olvera, Marlene Rodriguez, Raziel Joab Romero Hernandez, Juan Francisco Vázquez, M. Mena Cortes, Carlos Licea Gómez, París León Cortes, Yaniak Cedro Recendiz** y a todos los que han estado conmigo en un aula de mi querida Facultad de Ingeniería.

Índice

Introducción	7
1. Conceptos, Características y Tecnologías de Gas de Lutita	12
1.1. ¿Qué son las Lutitas?.....	12
1.1.1 Ambientes de Depositación.....	14
1.1.2 Modelado Petrofísico.....	14
1.2 La fuente de los Hidrocarburos.....	15
1.2.1 Madurez del Kerógeno.....	17
1.2.1.1 Métodos para calcular la Madurez del Kerógeno.....	19
1.3 Clasificación de los Yacimientos de Gas.....	22
1.3.1 Yacimientos de Gas Convencional.....	22
1.3.2 Yacimientos de Gas No Convencional.....	22
1.4 Naturaleza del Almacenamiento del Gas de Lutita.....	22
1.4.1 Gas Libre y Gas Adsorbido.....	24
1.5 Mineralogía de Lutitas Gasíferas.....	25
1.5.1. Naturaleza de Lutitas Gasíferas.....	25
1.5.2 Caracterización de Lutitas Gasíferas.....	25
1.5.3 Modelado Mineralógico de Lutitas Gasíferas.....	26
1.6 Carbono Orgánico Total (TOC) de Lutitas Gasíferas.....	27
1.6.1 Problema del Cálculo de TOC de Lutitas Gasíferas.....	27
1.6.2 Estimación de TOC de Lutitas Gasíferas.....	27
1.7 Porosidad de Lutitas Gasíferas.....	28
1.7.1 Tipos de porosidad.....	28
1.7.2 Cuantificación de la porosidad.....	29
1.8. Saturación del Agua en Lutitas Gasíferas.....	31
1.8.1 Salinidad de Agua de Formación en Lutitas Gasíferas.....	31
1.8.2 Evaluación de la saturación de Agua de Formación en Lutitas Gasíferas.....	32
1.9. Pozos Horizontales y Multilaterales.....	33
1.10 Fracturamiento Hidráulico.....	36
1.10.1 Diseño de la estimulación por fractura.....	40
1.10.2 Monitoreo de la fractura.....	42
1.10.3 Proceso de fracturamiento hidráulico y equipamiento usado	43
1.10.4 Fluidos fracturantes y aditivos.....	46
1.10.5 Transporte y disposición del agua.....	48
1.11 Herramientas Adicionales para la Perforación de Lutitas Gasíferas.....	49
1.11.1 Herramienta Drilling Agitador (DAT).....	49
1.11.2 Tecnología de Perforación Motor Dirigible (MS).....	50
1.11.3 Grabador de Datos Dinámico de Fondo.....	50
1.11.4 Tecnología de Motor Premium.....	50
1.12 Simulación de Yacimientos de Gas de Lutita.....	51

Referencias.....	53
2. Principales Cuencas de Gas de Lutita.....	54
2.1 China.....	54
2.1.1 Sichuan	54
2.1.2 Longmaxi.....	55
2.2 Tailandia.....	56
2.2.1 Cuenca de la Provincia de Thai del Cenozoico.....	56
2.2.2 Provincia Khorat Plateu.....	56
2.3 Norte de África.....	56
2.3.1 Argelia.....	57
2.3.2 Túnez.....	58
2.3.3 Libia.....	58
2.3.4 Egipto.....	58
2.3.5 Marruecos.....	58
2.4 Europa Central, Rusia, Ucrania, Bulgaria, Hungría, Grecia y Serbia.....	59
2.5 Canadá.....	60
2.6 Brasil.....	61
2.7 Varios Países.....	62
2.8 Estados Unidos de Norteamérica.....	63
2.8.1 Eagle Ford.....	65
2.8.2 Haynesville.....	68
2.8.3 Wood Ford.....	69
2.9 México.....	72
2.9.1 Sabinas y Burgos.....	73
2.9.2 Sabinas, Burros, Picacho.....	74
2.9.3 Burgos Mesozoico.....	75
2.9.4 Tampico Misantla.....	77
2.9.5 Veracruz.....	78
2.9.6 Chihuahua.....	79
Referencias.....	81
3. Potencial de Gas de Lutita en México.....	82
3.1 Análisis del Potencial de Gas de Lutita en México.....	84
3.1.1 Principales Avances de Petróleos Mexicanos.....	90
3.2 Sísmica para Gas de Lutita en México.....	92
3.2.1 Estudios Sísmicos Adicionales.....	94
3.2.2 Empresas y Costos de Adquisición y Procesado.....	95
3.3 Alternativas de Desarrollo.....	95
3.3.1 Unidad de Yacimientos No Convencionales de PEMEX Exploración y Producción	96
3.3.2 Comparativo de Costos de Gas.....	96

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

3.4 Estrategias de Explotación de Gas de Lutita en Mexico.....	99
3.5 Aspectos Críticos de la explotación de Gas de Lutita en México.....	100
3.5.1 Ventajas de la Explotación de Gas de Lutita en México.....	100
3.5.2 Desventajas de la Explotación de Gas de Lutita en México.....	100
Referencias.....	103
4. Evaluación de Recursos de Gas de Lutita.....	104
4.1 Sistema del Manejo de los Recursos Petroleros (PRMS).....	104
4.2 Sistema de Clasificación de la Administración de Información de Energía (EIA).....	104
4.3 Costos de Exploración y Desarrollo.....	107
4.4 Volumen Original de Gas (OGIP).....	107
4.5 Recursos Técnicamente Recuperables (TRR).....	108
4.6 Recursos Económicamente Recuperables (ERR).....	108
4.6.1 Estimación de Recursos Económicamente Recuperables (ERR).....	108
4.7 El Impacto de la Tecnología.....	110
4.8 Modelos de Cálculo de Volumen Original de Gas de Lutita	111
4.8.1 Palacios y Blasingame.....	111
4.8.2 Ibrahim, Wattenbanger & Helmy (2003).....	111
4.8.3 Ibrahim y Watterbarger (2005).....	112
4.8.4 Vivian K. Bust y Paul F. Worthigton.....	112
4.8.5 Aproximación Probabilística Monte Carlo.....	113
4.8.6 Análisis del Modelo.....	113
4.8.7 Almadani (2010).....	114
4.8.7.1 Gas de Lutitas Barnett.....	114
4.8.7.2 Gas de Eagle Ford.....	121
4.9 Análisis Económico de Pozos Horizontales	128
Referencias.....	131
5. Riesgos Ambientales y Regulación.....	132
5.1 Contaminación de Acuíferos Superficiales.....	132
5.2 Reventones.....	134
5.3 Riesgos Sísmicos.....	134
5.4 Agua Superficial y Sólidos Contaminantes.....	135
5.5 Otros Impactos ambientales.....	137
Referencias.....	141
Conclusiones y Recomendaciones.....	142
Bibliografía.....	144

Introducción

Cada día los gobiernos del mundo reconocen los beneficios del gas natural en su canasta de fuentes primarias para la generación de electricidad. Los hechos ocurridos en la central de Fukushima, Japón, provocaron –justificada o injustificadamente– un cambio en la percepción sobre la energía nuclear y los ojos de los productores y consumidores voltearon al gas natural como la alternativa inmediata y más accesible.

Recientemente, Alemania anunció que, de manera gradual, eliminará la producción de energía en nucleoelectricas hasta llegar a “cero”. El propio Japón –que presumía los bajos costos de generación por la vía de la energía nuclear– ha incrementado su demanda de gas natural.

Y como si la casuística estuviera del lado de este hidrocarburo, desde hace varios años nuevas tecnologías de extracción han hecho rentable la explotación de yacimientos no convencionales, conocidos como shale gas o gas de lutitas, que han incrementado la expectativa de reservas de gas natural en el mundo. Estas reservas ya son una realidad en Norteamérica, donde los precios del gas han bajado a un nivel de entre 4 y 5 dólares por millón de BTU (Ver Fig. 1) de 2009 a la fecha, separándose radicalmente de la tendencia de los precios del petróleo.

En México, el cabildeo para impulsar la energía nuclear como una fuente relevante en la generación de electricidad se frenó tras el percance de la planta en Fukushima, y la preocupación sobre el abasto de gas natural en el futuro próximo se volvió un tema de agenda cotidiana entre empresarios y funcionarios del sector energético, particularmente para los generadores de electricidad, incluida por supuesto a la Comisión Federal de Electricidad, que hoy ya enfrentan, en las zonas central y noreste del país, riesgo en el suministro por incapacidad en el sistema de transporte de gas del país.

Una baja en los volúmenes de extracción, el venteo de gas natural asociado en la extracción de crudo y un sistema de gasoductos que durante 2011 y 2012 han sufrido constantes “alertas críticas” por saturación o “cuellos de botella”, son las causas que mantienen esta seria preocupación.



Fig. 1. Comportamiento del precio del Gas en los Últimos Meses de 2012.

Tomando en cuenta el tema de esta tesis y las conclusiones que llegaron durante 24° Congreso Mundial del Gas, desarrollado los días 5-9 de Octubre 2009, en Buenos Aires donde se incluyó más de 300 exposiciones técnicas que se enfocaron en exploración, desarrollo y producción, reservas, temas de gas natural, HSE (por sus siglas en inglés, salud, seguridad y medioambiente), seguridad, recursos humanos, desafíos sociales y temas relacionados con las principales industrias de aceite y gas.

En esta conferencia, una de las conclusiones principales, fue que el gas natural mantendrá su rol primordial, abasteciendo la demanda de energía mundial durante muchas décadas. La demanda en segmentos tradicionales (generación eléctrica, calefacción/refrigeración, materia prima, etc.) aumentará, contribuyendo a mejorar el medio ambiente a través de sus eficiencias y menores emisiones de carbono. Así mismo, el gas natural ocupará nuevos roles como combustible complementario a las fuentes renovables de energía, permitiendo la instalación y el desarrollo de las mismas, que son de generación intermitente.

...En lo referente a las inversiones, las dudas que existen sobre las reservas y la falta de inversiones en general, en todos los países, imponen el desafío de desarrollar conocimientos para que el gas cumpla su papel presente y futuro en el mundo. En todo caso, el optimismo del lado de las principales industrias de aceite y gas. George Kirkland, vicepresidente de Chevron dijo: “El proyecto Gorgon, que costará \$37 mil millones de dólares, producirá suficiente gas natural para impulsar una ciudad de 1 millón de personas durante 80 años”. Así mismo comentó que “Este es un motor de crecimiento a largo plazo con un acceso principal al mercado de Asia-Pacífico”.

...En varias de las conferencias fue cómo la importancia de un petróleo indexado puede comenzar a disminuir donde la competencia gas-on-gas y el desarrollo de los mercados negociados y los contratos existentes presentan oportunidades para el cambio, según afirma el Natural Gas Industry Study to 2030, realizado por International Gas Union. “El cambio del sector energético en el escenario mundial exige investigaciones y metas de largo plazo para que haya certeza de que no faltará gas. Esa seguridad sólo es posible mediante investigaciones y desarrollo de tecnologías, de forma constante y permanente”.

...Avances en las tecnologías de extracción de fuentes no convencionales. Los avances en la tecnología para extraer gas del shale y coal bed methane (metano de la capa de carbón) se aceleraron radicalmente y cambiaron el equilibrio de energía global más rápido de lo previsto. Thomas Skains, presidente de American Gas Association, señaló que las empresas de investigación independiente difundieron reportes que “ratifican que el potencial para los recursos de gas no convencional es verdaderamente enorme”.

...“Un campo donde estas técnicas fueron promovidas –Barnett Shale, cerca de Ft.Worth en Texas– casi sin ayuda de nadie modificó la producción de gas natural en Estados Unidos (...) La tecnología también condujo a otros nuevos descubrimientos principales, no sólo en estados petroleros tradicionales como Texas y Louisiana, sino también en Pennsylvania, Ohio y en el interior de Nueva York. Como consecuencia de esto, las cifras del gas natural en Estados Unidos se transformaron en un muy corto período de tiempo”, matizó Hayward.

...Daniel Yergin, de IHS CERA, precisó que las reservas de gas no convencional en la franja inferior de Estados Unidos llegan a 4.000 trillones de metros cúbicos, mientras que en la superior son de 16.000 trillones de metros cúbicos, lo que calificó como “un enorme potencial”.

...Hayward no escondió el hecho de que los precios de comercialización del gas no convencional son bajos, dato que podría retrasar las decisiones de inversión en este sector. Sin embargo, aseguró que “lo sorprendente es que, a pesar de los precios, el gas no convencional es mucho más interesante que el gas

convencional” para las empresas. “Habrá enormes volúmenes disponibles a precios moderados”, soslayó. Además, a lo largo de las exposiciones técnicas se resaltaron las probabilidades de hallar nuevas fuentes de gas no convencional en áreas como Europa central, Oriente Medio y el sudeste asiático, sitios donde hay grandes bases sedimentarias, aunque en el consenso se descartó ver el desarrollo de grandes proyectos offshore por los altos costos de inversión.

...Surgimiento del ‘floating LNG’ y expansión de las turbinas de ciclo combinado de gas. “Atrás quedó lo peor de la crisis”, diagnosticó el presidente del grupo español Repsol, Antonio Brufau. Agregó el vaticinio de “buenas perspectivas para la industria del GNL (Gas Natural Licuado) a escala mundial por la creciente demanda de este combustible limpio para su uso en la generación de electricidad, en reemplazo del carbón y de los combustibles líquidos, como el fuel oil”. Dio a entender que el futuro del gas está en los desarrollos no convencionales, como el que proviene de arenas compactas tight y de reservorios caracterizados como lutita. “Los productores estadounidenses aumentaron la producción después que las formaciones de gas de lutita entraran en línea, desviando o cancelando las cargas de GNL que habían sido destinadas a Estados Unidos”, sostuvo Brufau. Esos envíos de GNL probablemente desembarquen en Europa o en la cuenca del Pacífico, dijo.

...El GNL es vital para países de fuerte consumo aislados de los centros de producción, como China. Brufau consideró que el equilibrio de los precios de este producto dependerá de los costos de la explotación del gas no convencional: tight, lutitas y coalbed methane, que hace 20 años en Estados Unidos tiene un enorme potencial. Brufau dijo que el desarrollo de estas fuentes gasíferas tiene, además, dependencia de la demanda que exista y de los precios que el mercado pueda llegar a pagar. “La caída abrupta del consumo, particularmente en Europa, se compensará en tres años”, dijo Bernhard Reutersberg, director general de la alemana E.ON Ruhrgas.

...“La crisis financiera global y la desaceleración económica probablemente van a resultar en una contracción del consumo del gas natural este año, el primer declive en 50 años”, dijo el ejecutivo de la petrolera estatal malaya Petronas, Hassan Marican, durante su exposición. Al mismo tiempo subrayó que los cortes en la inversión por parte de las compañías de gas natural y petróleo podrán atrasar los proyectos de más de 30 millones de metros cúbicos de gas. “Las preocupaciones ambientales y la escasez de crédito resultaron en la eliminación de muchos proyectos”, afirmó. Petronas, que emitió un bono global en agosto, obtuvo más capital de lo planificado y la compañía no tiene ningún proyecto más para emitir deuda, dijo Marican. El gigante estatal malayo no contempla ninguna adquisición en este momento.

...Marican, miembro del directorio del Banco Central de Malasia, citó tecnologías como el floating LNG y las turbinas de ciclo combinado de gas (CCGT, por sus siglas en inglés) como forma de mejorar el atractivo del gas natural. También advirtió contra los recursos gubernamentales “a medidas populistas” en reacción a presiones sociales y políticas, citando el peligro a la limitación de las exportaciones de gas o el establecimiento de precios límites domésticos y llamó “a acercamientos de colaboración en todas las regiones” que forjen la integración y funcionamiento de mercado del gas.

...Marican remarcó que sus comentarios son concordantes con el informe realizado por IGU para el panel estratégico: “Natural Gas and the Sustainability Question: How Many Answers Can We Provide?”, presentado por Trude Sundset, vicepresidenta de medioambiente y clima para StatoilHydro, quien postuló el dilema actual por las necesidades encontradas de asegurar una provisión de energía económica, y la reducción de los efectos sobre el cambio climático, sabiendo que casi 70% de las emisiones de CO₂ están relacionadas con la generación de energía.

...El propósito del informe es el de explicar cómo el gas natural –aun siendo un combustible del grupo de los hidrocarburos– se ha transformado también en una parte importante para la solución del problema del cambio climático, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, reemplazando en el mercado a otros combustibles con mayores emisiones de CO₂, y a través del uso de tecnologías mucho más eficientes (como turbinas de gas o celdas de combustible). Dependiendo de la calidad del combustible, la combustión del gas natural puede emitir hasta 25-30% menos de CO₂ que el petróleo y por lo menos hasta 40-50% menos que el carbón.

...En la actualidad, 41% de las emisiones se deben a la generación eléctrica. Sundset explicó que el cambio de las centrales eléctricas de carbón por CCGT cortaría las emisiones de CO₂ globales en 20%, y citó también la potencial combinación del gas natural con las renovables como el biometano y el hidrógeno, como la experiencia en Europa de NaturalHy y el rol de liderazgo de la industria en el desarrollo de la tecnología de captura y almacenaje de carbono”.

...Históricamente, el carbón ha sido una opción de las utilities. En Estados Unidos representa 50% de la generación eléctrica, pero es responsable por 80% de las emisiones. Y Hayward repitió en la conferencia que la tecnología de captura y almacenaje de CO₂ será comercialmente viable “en al menos 10 años y será cara”. Hayward dijo que la industria está en medio de una evolución, no una revolución, en el aseguramiento del futuro mix energético. Hayward también mostró argumentos en referencia a que podamos pasar a una economía baja en emisiones de carbono de forma rápida, y señaló que “pese al rápido incremento del uso de las energías solares y eólicas, así como de los biocombustibles, estas fuentes de energía aún no alcanzan el 2% del total de la producción energética global, por lo que continuaremos dependiendo durante un largo período de tiempo del carbón y los combustibles fósiles que están en rápido crecimiento”.

...El gas tiene también el mérito de depender de tecnología probada, dijo. Las alternativas desempeñarán un rol, pero resta ser definido este. “Tenemos que dar forma a esa evolución, construir un road map para la diversificación del suministro –dijo–, este programa varía por país y por sector (...) El mundo necesitará un suministro más diverso para la seguridad de energía y dirigir las políticas de cambio climático”. Mientras, para Coby van der Linde, catedrática y directora del Clingendael International Energy Programme, “habrá un crecimiento en el uso del gas a medida que los países actualicen sus agendas respecto al cambio climático”.

Finalmente en la Fig. 2 se muestra la comparación del consumo de gas natural en México, y con ello la necesidad aumentar la producción y por ende descubrir e incorporar más reservas de gas; tan solo del año 2001 al 2007 fue de un aproximado 1.050 millones de millones de pies cúbicos (BPC) en seis años. Actualmente para satisfacer la demanda de gas en México además de la producción diaria de gas es necesario importar volúmenes mayores a 500 mil pies cúbicos diarios de gas.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

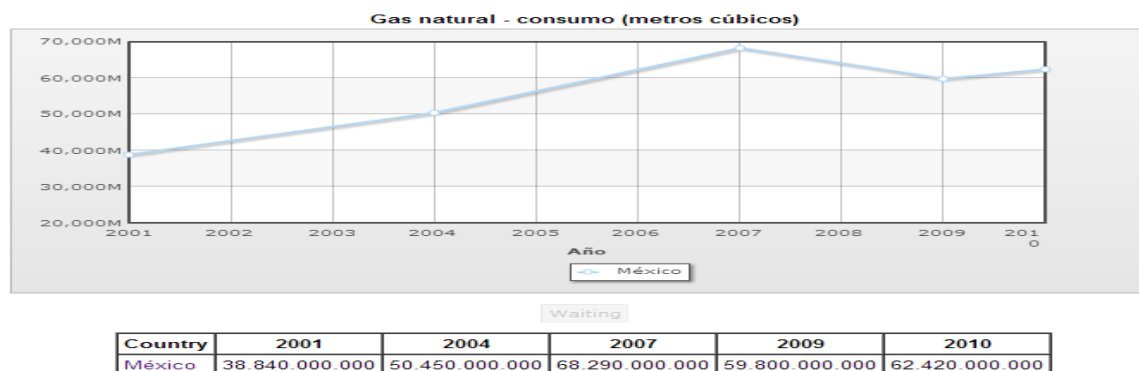


Fig 2. Demanda Nacional de gas natural.

En la Tabla 1, se muestra el consumo de gas natural a nivel mundial.

Posición	País	Gas natural - consumo (metros cúbicos/año)
1	Estados Unidos	683,300,000,000
2	Rusia	414,100,000,000
3	Irán	137,500,000,000
4	China	129,000,000,000
5	Japón	100,300,000,000
6	Alemania	99,500,000,000
7	Reino Unido	94,280,000,000
8	Arabia Saudí	83,940,000,000
9	Canadá	82,480,000,000
10	Italia	77,800,000,000
11	India	64,950,000,000
12	México	62,420,000,000
13	Emiratos Árabes Unidos	59,080,000,000
14	Países Bajos	53,190,000,000
15	Francia	49,780,000,000
16	Uzbekistán	45,500,000,000
17	Egipto	44,370,000,000
18	Ucrania	44,160,000,000
19	Argentina	43,460,000,000
20	Corea del Sur	43,000,000,000
21	Pakistán	42,900,000,000
22	Indonesia	40,470,000,000
23	Tailandia	39,170,000,000
24	Turquía	38,120,000,000
25	España	35,820,000,000
26	Malasia	35,700,000,000
27	Argelia	29,860,000,000
28	Australia	26,410,000,000
29	Brasil	25,130,000,000
30	Venezuela	25,080,000,000

Tabla 1. Comparación de los países consumidores de Gas y México.

1. Conceptos, Características y Tecnologías de Gas de Lutita

Para poder entender la explotación del gas de lutita es necesario saber conceptos básicos dentro de ingeniería petrolera tales como la porosidad, permeabilidad, mojabilidad, saturación, mineralogía, tipo de kerógeno que es la fuente de donde emanan los hidrocarburos, madurez térmica, carbono orgánico total, etc., en este capítulo se enuncian los principales conceptos, características y tecnologías que actualmente se emplean dentro de la industria petrolera. Así como la clasificación actual de los yacimientos de gas.

1.1 ¿Qué son las lutitas?

El término “lutitas” corresponden a rocas sedimentarias de estructura interna laminar presente en ciertas secuencias terrígenas (Ver Fig. 1.1 y 1.2). Se caracterizan por estar compuestas de granos finos del tamaño de arcillas. Rocas lodolíticas son también consideradas lutitas, más allá, indiscriminadamente se ha hecho referencia argelitas limosaso lutitas. Son rocas de grano fino, aunque también pueden ser masas de lodo o lutolita (cieno endurecido).



Fig. 1.1 y 1.2. Afloramientos de lutitas en superficie, y en los núcleos y ricas en material orgánico que podrían ser productoras de gas^{4,a}

En la terminología petrofísica, las lutitas han generado el uso medio de distinción para los componentes clásticos finos es decir limos y arcillas las que a menudo forman la matriz de las rocas, independiente de su textura; las lodolitas que forman las hojas finas y interstratificadas con areniscas también son consideradas lutitas. El volumen de lutita (%) es estimado con registros actualmente corregidos por registro de porosidad, pretendiendo que represente el grado de porosidad de los efectos de las arcillas; paradójicamente, sin utilizar el volumen (%) de arcilla pura en el cálculo. La razón principal es la insuficiente aplicación de la técnica que utilizan los Registros de Potencial Espontáneo, rayos Gamma y Neutrón de Densidad entre otros que se utilizan para el resultado en la obtención del volumen (%) de arcilla + limo (lutita) antes de utilizar el de arcilla pura. En resumen, la principal causa de esta deficiencia es la elección de valores de arcilla pura aparente en intervalos de formaciones que son, de hecho, lutitas; como resultado, esos valores no son representativos de arcilla pura. Estas aproximaciones han sido exitosas en la evaluación de yacimientos convencionales, y no consideran niveles de incertidumbre.

a. Las referencias están al final de cada capítulo

Sin embargo, es obvio que para los yacimientos no convencionales, esta simplificación debe ser revisada.

Las arcillas o lodos heredados de los continentes y depositados, neoformados o transformados, en los lechos marinos, lacustres, fluviales o estuarios, han provocado cambios espectaculares en el planeta Tierra. Un ejemplo de ello se tiene en la formación del petróleo, la de las moléculas orgánicas prebióticas que dieron origen a la vida y la de los suelos agrícolas. La mayor parte de las cimas de los yacimientos de petróleo de las costas del Golfo de México (EUA-México) ocurren a la profundidad en la que usualmente se produce la transformación de las arcillas tipo **esmectita (E)** en las denominadas **illitas (I)**. Ambas tienen la misma estructura laminar, excepto que las segundas no son expandibles debido a las fuertes cargas electrostáticas que mantienen a las hojas ligadas. Así, la transformación de la esmectita en illita pudo haber **desempeñado un papel importante en la génesis del petróleo**, al ser contenidas las moléculas orgánicas en el interior del espacio interlaminar de la esmectita, aquellas estaban "protegidas" de la oxidación y sujetas a un proceso de tipo catalítico que pudo haberlas convertido en petróleo.

Pero es un hecho experimental que la sustitución del silicio (**Si**) por aluminio en las hojas que componen el *acordeón químico* de la esmectita, origina un exceso de carga electrostática negativa en las hojas, de tal magnitud a escala molecular que provoca la deshidratación del potasio (**K**), el cual se encuentra comúnmente en el espacio interlaminar de las arcillas. Luego, el agua así expulsada pudo haber acarreado en su paso a los hidrocarburos formados en el interior de las arcillas, mientras que la contracción subsecuente de las hojuelas de arcilla deshidratada podría haber provocado un colapso en el material, dejando hendiduras y poros por los que pudo migrar el fluido hacia las trampas.

Las secuencias de lutitas gasíferas funcionan como rocas generadoras, sello y yacimiento. Su caracterización es compleja por su sistema de poros con una ultrabaja a baja permeabilidad interpartícula y una baja a moderada porosidad. La palabra "lutita" se utilizó para hacer referencia al sello de una formación geológica más que a una litología, los yacimientos de lutitas gasíferas pueden mostrar variaciones muy marcadas en el tipo arcillas. El espacio poroso de los núcleos incluye tanto la porosidad intergranular e intracrístico. La densidad de las fracturas naturales varían notablemente y la garganta del poro es relativamente inefectiva. Por otra parte, se tiene que tomar en cuenta el volumen de poros In-Situ, la cantidad de gas libre y adsorbido, el ejercicio de esta evaluación es complicado, por enunciar una de ellas la salinidad del agua. Todas estas características presentan mayores retos al proceso de evaluación petrofísica. La petrofísica da respuesta a estas preguntas múltiples. Primero, se requiere una visión más amplia sobre la importancia de calibrar la base de datos de medición de núcleos, especialmente en cuanto a la mineralogía, datos de porosidad y permeabilidad, espesor de la roca, carbono orgánico total, isotermas de gas de adsorción y análisis de agua de la formación extraída. Segundo, al menos en los pozos clave, se debe tomar un conjunto de registros, estos registros al menos uno de análisis elementales. Con esta base de datos se puede llegar a un esquema de electrificaciones que toma en cuenta las propiedades dinámicas y de fracturabilidad del yacimiento. Los registros también permiten particionar los yacimientos basándose en interpretaciones de algoritmos exclusivamente empíricos, por ejemplo contenido de cuarzo vs. Producibilidad. Estas respuestas son el elemento clave de una función de un sistema petrofísico que abarca un ajuste para los métodos de interpretación de

aproximación pseudo-Archie. Los beneficios son especialmente grandes en reportes de reservas de gas no convencional.

1.1.1 Ambientes Geológicos de Deposición⁴. Por lo regular los Yacimientos No Convencionales de Gas de Lutita son generalmente de sedimentos de marinos o lacustres. Sin embargo, la materia orgánica puede encontrarse en sedimentos distales o proximales y en diferentes sistemas sedimentarios. Actualmente, es posible encontrar regiones con espesores ricos en limos en formaciones arcillosas de diferentes potencial de generación de hidrocarburos. Recientemente, también pueden producir hidrocarburos comerciales “in situ”; siendo simultáneamente fuente, yacimiento y roca sello. Son ricos en illita, y a menudo contienen clorita. Algunas ocasiones se presentan micas. Las fracciones de detritos pobres en arcillas pueden ser, en algunos casos predominantemente ricas en limos de cuarzo u otros componentes como feldespatos, plagioclasas y productos diagenéticos de sílice, adicionalmente minerales como pirita y siderita. Por otra parte, las fracciones pobres en arcillas, carbonatos de granos muy finos, donde la calcita y dolomita son predominantes. Estableciendo los componentes predominantes es esencial en el diseño del pozo a estimular. En la Cuenca Neuquén, el espesor rico en arcillas bituminosas es llamado “margas bituminosas” los que reaccionan con ácido clorhídrico.

Después de madurar la materia orgánica queda sujeta a la presión y el calor, esto se genera durante el estado de kerógeno y bitumen son producidos los hidrocarburos. El origen de la materia orgánica marca la diferencia del tipo de kerógeno encontrado en las rocas. Las áreas más favorables y productivas difíciles de detectar antes de perforar y, una vez iniciado el proceso, su potencial de producción está establecido principalmente a través de la producción a largo plazo en pruebas de pozo.

1.1.2 Modelo Petrofísico⁴. A continuación se presenta un modelo petrofísico que podría servir como base para resolver el cálculo del contenido total de gas, cualquiera de las mediciones de análisis de núcleos o más indirectos, por interpretación de registros eléctricos o radioactivos.

Conceptualmente, la matriz de la roca es compuesta por detritos inorgánicos y kerógeno. Estas formaciones, que son similares en apariencia, tienden a ser litológicamente únicas y complejas, ya que contienen arcillas, cuarzo, carbonatos y minerales de feldespatos, adicionalmente contienen minerales pesados. La pirita, cuando se presenta, puede tener efectos en registros eléctricos y radioactivos. Además, en ambientes reductores, la presencia de uranio eleva las lecturas de Rayos Gamma sobre los niveles normales; también de restringir la capacidad de estimar el volumen de arcilla con una curva total de GR. La matriz puede ser rica en contenidos de arcilla o contenidos menores del 50% de arcilla con limos ricos en cuarzo en algunos casos, también se pueden tener minerales carbonatados entre otros. Cuando los contenidos son altos en carbonatos o cuarzos, la roca es a menudo más frágil.

El kerógeno forma parte de la matriz una de las principales características para su consideración en las evaluaciones petrofísicas es su baja densidad, cercana a la del agua, tiempo de viaje, porosidad de neutrones alta y alta resistencia; por estas razones resulta esencial establecer el contenido de kerógeno en peso y volumen y sus propiedades, aunque es un poco difícil hacerlo. La porosidad puede ser amplia en la fracción inorgánica donde el tamaño de los poros tienden a ser pequeñas; son microporos interconectados que pueden encontrarse en este tipo de roca. Históricamente, en yacimientos

Convencionales se consideró que en el poro sólo figuran líquidos inamovibles, es decir, agua; comúnmente el agua adsorbida por fracciones de arcilla ha sido llamado agua de arcilla enlazado (CLBW) y con diferentes abreviaturas se han utilizado para referirse al agua irreductible en la matriz inorgánica. Esto puede cambiar en casos donde la roca sea de mojabilidad mixta o mojada por aceite. Inicialmente, la ausencia de fracturas naturales, el agua tiende a mojar componentes inorgánicos y Kerógeno maduro y poroso, el kerógeno se considerado hidrofóbico, sin embargo, hay escasa información sobre los efectos que esto puede tener en la distribución de fluidos.

1.2 La fuente de los hidrocarburos

La lutita están constituidas de partículas del tamaño de la arcilla y el limo, que al estar consolidadas forman capas rocosas de permeabilidad ultra baja. Claramente, esta descripción ofrece pocos elementos con que destacar a la lutita como objetivo de exploración y desarrollo. No obstante, se sabe que algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica- y no se requiere mucha- para generar hidrocarburos. Si estas lutitas poseen efectivamente la capacidad de generan petróleo o gas, depende en gran medida de la cantidad también debe considerarse el tipo de material orgánico que contiene, de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis; y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometido.

La materia orgánica -los restos de animales o plantas- puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas, sin embargo, antes de que se produzca esta transformación, esos restos deben estar preservados en cierta medida. El grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica producirá finalmente.

La mayor parte del material animal o vegetal es consumido por otros animales, bacterias por lo que requiere sepultamiento rápido en un ambiente anóxico que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos de 0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua. No obstante, aún en estos ambientes, los microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico en el proceso.

La sedimentación ulterior incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo. La materia orgánica madura lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica fundamentalmente compuesta de lípidos del tejido animal y materia vegetal, o lignina, de las células vegetales- se transforma en kerógeno. Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco (ver Fig.1.3).

El kerógeno, es un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica, es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos. El kerógeno ha sido clasificado en cuatro

grandes grupos, cada uno de los cuales posee una incidencia clara sobre el tipo de hidrocarburos que se producirán en caso de que exista producción.

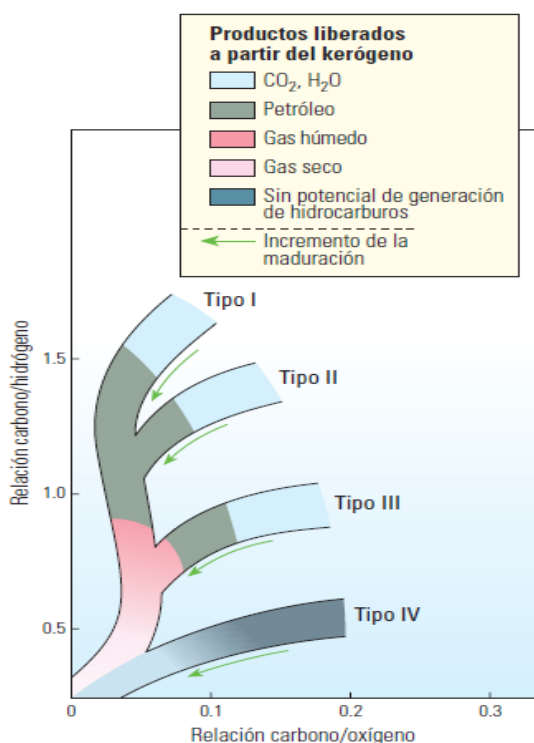


Fig. 1.3. Evolución del kerógeno. Un diagrama de Van Krevelen modificado muestra los cambios producidos en el kerógeno por el aumento del calor durante el sepultamiento. La tendencia general de la transformación térmica del kerógeno en hidrocarburo se caracteriza por la generación de hidrocarburos no gaseosos y su progresión a petróleo, gas húmedo y gas seco. Durante esta progresión, el kerógeno pierde oxígeno principalmente al emitir CO₂ y H₂S; luego, comienza a perder más hidrógeno al liberar hidrocarburos³.

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

- Kerógeno **Tipo II**: generado habitualmente en medios reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y posee bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración. El azufre se asocia con este tipo de kerógeno, ya sea como piritita y azufre libre, o en estructuras orgánicas de kerógeno.
- Kerógeno **Tipo III**: proviene principalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I y II, y en consecuencia genera mayormente gas seco.

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

A partir de este análisis podemos plantear la siguiente generalización: los Kerógenos marinos o lacustres (Tipo I y II) tienden a producir petróleo, mientras los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas. Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los de Tipo II y III, son más comúnmente en las facies arcillosas marinas.

Una cuestión recurrente en lo que respecta a esta clasificación de los kerógenos es la relacionada con el contenido de hidrógeno. Los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno desempeñan un rol más importante en la relación de petróleo. Por el contrario, el kerógeno con menores cantidades de hidrógeno generará gas. Después de agotado el hidrógeno cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible.

1.2.1 Madurez del kerógeno³. Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren calor y tiempo. El calor aumenta gradualmente con el tiempo conforme la materia orgánica continúa siendo sepultada a mayores profundidades, bajo una carga de sedimentos cada vez más grande; el tiempo se mide a lo largo de millones de años. Mediante el incremento de la temperatura y presión durante el proceso de sepultamiento, y posiblemente acelerados por la presencia de minerales catalizadores, los materiales orgánicos liberan petróleo y gas. Este proceso es complicado y no se entiende completamente; sin embargo, el modelo conceptual es bastante directo. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. Con el sepultamiento y el incremento de la temperatura, la materia orgánica remanente se transforma en kerógeno. La mayor profundidad de sepultamiento y el incremento del calor transforman el kerógeno para producir bitumen, luego hidrocarburos líquidos y por último gas termogénico; empezando con gas húmedo y terminando con gas seco.

El proceso de sepultamiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos puede resumirse en general en tres grandes pasos (ver Fig.1. 4)

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

Durante las primeras fases de la diagénesis, se puede incorporar azufre en la materia orgánica. Los sulfatos del agua de mar proveen la fuente de oxidantes para la biodegradación de la materia orgánica por las colonias de bacterias sulfato-reductoras. Estas bacterias liberan poli-sulfuros, ácido sulfhídrico (H_2S) y azufre nativo, que pueden re-combinarse luego con el hierro de las arcillas para formar pirita (FeS_2), o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos de organoazufre.

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

La metagénesis es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación casi total del kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío o gas seco, junto con hidrocarburos no gaseosos, tales como CO_2 , N_2 y H_2S . En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200° C (302° y 392° F) aproximadamente.

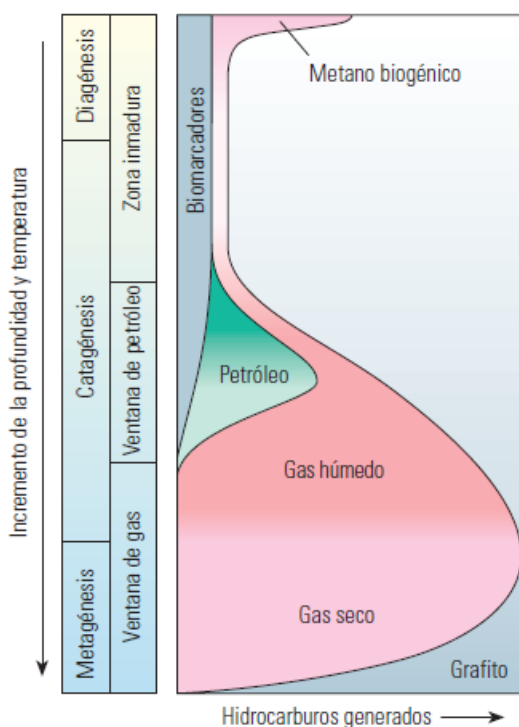


Fig. 1.4. Transformación térmica del kerógeno. La generación de hidrocarburos en las rocas generadoras es controlada principalmente por la temperatura, conforme el contenido de kerógeno pasa de carbono reactivo a carbono muerto. El gas es emitido durante la etapa de diagénesis temprana, fundamentalmente a través de la actividad biológica. La catagénesis tiene lugar al aumentar la profundidad de sepultamiento, en que se libera petróleo y gas. Con el aumento de la profundidad y la temperatura, el petróleo remanente se divide (craquea), liberando gas³.

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

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

1.2.1.1 Métodos para determinar la madurez térmica³

- **Pirolisis.** Para caracterizar la riqueza orgánica en mayor detalle, muchos laboratorios geoquímicos utilizan una técnica de pirolisis programada desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo. Éste método, que se ha convertido en un estándar industrial para las pruebas geoquímicas de las rocas generadoras, requiere sólo 50 a 100 mg (0.00011 a 0.00022 lbm) de roca pulverizada y puede llevarse a cabo en unos 20 minutos. Cada muestra se calienta en etapas controladas, mediante una prueba de pirolisis. Durante la primera etapa del proceso de calentamiento hasta una temperatura de 300 ° C (1,022 °F), se liberan los hidrocarburos volátiles formados por craqueo térmico. Además de los hidrocarburos, el kerógeno emite CO₂, al aumentar las temperaturas de 300°C a 390°C (572° F a 743 °F). Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama.

Estas mediciones, junto con la temperatura se registran en una gráfica y muestran tres picos bien definidos. Estos picos permiten a los geoquímicos conocer la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno. Con esta información, los geoquímicos pueden determinar el tipo de kerógeno y el potencial para la generación de petróleo y gas.

La temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos corresponde al pico S2, y se conoce como T_{máx}. La maduración térmica de una muestra puede vincularse con el valor de T_{máx}.

- **Reflectancia de la Vitrinita.** La vitrinita es una sustancia brillante formada mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatizaciones irreversibles y complejas, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia. La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para diagnosticar la clase, o madurez térmica, de los carbones. Esta técnica fue posteriormente expandida para evaluar la madurez térmica de los kerógenos. Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos rangos pueden dividirse finalmente en ventanas de petróleo o gas.

La reflectividad (R) se mide mediante un microscopio provisto de una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro. Las mediciones de reflectancia de la vitrinita se calibran cuidadosamente en función de los estándares de reflectancia del vidrio o de los minerales, y las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite (R_o). Cuando se determina un valor medio de reflectividad de la vitrinita a partir de muestras múltiples, se designa como R_m.

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de Ro varían entre un tipo orgánico y otro. Esto significa que el inicio de la generación de hidrocarburos en la materia orgánica Tipo I puede ser diferente que en la materia de Tipo II. Y, dado que el rango de temperatura del petróleo, los valores de Ro para el gas mostrarán un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Por lo tanto, los valores de maduración altos ($Ro > 1.5\%$) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de maduración intermedios ($1.1\% < Ro < 1.5\%$) indican la presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango. El gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango ($0.8\% < Ro < 1.1\%$). Los valores más bajos ($0.6\% < Ro < 0.8\%$) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que $Ro < 0.6\%$ indican kerógeno inmaduro (Ver Tabla 1.1 y 1.2).

Los valores de Ro solos, a veces pueden ser engañosos y deberían considerarse con otras mediciones. Otros indicadores comunes de la madurez incluyen el índice de alteración debido a la temperatura (TAI), basado en el examen microscópico del color de las esporas; la evaluación de la temperatura de pirolisis; y, en menor medida, el índice de alteración del color de los conodontes (CAI), basado en el examen de unos dientes minúsculos fosilizados. Debido a la popularidad de la reflectancia de la vitrinita, estos otros indicadores a menudo se correlacionan con los valores de Ro.

Madurez Térmica	Ro
Inmaduro	< 0.6%
Ventana de aceite	0.6-1.1%
Ventana de gas húmedo	1.1-1.4%
Ventana de gas seco	1.4-~3.2%
Destrucción del gas	>~3.2%

Tabla 1.1 Interpretación del estado de maduración dependiente del tipo de kerógeno³

Cualidad	TOC (w%)
Pobre	< 0.5
Medianamente Bueno	0.5 a 1
Bueno	1 a 2
Muy Bueno	2 a 4
Excelente	>4

Tabla 1.2. Cualidades de TOC³

1.3 Clasificación de los Yacimientos de Gas

Los recursos naturales de gas se dividen en dos categorías: convencionales y no convencionales.

Comúnmente el gas convencional se encuentra en yacimientos con permeabilidades que corresponden a más de 1 milidarcie (mD) y puede ser extraído con técnicas tradicionales. Una porción grande del gas producido mundialmente es de yacimientos convencionales y es realmente fácil y barato extraerlo. En

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

contraste, el gas no convencional que se encuentra en yacimiento con permeabilidad relativa baja (menos de 1 mD) y desde luego no puede ser extraído con los métodos de yacimientos convencionales.

Hay varios tipos de recursos no convencionales de gas que son producidos hoy en día pero las tres clasificaciones más importantes son las arenas compartimentalizadas de gas (Tight Gas), Metano de las capas de Carbon (Bed Coal) y Lutitas Gasíferas(Shale Gas). Dada la baja permeabilidad de estos yacimientos, el gas debe ser desarrollado con técnicas especiales incluyendo fracturamiento para estimular (o fraccionamiento) para poder producir comercialmente.

En el lenguaje contemporáneo de petrofísica, hay dos tipos de yacimientos: aquellos que se ajustan a las suposiciones del trabajo de Archie (1942) y los que no. La segunda categoría incluye a la mayoría de los yacimientos mundiales. Se puede subdividir más dentro de los no-Archie yacimientos convencionales y no convencionales (Worthington 2011). Los yacimientos convencionales no-Archie incluyen aquellos con formaciones de agua dulce, contenido significativo de lutitas, alta capilaridad, un sistema bimodal de poros, o fracturas; en otras palabras, no cumplen una o más veces con las suposiciones de Archie. Los yacimientos no convencionales incluyen arenas gasíferas muy consolidadas, yacimientos de gas grisú, hidratos de carbón y yacimientos de lutitas gasíferas; cada una de no cumple con varias suposiciones de Archie. Las lutitas gasíferas infringen en todas las suposiciones (Tabla 1.3). Aún, interpretar presenta retos para los yacimientos de lutitas gasíferas, porque los depósitos de lutitas gasíferas incluyen co-funciones como fuente, sello y yacimiento. Por lo tanto sus características contienen elementos de los tres. Por ejemplo, los depósitos de lutitas gasíferas contienen porosidad del kerógeno, tienen muy baja permeabilidad efectiva al gas, y aun más pueden mostrar una marcada variabilidad de características de poros. Para su éxito, se requiere de una metodología petrofísica para la evaluación de yacimientos de lutitas gasíferas que sea por aproximaciones.

No.	Criterio de Archie	Características de los Yacimientos de Gas de Lutita	Selección de Referencias
1	Una sola roca se extiende por el yacimiento	Múltiples electrofacies o petrofacies: capas muy delgadas	Guidry & Walsh 1993; Jacobi et al. (2008)
2	Homogéneo	Heterogéneo, variables mineralogías y texturas	Mullen (2010); Passey et al. 2010
3	Isotrópico a micro escalas	Anisotropía, forma de grano elipsoidal, laminaciones	Prasad et al. (2009); Suárez-Rivera et al. (2009)
4	Composicionalmente limpio	Minerales Arcillosos	Campbell & Truman (1986); Passey et al. (2010)
5	Libre de arcillas y limos	Arcillosa y limosa	Javier et al. (2007); Bruner & Smosna (2011)
6	Minerales no metálicos	Pirita, etc.	Guidry et al. (1990); Sondergeld et al. (2010)
7	Tamaño de poro unimodal	Distribución multimodal de la porosidad incluyendo microporosidad	Bustin et a. (2008); Wang & Reed (2009)
8	Porosidad intergranular	Fracturas (Micro)	Caramanica & Hill (1994); Shaw et al (2008)
9	Alta salinidad	Variabilidad en la salinidad	Luffel et al. (2011); Elgmati et al. (2011)
10	Mojado por agua	Mojabilidad variable	Andrade et al. (2011); Elgmati et al. (2010)
11	Exponentes de Archie cercanos a 2	Exponentes de Archie diferentes de 2	Aguilera (1978); Quirein et al. (2010)
12	No hay presencia de material orgánico sólido	Kerógeno	Passey et al (1990); Curtis et al. (2010)

Tabla 1.3. Criterios de Yacimientos “Archie” comparados con Yacimientos “no-Archie”².

1.3.1 Yacimientos de gas convencionales^{1,2,3,4,7}. Los yacimientos de gas son clasificados como convencionales y no convencionales. Un yacimiento de gas convencional se caracteriza por tener una alta permeabilidad con el gas almacenado en arenas o formaciones carbonatadas en el espacio poroso que son interconectados. Un recurso de gas es generalmente considerado convencional si este no requiere de tratamientos de estimulación prolongados para la producción de aceite y gas a un flujo de gasto económico.

1.3.2 Yacimiento de gas no convencional^{1,2,3,4,7}. Un yacimiento de gas no convencional se define como un yacimiento de gas natural que no puede ser producido a flujos de gasto económicos o en volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado por tratamientos prolongados de fracturamiento hidráulico, con pozo horizontal o un pozo multilateral. En estos tres casos de yacimientos de gas no convencionales pueden ser de arena consolidada, metano de capas de carbón y lutitas gasíferas (Ver Fig. 1.5).

Triangulo de recursos para el Gas Natural (Holditch 2006)

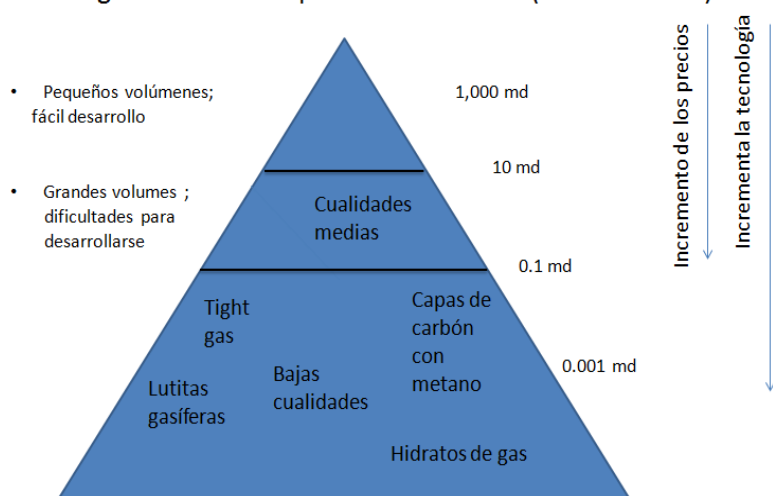


Fig.1.5 Triangulo de recursos para el Gas Natural (Holditch 2006)⁷.

1.4 Naturaleza del Almacenaje del Gas

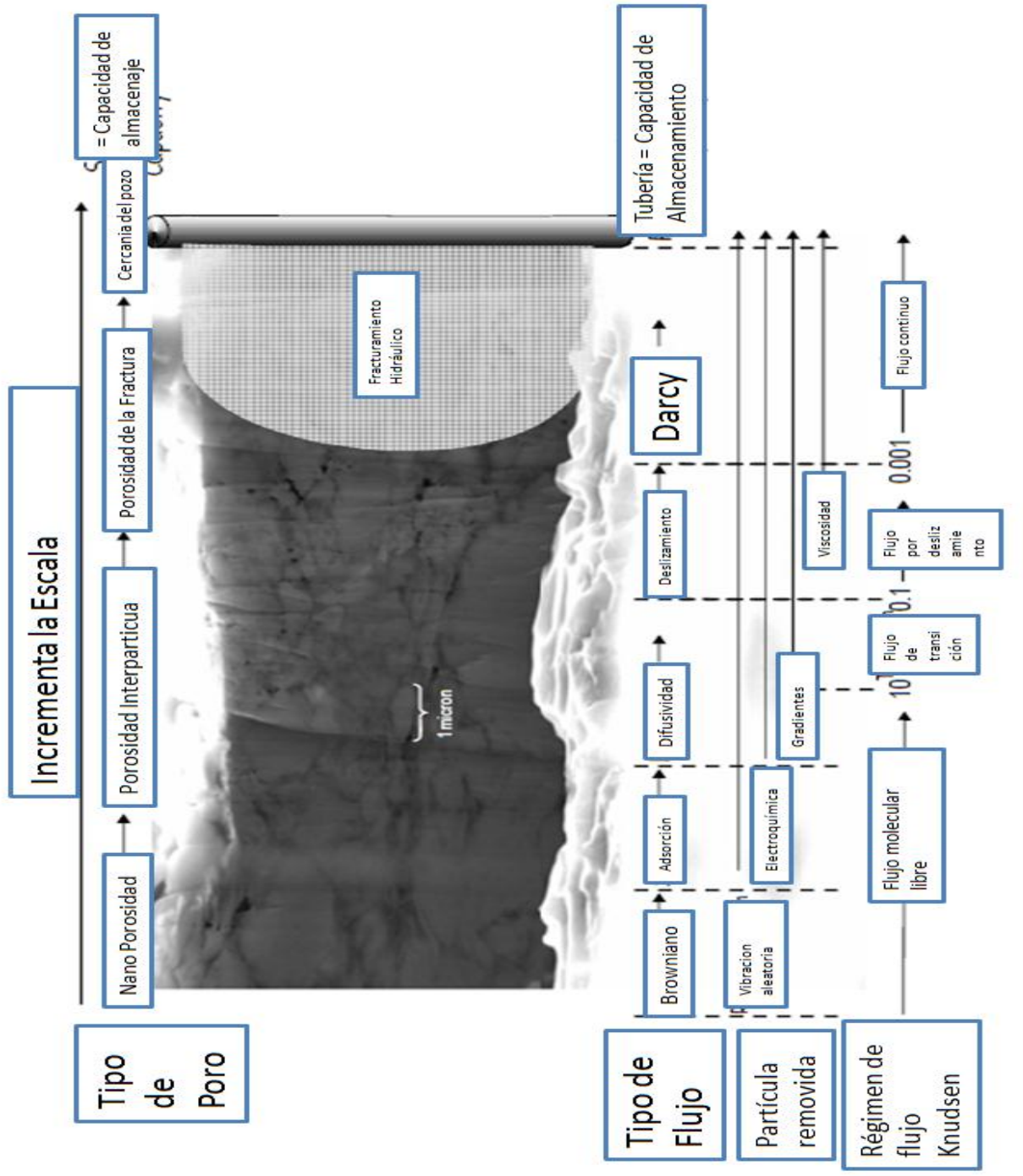
El gas almacenado en yacimientos de lutitas gasíferas se produce en un estado de adsorción dentro del kerógeno, se libera dentro de la porosidad del kerógeno en estado libre dentro de los espacios de la porosidad intergranular (incluidas microfracturas), y en escala

macro dentro de las fracturas (No se considera el gas disuelto en el aceite o en el agua). Una fracción significativa del gas puede ser almacenado dentro de la porosidad del kerógeno.

Aunque esta característica está condicionada al tamaño de los poros intrakerógeno, que a su vez son una función de la naturaleza del kerógeno y del grado de la madurez térmica. Los poros pequeños intrakerógeno pueden ser ocupados por el gas adsorbido, en tal caso, el gas libre puede ocurrir en la porosidad inorgánica, como mas gas es adsorbido en relación con el potencial de gas en estado libre, la porosidad del kerógeno aumenta. Los grandes poros del kerógeno pueden ser llenados con el gas libre pero son relativamente están llenos del gas adsorbido. Además, el gas libre inorgánico adsorbido y liberado puede tener diferentes propiedades (e. g. Ambrose et al. 2010). La cantidad de gas adsorbido

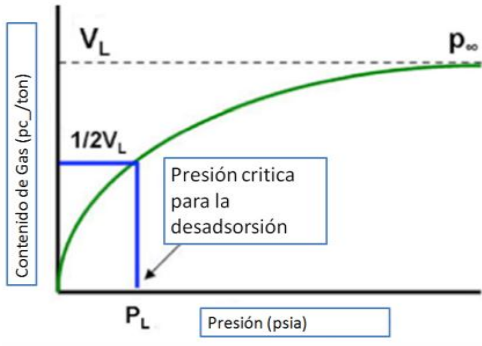
Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

se expresa como un porcentaje del volumen total del gas y se ha reportado en un rango de 20-85%



dentro de los plays de Norte América (Ver Fig.1.6).

Fig. 1.6. Capacidad del almacenamiento de gas en lutitas, este diagrama muestra el tipo de poro, tipo de flujo, movimiento de las partículas dominante a dado un régimen de flujo. La sección transversal de la imagen es una del Devoniano de lutitas gasíferas. Los granos son del tamaño de 1 μm. Los poros y la materia orgánica son los objetos oscuros mostrando la complejidad de los poros y la garganta de poro⁵.



1.4.1 Gas Libre y Gas Adsorbido⁶. En orden de medición de la cantidad de gas adsorbido, el gas contenido (PC/ton) y la sorción isotérmica son determinadas en el laboratorio con muestras de núcleos. El contenido es una cantidad de gas adsorbido en la superficie de la roca del yacimiento, mientras que la sorción isotérmica es la capacidad de la roca del yacimiento para mantener adsorbido el gas con respecto a la presión a temperatura constante. La isoterma de Langmuir (1918) es utilizada para definir la relación de la presión y de la capacidad de almacenaje de la roca del yacimiento. La isoterma

de Langmuir es dada por:

$$V_E = V_L \frac{p}{(p+p_L)} \quad (1)$$

$$V_L = 0.031214 \rho_B V_m \quad (2)$$

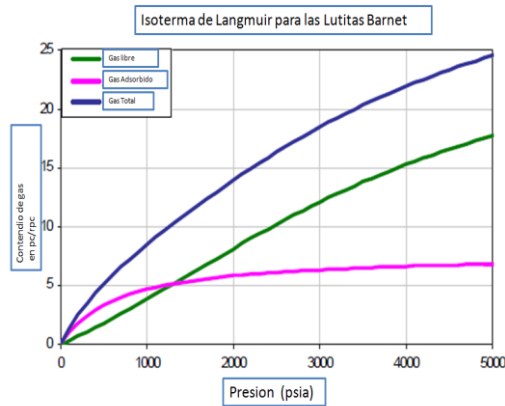


Fig. 1.7. Isoterma de Langmuir⁶.

Donde V_L es el gas contenido en PC/PC y p_L (presión de Langmuir) es la presión a el 50% del gas desadsorbido.

Para la construcción de una isoterma de Langmuir (Ver Fig. 1.7) pondremos el caso de las Lutitas Barnett. En la literatura se designaron valores predeterminados para V_m (96 PC/ton), ρ_B (2.38 gm/cc) y p_L (650 psi) para las Lutitas Barnett (Ver Fig. 1.8).

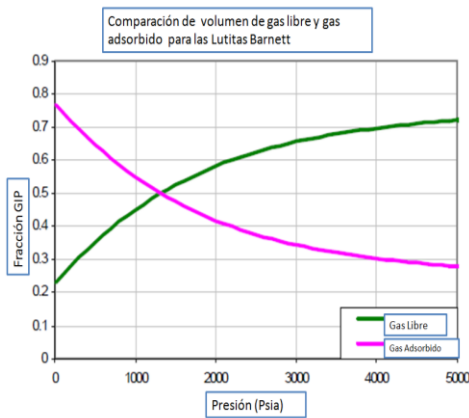


Fig. 1.8. Contenido de gas libre, adsorbido y total (scf/ton) vs la presión de las Lutitas Barnett⁶.

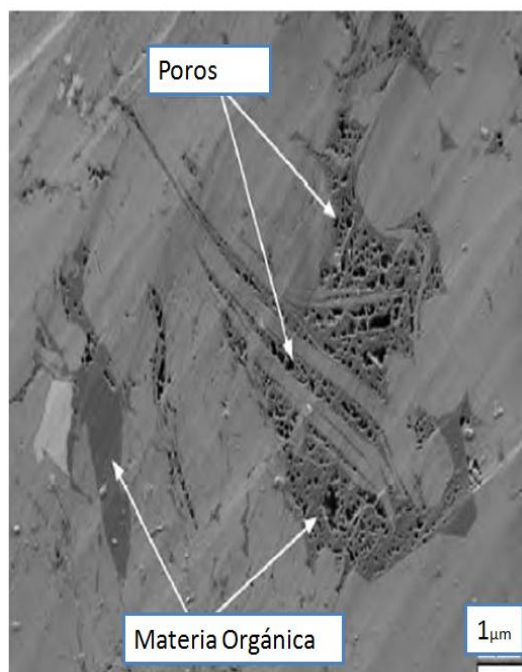
En la Fig. 1.8 se muestra la curva de gas adsorbido siguiendo la isoterma de Langmuir y la curva de gas libre es construida utilizando la capacidad volumétrica del yacimiento con respecto a la presión. En la Fig. 1.9 se muestra el gas adsorbido y el gas libre original variando la presión. Una importante observación de la Fig. 1.9 es que el gas adsorbido es el contribuidor dominante a la producción de gas por debajo de 2000 psi, (50 a 80%) mientras que por encima de 2000 psi sigue siendo

importante (50 a 30%). Con seguridad podemos deducir que a bajas presiones del yacimiento mayor parte de la producción de gas viene de gas desadsorbido.

Fig. 1.9. Fracción de GIP de Adsorbido, GIP de gas libre contra presión de las Lutitas Barnett⁶.

Las mas importantes métodos de evaluación del volumen de gas original pueden dar errores en la estimación del volumen. Hay dos razones: primera, tomando métodos convencionales y la segunda tomando practicas de yacimientos no convencionales, no son directamente aplicables a yacimientos de lutitas gasíferas ya que estas requieren de otras evaluaciones para el sistema deposicional. Se requiere de caracterizar las propiedades, esto es necesario para la evaluación de la cantidad de gas libre en el espacio del poro intergranular y dentro del kerógeno, las propiedades del pozo como las de adsorción se relacionan entre sí. La cuestión clave restante, si el gas adsorbido puede ser incluido dentro del kerógeno, lo que afecta a otras propiedades como es la densidad y porosidad intrakerógeno, por lo que

hay la necesidad de hacer la diferencia entre el gas adsorbido y el relacionado con el total de la porosidad intrakerógeno.



1.5 Mineralogía de las Lutitas de Gas

1.5.1 Naturaleza. Los yacimientos de lutitas gasíferas muestran una complejidad y una variación en la mineralogía que contrasta con la teoría de una lutita perfecta (100% minerales de arcilla) y puras, litológicamente limpias de arenisca y caliza. Entre la mineralogía se incluyen sedimentos cuarzíticos o calcáreos y arcillosos; minerales arcillosos que son cloritas, ilitas y esmectita; y grandes detritos que pueden incluir pirita y siderita (Ver Fig 1.10). Estudios microscópicos sugieren que la textura y complejidad mineralógica de las lutitas no puede ser siempre evidentes (Aplin & Macquaker 2011). Los minerales

inorgánicos coexisten con la materia sólida orgánica en la forma de kerógeno.

Fig. 1.10. Estudio básico de difracción de rayos X revela la presencia de minerales limosos, cuarzo feldespatos, carbonatos, fosfonatos y pirita que también son comunes en lodolitas⁶.

1.5.2 Caracterización. Un reto mayor de la evaluación petrofísica es como evaluar las respuestas de los registros estándar (e. g. densidad, neutrón porosidad, sonic transit time) en la presencia de una marcada heterogeneidad en la materia sólida inorgánica y orgánica. En particular, una significativa fracción de volumen de minerales arcillosos son un prerrequisito: muchos indicadores de las lutitas se sobrestiman. Estos problemas se aumentan por la disparidades entre el análisis de núcleos para diferentes laboratorios y lo deliberado por los registros para diferentes compañías de registros (Ramirez et al. 2011).

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Los modelos petrofísicos de multiminerales, ve a menudo como una posible solución en las lutitas gasíferas, mejorar únicamente los resultados que requieren afinidad en los parámetros de entrada para lograr un mejor acuerdo con los datos de los núcleos. Diferencias en la interpretación son atribuidas a la definición del modelado de los minerales (e. g. minerales end-points) y las suposiciones técnicas acerca de la física del yacimiento (Ramirez et al. 2011). Este problema aumenta la importancia de las mediciones de laboratorio como difracción de rayos X (XRD) y fluorescencia de rayos X (XRF) en el soporte de los análisis de registros. Estos datos son especialmente importantes cuando se tiene la presencia de minerales pesados como la pirita (Ver Tabla 1.4).

Los conceptos de la clásica evaluación de la porosidad de la matriz y sistemas de minerales arcillosos se rompen en las formaciones de lutitas gasíferas, donde los granos tienen que ser considerados colectivamente y la presencia de kerogeno. Esto incrementa la dificultad para identificar el tipo de roca, que es requerida para priorizar los intervalos candidatos a fracturar hidráulicamente. Un aspecto pertinente de la caracterización de la mineralogía es la tendencia geológica impulsada por la mineralogía a través del sistema de lutitas (e. g. Mullen 2010); esto puede mejorar una sobreimpresión para la ocurrencia de diferentes electrolitofacies.

Herramienta de Registros	Respuesta en Lutitas Gasíferas
Rayos Gama Naturales	Alta intensidad de rayos gamma está relacionado con el contenido de uranio anormalmente alto contenido de materia orgánica
Rayos Gamma Total	La densidad aparente leerá la luz, porque la materia orgánica es menos densa que la matriz de minerales en rocas generadoras
Sónico	En presencia de materia orgánica aumenta el tiempo de los registros acústicos
Neutrón	La materia orgánica incrementa aparentemente la porosidad de neutrón
Resistividad	La materia orgánica no es conductiva. El incremento en la Resistividad con la presencia de TOC. Con maduración y la conversión del kerógeno a hidrocarburos, la resistividad aumenta dramáticamente

Tabla1. 4. Registro en Yacimientos de Lutitas Gasíferas⁵.

1.5.3 Modelado Mineralógico⁴. La caracterización de los yacimientos de lutitas gasíferas puede lograrse a través de la integración de los registros estándar tales como nuclear, eléctrico y acústico con mediciones geoquímicas como una solución a todos los minerales significativos presentes en las lutitas gasíferas en la formación. La fracción de material orgánico puede ser estimado con el uso independiente de simples correlaciones con otras curvas de registros (estas son una fuente como la entrada en el modelo de mineralogía) o determinarse como “exceso de carbón” que no puede ser atribuido a la matriz inorgánica de carbón. La validación del modelo se logra a través de comparaciones directas del resultado de la composición elemental con datos de núcleos XRD y XRE (Skelt 2010). La complejidad de los modelos no es una función únicamente de los minerales de los yacimientos de lutita gasíferas si no también de la viabilidad de las curvas de registros, tomando en cuenta el proyecto de optimización de los datos de adquisición durante la perforación de los pozos no clave.

El resultado de los análisis de los pozos fueron parámetros de entrada y suposiciones para la evaluación mineralógica en la evaluación de los pozos no clave. Esto es adecuado para proponer un término de optimización de datos y especialmente para el punto de vista del tipo de roca, el cual es prerequisite para el enfoque del escenario. Por ejemplo, Kale et al. (2010) utilizó un triple esquema para describir el

tipo de roca para las lutitas Barnett con contenido de calcita, porosidad y carbono orgánico total como discriminatorios. Se debe considerar que la fabrica de la roca y las características capilares de cada una del tipo de roca son también exclusivas, las cuales pueden estar particionadas podrían representar un esquema de petrofacies en el estricto censo de los algoritmos para interpretaciones exclusivas. Curiosamente, Jacobi et al. (2008) desarrollo un esquema de calibración de siete tipos de roca para Barnett Shale basados en la mineralogía derivadas para la mediciones de fondo de pozo para concentraciones elementales.

Cuando el tipo de roca no se puede clasificar, una posible forma incluye la construcción de una variable curva de la densidad del grano para registros geoquímicos,(groundtruthed para XRD) para la mineralogía y XRF para análisis de elementos (e. g. Quirein et al. 2010). Una opción es circunnavegar el problema por el uso de un enfoque que haga una reducción en la dependencia de las propiedades del grano. Un primer candidato es la resonancia magnética nuclear (NMR) (Jacobi et al. 2008). Sin embargo, la NMR primariamente beneficia a la porosidad: la necesidad para la caracterización sigue siendo fundamental. Una vez establecido, el proceso de respaldo tiene procesarse una adecuación para la aplicación de un conjunto más limitado de medidas en el fondo del pozo.

1.6 Carbón Orgánico Total (TOC)^{1,2,3,4}

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita, a menudo en conjunción con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, recortes de formaciones muestra de afloramientos; el objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. En general, cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación. Se ha desarrollado una diversidad de técnicas geoquímicas sofisticadas para evaluar el contenido orgánico total (TOC) y la madurez de las muestras.

1.6.1 Problema del cálculo de TOC^{2,4}. Para la presente propuesta, TOC es una cantidad de contenido de carbón dentro del kerógeno, el cual es congénito con el sistema de sedimentos. En términos rápidos, no es el kerógeno. Es el parámetro más importante en la evaluación de las lutitas gasíferas. Su identificación y cuantificación para los registros para el desarrollo de la evaluación de la roca fuente. El mayor reto es identificar la concentración y la distribución del carbono orgánico total tanto del pozo como la efectividad y la fuente, que es la forma de los análisis elementales de los registros (Pemper et al. 2009). Después se calcula la madurez térmica, que es una común medición por medio de la medición de la Reflectancia de la Vitrinita (%Ro) y también proporciona una evaluación de gas termogénico (e. g. Javier et al. 2007). La estimación del carbono orgánico total esta en el rango de 0-25% por peso por capa de los plays de Norte América (e. g. 2004). Estas complejidades subrayan el carácter interrelacionados con la naturaleza de los procesos de evaluación de lutitas gasíferas: los retos de interpretación no pueden considerarse aisladamente.

1.6.2 Estimación de TOC^{2,4}. Un número de núcleos y modelos han sido desarrollados para la estimación de TOC. Los modelos dependen de las variables respuestas de los registros de materia orgánica, como es

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

la evaluación de la roca generadora (Schmoker 1979, 1981; Fertl & Chilingar 1988). La relación empírica entre el TOC derivado de los núcleos y las curvas de los registros (e. g. densidad, resistividad y contenido de uranio) han sido establecidos y mejorados para ser sólidos en la creación de una estimación continua de TOC a lo largo del intervalo registrado de un pozo. Por ejemplo, Schmoker (1979) computarizó el contenido orgánico para un registro de densidad basado en (i) un reporte que correlaciona el contenido orgánico y el contenido de pirita y (ii) la porosidad del kerógeno agrupado con el kerógeno. Se asumió que no hay gas libre y que todo el gas estaba contenido en el kerógeno. El TOC se expresó en función de la diferencia entre un registro de densidad en ausencia de kerógeno y la respuesta de un registro de densidad. El problema radica en la constancia de las suposiciones del total de la porosidad sobre el intervalo de referencia y en la sensibilidad de la herramienta de densidad para la rugosidad del pozo. Un mayor inconveniente es que las aproximaciones de estos supuestos no tengan grandes variaciones en otros parámetros existentes para efectos de lecturas de los registros. Por ejemplo, la presencia de pirita en volúmenes grandes podrían enmascarar los efectos de la materia orgánica en los registros de densidad y resistividad (Passey et al. 2010). Nuevamente la presencia de apatita marina en las rocas fuente, puede crear una relación errónea entre TOC y el contenido de uranio (Jacobi et al. 2008).

Los avances recientes impulsados por la oferta de neutrón mineralógico dan una posible solución a este problema. El TOC es calculado por datos geoquímicos en los pozos clave, con previa asignación de la parte del carbono medido a los componentes de carbono inorgánico en la formación de gas de lutita. El resultado de los análisis de los registros geoquímicos puede ser verificado a través de uso de registros acústicos, de resistividad y también a través de NMR para derivar TOC (Jacobi et al. 2008).

La calibración de estas técnicas a mediciones de laboratorio de TOC es la más importante. Considerando que los factores de calibración se han utilizado para tener en cuenta los niveles diferentes de madurez de kerógeno. Diferentes líneas base pueden ser también requeridas para zonas del yacimiento por la variación mineralógica y la salinidad del agua. Por ejemplo, Passey et al. (1990) utilizó un método de superposición de registros sónico y resistividad, que llamó Delta log R, con datos de calibración de TOC. El hecho de que las discretas líneas base puedan ser establecidas sobre intervalos extensos admita el concepto de una evaluación del escenario para la evaluación del gas de lutita.

Método	Descripción	Referencia
Spectral GR - Uranium Enrichment	Relación lineal de Uranio (ppm) en contenido de carbono orgánico para Appachian Devónico lutitas negras pizarras	Fertl y rieke 1980, Fertl y chilingar 1988, Guidry y Walsh 1993, GRI 950496
GR Intensity	Derivación del volumen de TOC para el total de GR Intensity	Fertl y Chilingar 1988
Densidad Aparente	Relación Empírica del registro de Densidad Aparente para el w% de TOC	Schmoker 1979, Schmoker an Hester 1983
Gamma Ray Intensity – Formation Density	Derivación del volumen de TOC para la relación de GR Intensity y la densidad en el Devoniano para lutitas negras de la cuenca Appalachian	Schmoker 1981
Delta Log R	Escala de porosidad del registro- método de la resistividad de la capa	Passey 1990
Redes Neuronales	Se utiliza en registros de pozos convencionales para predecir TOC	Rezaee 2007
Pulsed Neutron – Spectral GR	Pulsed- neutrón para la mineralogía y Spectral GR se utiliza para discriminar el exceso de carbón	Pemper 2009

Tabla 1.5. Resumen de los métodos para determinar TOC de los registros petrofísicos⁵

1.7 Porosidad

1.7.1 Tipos de Porosidad². Hay tres componentes para el total de la porosidad. Primero, se tiene a la porosidad dentro de fracturas naturales, las cuales mejoran el conducto del flujo hacia los pozos, quizá a través de las fracturas. Segundo, hay porosidad intergranular, la cual es dada por el contenido enlaces electroquímicos del agua, enlaces de la capilaridad del agua, y los fluidos libres que son presuntamente en su mayoría comprenden gas; la porosidad intergranular es distinta de cero (petrofísica) en el sistema de porosidad efectiva únicamente si las lutitas no son electroquímicamente y composicionalmente “perfectas” : esto es siempre diferente de cero en el sistema de porosidad. Tercero, hay la porosidad asociada con el contenido orgánico; esta porosidad orgánica esta en el rango de microporosidad. Un modelo útil petrofísico tiene que acoplar la porosidad creada por el gas de la desadsorción en el kerógeno. Esto es importante porque la creación de la porosidad puede llegar a cantidades del 50% del volumen del kerógeno. La variación de la porosidad del kerógeno depende de la madurez térmica. Por lo tanto el modelado tiene que contener la porosidad del kerógeno en función de la madurez térmica, por otra parte, un modelo que discrimina entre el espacio de poro de intrakerógeno y el kerógeno sí tendrá que considerar la porosidad orgánica potencialmente como parte del total de poros interconectados. El problema se agrava por la observación de que la porosidad corre mayormente dentro del kerógeno en algunas lutitas y principalmente dentro los espacios porosos intergranulares.

1.7.2 Cuantificación de la Porosidad^{2,4}. La evaluación de la porosidad en el sistema de lutitas gasíferas ha atraído fuertemente a los registros de densidad. Los problemas son múltiples. Primero, por los cambios en la mineralogía resultado en las grandes variaciones de la densidad, requerida para su cuantificación. Segundo, no hay una medición directa de la densidad del kerógeno. Por otra parte, los cambios en la densidad del kerógeno como una función del grado de madurez. Hay también un pobre entendimiento de cómo el gas libre contenido en el kerógeno es adsorbido y su manejo. Una opción es tratar al gas como parte de la matriz del kerógeno, una aproximación que debería ser efectiva para reducir significativamente la densidad del kerógeno, dando la porosidad intrakerógeno se ha reportado alta de 50% (Wang& Reed 2009; Passey et al. 2010). Otra opción es separar el gas intrakerógeno del la matriz sólida del kerógeno. Lo anterior nos da un modelo que se sugiere en la Figura 1.11. Ambrose et al. (2010) propuso que el gas adsorbido ocupa parte de la porosidad intrakerógeno y que la evolución petrofísica de la porosidad debe ser correcta para el volumen de poros que son ocupados por el gas adsorbido, que no son viables como fuentes en tiempo real. El impacto de estas correcciones, que son basadas en la isoterma de aproximación de Langmuir adsorción/desadsorción, es menor para los grandes poros orgánicos. Lo que suponen estas correcciones a agrupar el gas adsorbido con el kerógeno.

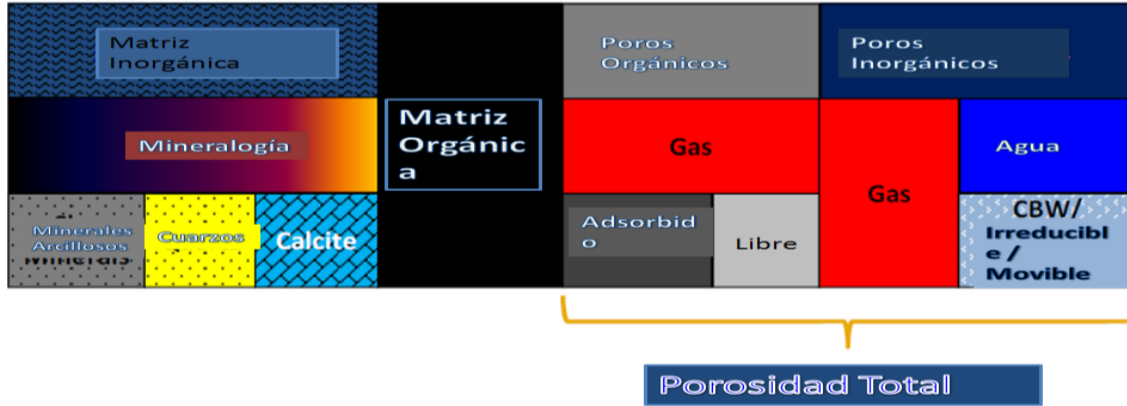


Fig. 1.11 Modelo petrofísico para yacimientos de Lutitas Gasíferas⁴.

Los procesos actuales para determinar la porosidad son impactados por la presencia de gas. En yacimientos convencionales, los efectos del gas son a menudo manejados a través de la introducción de un término de saturación de filtrado (S_{xo}) dentro de la ecuación de saturación. Sin embargo, la muy baja permeabilidad intergranular de los yacimientos de lutitas gasíferas excluye invasión por filtración, un resultado que hace ineficaz la corrección estándar de gas. Una posible solución es una aproximación interactiva para la determinación de la porosidad y la saturación de agua.

La estimación de los poros para registros de densidad puede lograrse utilizando una relación fundamental entre la medición de la densidad ρ_b y la densidad de los varios componentes de las lutitas gasíferas respetando la Fig. 1.11:

$$\rho_b = \rho_m V_m + \rho_k V_k + \rho_{gk} \phi_{gk} + \rho_{gm} \phi_{gm} \quad (3)$$

Donde ρ es la densidad, V es la fracción del volumen relativo a la roca, ϕ es la porosidad, y los sufijos m , k , gk , y gm son (inorgánica) matriz, kerógeno, gas intrakerógeno y gas intermatriz, respectivamente. El gas dentro de la porosidad intergranular se distingue del kerógeno hasta este punto, aunque ahora se agrupa para obtener la siguiente solución de la ecuación (3).

La ecuación (1) puede ser reacomodado para generar una relación para el total de la porosidad, $\phi_T = \phi_m + \phi_k$:

$$\phi_T = \frac{\rho_b - \rho_m - w_k \rho_b \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_k}\right)}{(\rho_g - \rho_m) + (\rho_w - \rho_g) S_{wT}} \quad (4)$$

Donde ρ_g es la densidad general del gas dentro del total de la porosidad, ρ_w es la densidad del agua de formación, w_k es el peso fraccionario del kerógeno, S_{wT} es el agua de saturación relativa al total de la porosidad. Las siguientes suposiciones son la clave en la derivación y utilizando la ecuación (4):

- 1) El gas libre dentro de la matriz inorgánica tienen la misma densidad como el gas libre y adsorbido en el kerógeno ρ_g .
- 2) El kerógeno es un hidrocarburo húmedo tal que la saturación de agua en el kerógeno es cero.

- 3) La variabilidad de la densidad de los minerales (inorgánicos) son calculados para un modelo de mineralogía.
- 4) El gas adsorbido es considerado parte del total de la porosidad. Una corrección para los componentes del total de la porosidad es necesaria para remover el volumen de poros intrakerógeno ocupados por el gas adsorbido, pero esta podría introducir una salida para el sistema total de porosidad de la evaluación petrofísica.

Sujeto a estas suposiciones, la ecuación (4) es físicamente correcta. Si se sustituye el TOC en la ecuación (2) debe existir una relación identificada entre las fracciones de peso w_k y TOC para permitir que esto suceda. En la ausencia de aceite libre, esta relación se reporta:

$$w_k = TOC / c_k \quad (5)$$

Donde c_k es el peso fraccionario del carbón en el kerógeno. El valor de c_k es específico para cada yacimiento porque depende de la madurez térmica y de la fuente del kerógeno.

Aunque la densidad común en la literatura del kerógeno es de 1.1-1.2 g/c³, éste parámetro sigue siendo una incertidumbre clave en la evaluación de porosidad. Una solución propuesta es el uso de una herramienta que tenga una baja dependencia en la densidad de los sólidos. Una aproximación favorable es la resonancia nuclear magnética (NMR), que podría ser una herramienta esencial en los pozos clave. Comparando los registros de porosidad densidad y NMR derivación de porosidad puede permitir un ajustamiento de la densidad del kerógeno en la ecuación (4) o en un algoritmo relativo a la densidad del kerógeno para que pueda ser medido utilizando registros. Una vez que se logra la porosidad, los datos de densidad pueden ser exportados a los pozos no clave.

1.8 Saturación del Agua de Formación para Lutitas de Gas

1.8.1 Salinidad del agua de formación². La salinidad del agua de formación es conductora, que es la entrada para métodos eléctricos para la evaluación del agua de saturación. Las muestras del agua de formación para los yacimientos de lutitas gasíferas son escasas y si los hay engañosos por la posibilidad de flowback (Flujo de retorno) del agua y el agua libre que se encuentre en las fracturas, que puede no ser representativa de la salinidad en las lutitas. Por otra parte, la producción del agua para las lutitas es variable. El agua podría no ser producida desde el sistema poroso de las lutitas gasíferas ya que puede ser saturación del agua irreducible o subirreducible. Contra este telón de fondo, la salinidad del agua de formación es altamente variable dentro de los sistemas de gas de las lutitas. Por ejemplo, Luffel et al. (1992) reportó una salinidad en el rango de 12,000-222,000 ppm NaCl equivalentes basados en un análisis de Dean-Stark de preservación, con núcleos triturados en la formación Huron en las lutitas del Devoniano de la región de Apalaches. Luego, Martini et al. (2008) mapeó el rango de la salinidad del agua de formación para las Lutitas Antrim en la Cuenca Michigan cercana a 3,000-215,000 ppm y para las Lutitas New Albany en la Cuenca de Illinois cerca a 10,000-90,000 ppm. Lo desconcertante es que para los plays de lutitas sea caracterizada las variaciones de la salinidad que se muestra en los ejemplos anteriores o si las variaciones pueden atribuirse a las influencias locales hidrostáticas. Este grado de variaciones es demasiado pronunciado para ser representado a través de un promedio y ser llamado

para un método base para un registro de salinidad o un método independiente de la salinidad para la evaluación de la salinidad del agua. Un reto es el uso de estas aproximaciones conjuntas en los pozos clave como una base para exportarlos a los pozos no nucleados.

La salinidad del agua es la clave del entendimiento de la ecuación del agua de saturación derivada de la resistividad. Las grandes variaciones en la resistividad del agua sobre distancias muy pequeñas verticalmente y se reporta con una aparente relación con el contenido orgánico o con algún otro parámetro petrofísico. Donde los análisis de la salinidad son basados en la extracción del agua contenida en un núcleo, los datos representan una combinación de efectos electroquímicos y capilares del agua. Un alto contenido de minerales arcillosos, podría pronunciar mas los enlaces electroquímicos del agua. Un bajo contenido de minerales arcillosos, podría hacer predominar los enlaces capilares. Otra vez, el concepto de los pozos clave podría ser benéfico, esta vez proporcionado a una referencia de un conjunto de muestreo de mediciones de salinidad de laboratorio del agua intersticial a lo largo de la longitud objetivo del pozo. Estos datos puede ser un potencial para la calibración del método derivado de los registros de predicción de resistividad del agua.

1.8.2 Evaluación de la Saturación del Agua². La saturación del agua ha recibido menor atención en la literatura comparado con la porosidad. Debido al incompleto entendimiento de la naturaleza del almacenamiento del gas y el esfuerzo para establecer un método estándar para la determinación de la porosidad, una situación que transmite los problemas para la definición de la saturación, es complicado mas donde la porosidad total y efectiva se mezclan cuando se calcula el volumen original de gas.

Incluso si la saturación del agua se resolviera, el uso de una resistividad basada en la saturación del agua la ecuación será cuestionable debido a problemas relacionados a las lecturas de los registros de resistividad. ¿Qué mide una herramienta de resistividad? Archie (1942) atribuye el incremento de la resistividad (relativo para la resistividad del agua local) al espacio poroso ocupado por hidrocarburos. La presencia de sólidos conductivos en la formación de arcillas más tarde fue tratada como una conductividad excesiva o un componente de no-Archie en las ecuaciones de saturación, debida a una disminución en la resistividad de la formación. Sin embargo, en la petrofísica de las lutitas gasíferas existen tres componentes en la forma kerógeno sólido, que son todo lo contrario a los efectos de arcillas esta incrementan la resistividad de la formación. Pero, ¿cómo manejar estos tres componentes?

La herramienta NMR ofrece ser una potencial solución para la determinación de la saturación del agua independiente de las mediciones de resistividad. El problema es la baja amplitud de la señal con la presencia de gas puede ser la presencia de gas puede ser obviada por registro a velocidades muy lentas. Sin embargo, los datos de medición pueden no representar la coexistencia de gas libre y adsorbido. El gas adsorbido para la superficie del kerógeno es problemática y no es representativa del gas adsorbido y del gas libre porque hay sólidos como constituyentes asociados con su composición. Por otra parte, la alta temperatura como los yacimientos de lutitas gasíferas, que es significativamente mayor que la temperatura supercrítica de los gases, plantea interrogantes sobre cómo se adsorbió si en forma de líquido o de vapor. Por lo tanto, no sorprende que actualmente los intentos por calibrar el NMR para derivar la saturación del agua con núcleos no hayan sido fructuosos. Cabe recordar la ecuación (3)

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

distingue entre gas adsorbido y libre, considerando que estos se combinaron en la derivación de la ecuación (4), que puede resultar ser demasiado simplista.

Otra posible solución para el problema de saturación del agua es adoptar a una aproximación pseudo-Archie. En la ecuación de Archie se utiliza los exponentes de porosidad y saturación en las cuales se permite encontrar sus propios datos que podrían tener una forma muy diferente de sus respectivos valores predeterminados, $m=n=2$.

La aproximación pseudo-Archie requiere de continuas curvas de resistividad del agua, porque la salinidad ejerce una mayor influencia en la exponentes de pseudo-Archie, m y n . Esto es complicado pero los requerimientos podrían lograrse para los pozos clave para una zona del yacimiento basado en los cambios en la salinidad del agua en muchas muestras del yacimiento en zonas con determinado TOC para los registros. Los parámetros de pseudo-Archie en cada zona pueden ser variados para lograr una combinación de la saturación derivada de los núcleos, quizá se utilice el método de medición de Dean-Stark. La aproximación pseudo-Archie permite que los exponentes se encuentren para sus propios niveles de datos, algunos de los problemas asociados con las mediciones de la resistividad son circundantes. La aproximación es también consistente con el sistema total de porosidad, pero la solución ha sido puesta dentro de la ecuación (4) para resolver la porosidad y S_{wT} iterativamente. La salida para el análisis de los parámetros pseudo-Archie y la salinidad del agua de formación para la evaluación de la saturación en los pozos no clave.

En la Tabla 1.6 se muestra las principales características y propiedades de la roca para algunas Cuencas de Gas de Lutita en Estados Unidos de Norteamérica

Cuenca de Gas de Lutita	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Antrim	New Albany	Lewis
Estimación del área de la Cuenca (mi ²)	5,000	95,000	9,000	9,000	11,000	12,000	43,500	10,000
Profundidad (pies)	6,500 – 8,500	4,000 – 8,500	1,000 – 7,000	10,500 – 13,500	6,000 – 11,000	600 – 2,200	500 – 2,000	3,000- 6,000
Espesor de la capa (pies)	100 - 600	50 – 200	20 – 200	200 – 300	120 – 220	70 – 12	50 – 100	200 – 300
Profundidad de la base de agua tratable, en (pies)	~1200	~850	~500	~400	~400	~300	~400	~2000
Carbón Orgánico Total	4.5	3 – 12	4.0 - 9.8	0.5 - 4.0	1 – 14	1 - 20	1 – 25	0.45 - 2.5
Total de la Porosidad	4 – 5	10	2 – 8	8 - 9	3 – 9	9	10 – 14	3.0 -5.5
Contenido de Gas (scf/ton)	300 – 350	60 – 100	60 – 220	100 - 330	200 – 300	40 - 100	40 – 80	15 – 45
Volumen de Gas original (TPC)	327	1,500	52	717	52	76	1609	61.4

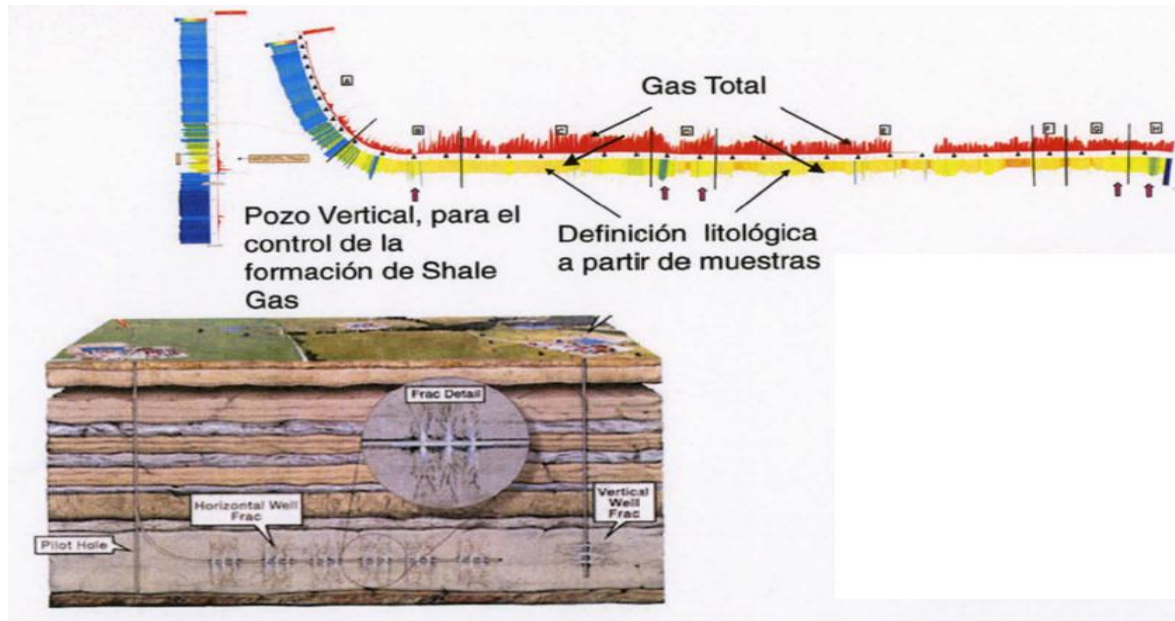
Tabla 1.6. Características de las principales Cuencas de Gas de Lutita en USA⁷.

1.9 Pozos Horizontales y Multilaterales

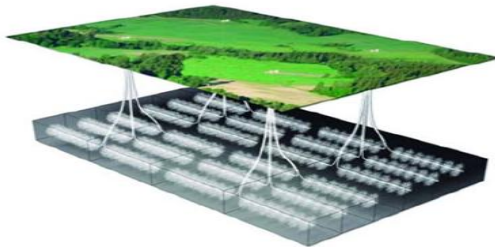
Debido a que las lutitas generalmente tienen un valor de permeabilidad insuficiente para permitir el flujo de los hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo, la producción comercial de gas requiere de fracturar la matriz rocosa para incrementar la permeabilidad. Es común que se perforen pozos

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

horizontales para la explotación de gas de lutita, con longitudes de hasta 3,000 metros para crear una mayor área de contacto entre las lutitas y el pozo. Debido al espesor que existe dentro de los yacimientos de gas de lutita y a que el área de drenaje de un pozo vertical es pequeña aun con fracturamiento, comparada con la de un pozo horizontal. La mayor ventaja de un pozo horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo mejorar la productividad del pozo, ya que el perforar horizontalmente no es un objetivo en sí mismo, el objetivo es producir. De la misma forma trae consigo la desventaja de que solo puede drenarse una zona productora (Ver Fig. 1.12 y 1.13).



Plataforma de Perforación



Perforación Multilaterales

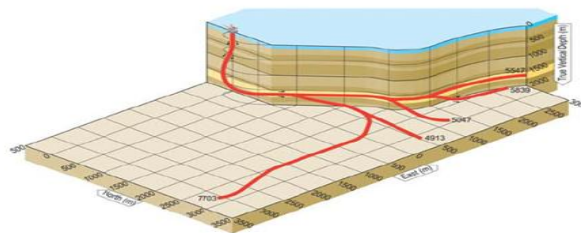


Fig. 1.12 y 1.13. Comparación del área de drenaje de un pozo horizontal y un vertical, se requiere además de la planeación de multifracturamiento para poder producir mayores volúmenes de gas¹.

Uno de los aspectos más importantes de la perforación horizontal es la selección de los sitios a perforar, considerando que los pozos horizontales son más costosos de perforar en comparación con los pozos verticales, debido en parte a la longitud que pueda tener. Por ejemplo, un pozo puede tener una profundidad total de 2000 pies solamente, pero el fondo del pozo puede estar a 4000 pies, lejos de la porción vertical del pozo. Debido a este único costo adicional, la cuidadosa selección de los candidatos a pozos horizontales es muy recomendada. Además existen costos de equipo relacionados con la

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

perforación horizontal que también deben ser considerados, estos incluyen bujes de impulso, fluidos de perforación especializados, motores de fondo, sartas especiales de tubería de perforación y equipo de medición al perforar MWD entre otros.

Ingenieros del Departamento de Energía de los Estados Unidos, se interesaron en evaluar la eficiencia de drenaje de los pozos horizontales; por lo que; con la finalidad de responder a esta pregunta, se realizó una simulación para dos pozos verticales ubicados en los puntos finales de los 610 metros del pozo horizontal WHW2. Esto equivale a 2,916,000 m² de espaciado entre pozos (lo cual no es raro para los pozos vertical es en lutitas); el área de drenaje para esos dos pozos verticales se comparó con el de pozo horizontal WHW2. Las áreas de drenaje fueron casi idénticas, sin embargo, los valores de producción acumulada en 20 años mostraron que el pozo horizontal fue tres veces más eficiente que los dos pozos verticales (no estimulados), en la producción de gas para un volumen fijo de roca (Tabla 1.6). Este análisis mostro el alto potencial de los pozos horizontales para producir el gas que actualmente está siendo dejado en el campo con los pozos verticales en los yacimientos de lutitas.

Pozo	Año de Terminación	Producción Acumulada (MMpc)
W1	1932	310
W2	1941	382
W3	1942	804
W4	1955	1370
W5	1969	189
W6	1965	24
W7	1984	13

Tabla 1.6. Producción acumulada por pozo por año¹⁰.

México no es la excepción, también está a la vanguardia en este tipo de perforación, ya se han perforado pozos un ejemplo de este es el pozo exploratorio Emergente-1, se perforó como una prueba tecnológica para evaluar el Play Eagle Ford en México y conocer si los intervalos productores en Estados Unidos, tenían continuidad hacia México.

El pozo Emergente-1 (Ver Fig. 1.14) se perforó en el Estado de Coahuila dentro del Municipio de Hidalgo. Es administrado por el Activo Integral Burgos.

Sus coordenadas son 27°51'43" de latitud Norte y 99°55'35" de longitud Oeste.

Se trata de un pozo con 15 fracturas en su sección horizontal.

INICIÓ PERFORACIÓN: 13-Sep-2010

TERMINÓ PERFORACIÓN: 30-Nov-2010

FIN DE TERMINACIÓN: 17-Feb-2011

INTERVALO PRODUCTOR: 3,618 – 3,670 m

PROFUNDIDAD TOTAL: 4,071 m

TIPO: Horizontal (terrestre)

PRODUCCIÓN INICIAL: 2.86 mmpcd

RESERVA ESTIMADA: 2 mmpc

COSTO TOTAL: 143.5 mmpesos

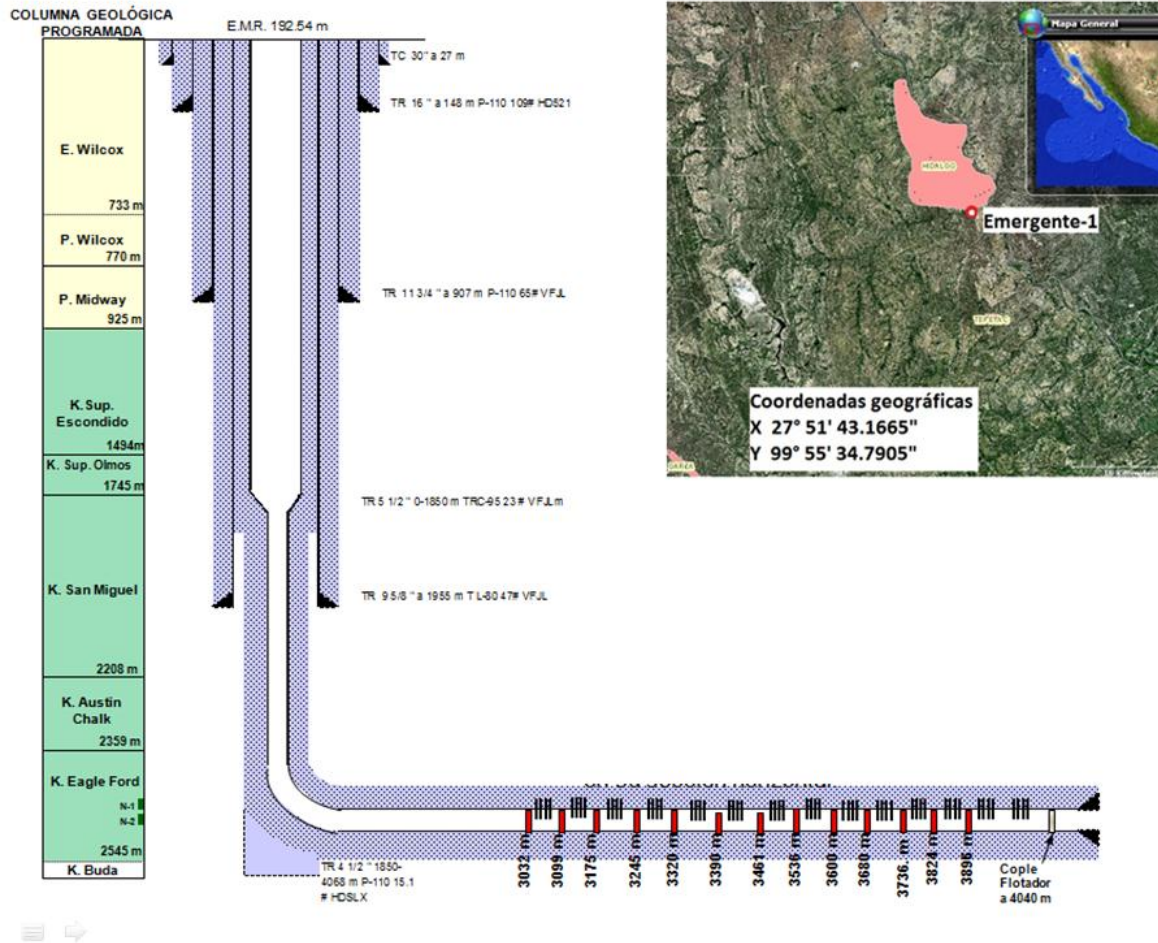


Fig. 1.14. Pozo Emergente-1, en esta Fig. se presentan tanto la ubicación, la profundidad de las TR, y Tubería de Producción, intervalos fracturados con Fracturamiento Hidráulico y el tipo de Terminación.

1.10 Fracturamiento Hidráulico⁹

Las fracturas naturales, si bien son beneficiosas, normalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficientes para soportar la producción comercial en las lutitas gasíferas. La mayoría de las lutitas gasíferas requieren tratamiento de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento expone más lutita a la caída de presión provista por un pozo. Con fracturas hidráulicas estrechamente espaciadas en la lutita a lo largo de un tramo lateral horizontal, el gas puede producirse aún con mayor rapidez.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Los operadores frecuentemente bombean tratamientos de fluido aceitoso a base de agua, de baja viscosidad y apuntalante en las lutitas de alta presión, moderadamente profundas, habitualmente encontradas a profundidades que oscilan entre 1,524 y 3,048 m (5,000 y 10,000 pies). En las lutitas más someras, o aquellas que poseen presiones de yacimiento bajas, comúnmente se bombean fluidos de fracturamiento energizados con nitrógeno. El fluido, bombeado bajo alta presión pueden extenderse a través de la lutita a miles de pies de distancia del pozo. En teoría, los granos de apuntalante se acuñan en las fracturas, manteniéndolas abiertas una vez detenido el bombeo.

En la Formación Barnett Shale, los tratamientos de estimulación han evolucionado a lo largo de la vida productiva de este play, comenzando con los tratamientos pequeños con espuma de CO₂ o N₂, realizados en la Formación Barnett inferior, hasta mediados de la década de 1980. Luego, los operadores comenzaron a emplear tratamientos de fracturamiento hidráulico masivos (ver figura). Estos tratamientos utilizaban un promedio de 2,270m³ (600,000 gal EUA) de gel reticulado y 635,000 kg (1,400,000 lbm) de apuntalante con arena. A pesar del incremento de la EUR, los altos costos de terminación de pozos y los bajos precios del gas se tradujeron en una economía marginal para el play. Los operadores continuaron realizando tratamientos de fracturamiento masivos hasta 1997, en que Mitchell Energy comenzó a evaluar los tratamientos de estimulación con agua aceitosa. Estos tratamientos establecen canales de fracturas largos y anchos, que utilizan el doble del volumen de los fracturamientos masivos con fluidos reticulado, pero que bombean menos del 10% del volumen de apuntalante. Si bien el desempeño de los pozos fue levemente mejor que el de los tratamientos de fracturamientos masivos, los costos de los tratamientos de estimulación se redujeron en aproximadamente 65%. Estos tratamientos se han convertido en prácticamente normal en la Formación Barnett Shale (ver Figura). Por otra parte, la reducción de los costos de estimulación permitió a los operadores terminar los intervalos de la Formación Barnett Superior, mejorando así las EUR en aproximadamente 20%, o un porcentaje mayor.

Si bien en las operaciones de fracturamiento de la Formación Barnett Shale se utilizan comúnmente agua y arena, algunos operadores de otros plays consideran que no se ha transportado suficiente apuntalante dentro de sus fracturas inducidas. Durante dichas operaciones de fracturamiento, puede suceder que el fluido no cree fracturas lo suficientemente anchas para dar cabida a los granos de apuntalante. En otros casos, los granos bombeados hacia el interior de una fractura se precipitan de la suspensión del fluido que los transportó. En cualquiera de ambos casos, el resultado es una fractura más pequeña, que provee menos permeabilidad que la pretendida.

Para superar estos problemas, algunos operadores emplean la tecnología de fluido de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC o fluido a base de fibras FiberFRAC para mantener los apuntalantes suspendidos durante períodos prolongados. Los fluidos ClearFRAC se utilizan para transportar el apuntalante hasta las profundidades de las fracturas. Salvo por el apuntalante en sí, el fluido ClearFRAC está libre de sólidos que podrían reducir la permeabilidad de la fractura y ha demostrado ser compatible con las lutitas ricas en contenido orgánico. Las fibras contenidas en el fluido FiberFRAC mantienen en suspensión los granos de apuntalante hasta que la fractura se cierra sobre los granos, fijándolos en su lugar. Las fibras finalmente se disuelven, incrementando el flujo a través de la fractura. Ambos fluidos

mantiene el apuntalante en las fracturas a medida que las mismas se cierran lentamente. De este modo, las fracturas permanecen abiertas una vez que el pozo es puesto en producción.

A fines de la década de 1990, Mitchell comenzó a experimentar con tratamientos de estimulación adicionales. La ejecución de nuevos tratamientos de fracturamiento en pozos originalmente terminados con fluidos gelificados ha resultado altamente exitosa. El monitoreo microsísmico indica que estos tratamientos están activando las fracturas naturales perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo. Esta activación no ocurre con tanta frecuencia con los fluidos viscosos y la realización de nuevos tratamientos de fracturamientos en pozos inicialmente terminados con tratamientos con agua aceitosa es en general menos exitosa.

Además del aumento de los precios del gas y el mejoramiento de las técnicas de perforación el mejoramiento de las técnicas de perforación horizontal, el desarrollo de prácticas de estimulaciones económicas y eficaces fue clave para el éxito comercial de los pozos de gas de lutita.

Como resultado del creciente éxito en el fracturamiento usando agua en las arenas del Cotton Valley en el este de Texas hacia el año de 1997, la compañía Mitchell Energy y otros operadores comenzaron a experimentar con esta técnica en otros yacimientos de gas en formaciones compactas como en la lutita Barnett. Muchos de los primeros tratamientos exitosos se encontraron con la dificultad en la presencia de altas concentraciones de apuntalante, por lo tanto, se limitó el apuntalante a concentraciones de 0.05 a 0.5 ppm en promedio. El volumen típico de fluido para pozos verticales es de aproximadamente 2000 – 2400 galones por pie de espesor en el intervalo. Una importante observación del fracturamiento es la correlación positiva del volumen de fluido bombeado con los gastos iniciales de producción y sus reservas correspondientes. Varios factores llegan a ser evidentes en el entendimiento del porque del gran volumen de agua fracturante ha sido satisfactorio en los yacimientos de lutita que contienen varias mezclas de arcilla, silicatos y carbonatos minerales, etc.

Típicamente la lutita consiste en 30-39% de componentes de arcilla, 29-38% cuarzo y 25-30% de otros minerales como la calcita, dolomía, feldespato y pirita. La propia naturaleza de este tipo de mineralogía provoca que la lutita sea muy frágil y por consiguiente puede ser fácilmente fracturado el yacimiento. El análisis de núcleos, así como la mejora de técnicas de registros han demostrado la presencia de fracturas naturales, algunas de estas se encuentran rellenas con depósitos secundarios, tales como calcita y halita. El diseño del pozo es influenciado por el grado de fracturas naturales debido a su beneficioso impacto en la maximización de la exposición del yacimiento. Estas fracturas pueden ocurrir en conjuntos de fracturas y son consideradas como muy complejas. La presencia de fracturas naturales y la interacción con fracturas inducidas hidráulicamente crea una fractura patrón en el yacimiento la cual no puede considerarse una fractura simétrica con plano de dos alas. La geometría de un tratamiento de fractura en un yacimiento de lutita se considera demasiado compleja y a través de la prueba de los mapas tecnológicos de fracturas, las fracturas fairway se han identificadas con orientaciones múltiples. Por lo tanto las grandes superficies que están en contacto, en última instancia, contribuyen a la producción.

Inicialmente casi todos los tratamientos de fractura en lutitas usaron arena blanca del norte de malla 20/40. Sin embargo, debido a la compleja naturaleza del sistema de fracturas se han instalado límites a la cantidad de apuntalante que puede ser usado. El promedio de concentración de apuntalante se mantuvo muy bajo, rara vez superaron los 0.3 ppm hasta la fase final cuando se aumentó la concentración de apuntalante en un incremento de 0.3 hasta 1 y 2 ppm. En 2000, las pruebas piloto

fueron diseñadas utilizando apuntalante de malla 40/70 en los niveles iniciales del trabajo con un doble objetivo; el primero, el menor tamaño de partícula de 40/70 de malla puede ser transportado más lejos de los pozos debido a un ajuste de velocidad menor que la malla 20/40; en segunda, el tamaño más pequeño de partícula puede ajustarse en las fracturas más pequeñas y podría lograr un mayor empacamiento del apuntalante que permita mayores concentraciones en el lugar. Muchos de los tratamientos donde se usó la arena de malla 40/70 también utilizaron arena de malla 20/40 como última opción de apuntalante para asegurar una buena conductividad, cerca del pozo. EL resultado de miles de trabajos usando apuntalante no solo ha demostrado el éxito en la colocación de mayores volúmenes de apuntalante, sino también ha proporcionado pruebas de la mejora de la recuperación de líquidos y de gastos de producción más elevados. Recientemente con la expansión del play Barnett Shale fuera de los condados de lo que se considera Newark del Este “área núcleo” se usó arena de malla 100 con buenos resultados.

El fracturamiento hidráulico es una práctica de estimulación a la formación usada para crear permeabilidad adicional en una formación productora. Por crear permeabilidad adicional, el fracturamiento hidráulico facilita la migración de fluidos hacia el pozo para propósitos de producción. El fracturamiento hidráulico puede ser usado para superar barreras en el flujo de los fluidos, una de las principales razones por las que está limitada la explotación de este tipo de yacimientos. Las barreras pueden incluir bajas permeabilidades naturales comunes en formaciones de lutitas o permeabilidad reducida resultado del daño a la permeabilidad causada durante las actividades de perforación de pozos cercanos. Mientras los aspectos del fracturamiento hidráulico han madurado y tenido cambios, esta tecnología se utilizó por la industria para incrementar la producción que mantenga la demanda de energía por más de 60 años.

El proceso de fracturamiento hidráulico es típicamente usado para el desarrollo de lutitas gasíferas lo que implica bombeo de decenas de miles de barriles de arena cargada en el agua en la zona objetivo de las lutitas. Los fluidos bombeados en las lutitas crean fracturas o aberturas por las cuales fluye la arena, al mismo tiempo la arena actúa de apuntalante en las fracturas que se van abriendo. Una vez que el bombeo de fluidos se detiene, la arena permanece en el lugar permitiendo que los fluidos (tanto gas como agua) vuelvan hacia el pozo (Ver Fig.1.15).

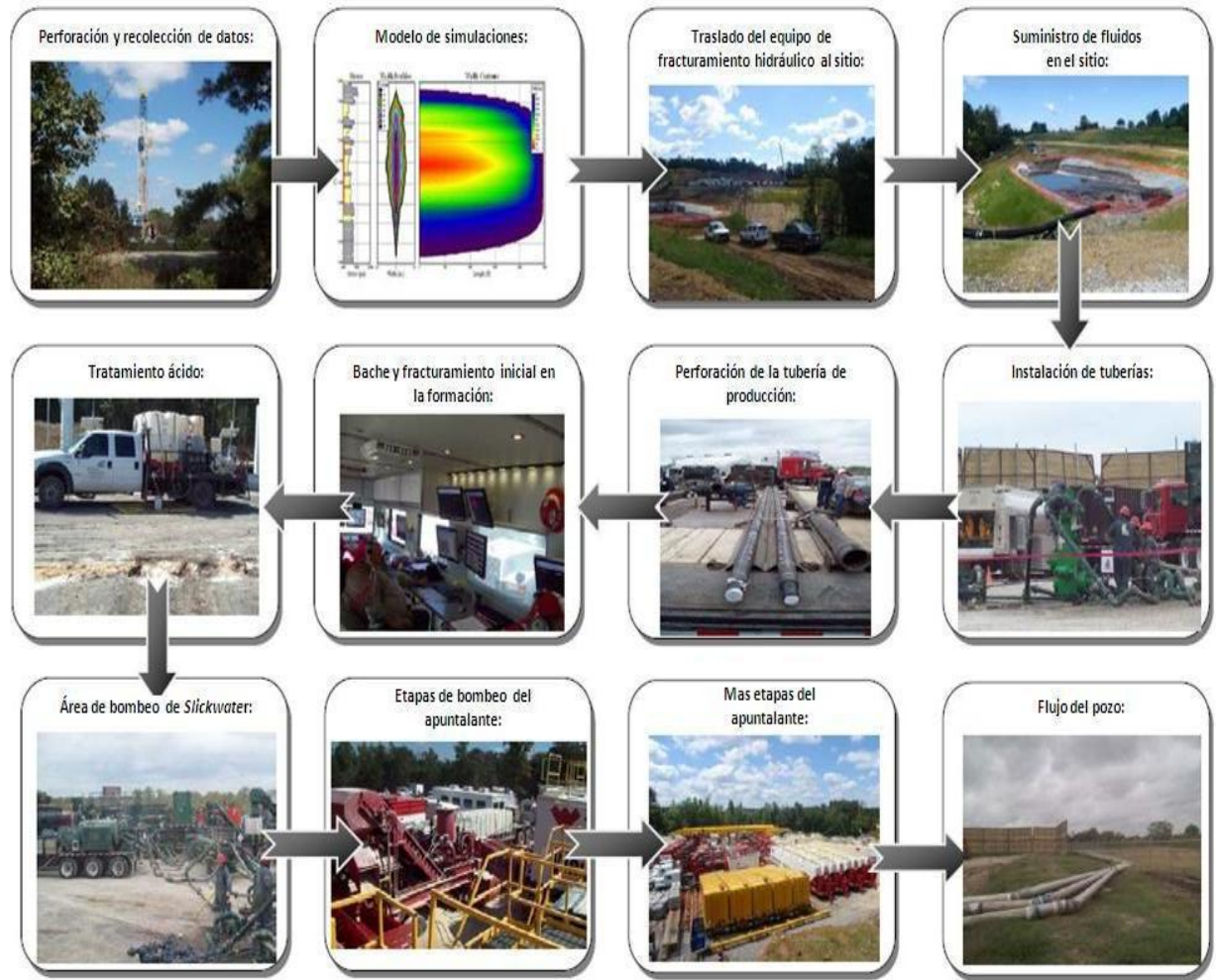


Fig.15. Diagrama de flujo del proceso de tratamiento de fracturamiento hidráulico⁹.

1.10.1 Diseño de la estimulación por fractura. Las prácticas modernas de fracturamiento de estimulación son procesos complejos y sofisticados los cuales cuestan millones de dólares. La fractura hidráulica de estimulación son modelos ingenieriles los cuales son usados por las compañías de producción para diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico para emplazar las redes de fracturas en áreas específicas. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico están diseñados como estimulación a la formación en el que las características específicas de la formación objetivo (espesor de lutita, características de la roca fracturada, gradiente de fractura, etc.) son usadas para el desarrollo de las redes de fracturas.

El proceso de diseño para un tratamiento de fractura hidráulica comienza con la evaluación de la pre-estimulación del yacimiento el cual involucra típicamente el proceso de recolección de datos de campo. Entendiendo el carácter del yacimiento y le dinámica de la relación de fractura existente son dos de los componentes ingenieriles críticos usados en el diseño de la estimulación por fractura. Datos relacionados con el yacimiento pueden interpretarse de la sísmica antes de la perforación, después se realizan análisis de núcleos, registros en agujero abierto o revestido y análisis del rendimiento de la

producción. Los datos recolectados incluyen porosidad, permeabilidad y litología de la formación productora, datos de saturación de fluido, fracturas de carácter natural y gradientes de fractura presentes actualizados, los cuales identifican el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal de carga. Los datos de la fractura natural que incluyen orientación, altura, longitud media, ancho de la fractura y la permeabilidad, son usados para determinar donde se necesitan nuevas fracturas y para evaluar cómo se pueden desarrollar las nuevas fracturas en la formación. El diseño del fracturamiento hidráulico constantemente está siendo perfeccionado para optimizar la creación de redes de fractura y para optimizar la producción de gas, lo cual garantiza que el desarrollo de la fractura está reducido a la formación objetivo.

Un método usado para optimizar el diseño de la estimulación por fracturas es el uso de un simulador computacional. Los simuladores computacionales son programas diseñados para usar los datos recolectados de la formación productora y crear un modelo, usando formulas matemáticas de la propagación de la fractura, para predecir las propagaciones de la fractura. Los simuladores permiten a los ingenieros modificar los programas de estimulación (volúmenes y tipos de apuntalantes, fluidos y aditivos) para evaluar cómo es que podrían desarrollarse las fracturas dentro del yacimiento, permiten también evaluar el diseño del tratamiento del fracturamiento en hidráulico en un escenario controlado y evaluar las fracturas resultantes que predicen el desarrollo. Esto es una variedad de los modelos que pueden ser usados, con cada modelo teniendo diferentes opciones. Se puede usar un simulador para predecir la geometría de la fractura en tercera dimensión, integrando las soluciones acidas fracturantes o para revisar el diseño de las etapas de ingeniería para características específicas.

Los programas de modelado también permiten a los diseñadores modificar los planes de datos adicionales que fueron recogidos en relación con la formación objetivo específicamente. El uso de modelos permite a los diseñadores lograr avances en el diseño de las operaciones de fracturamiento hidráulico para desarrollar caminos más eficientes para crear más caminos de flujo hacia el pozo, disminuyendo riesgos.

Cuando se diseñan los tratamientos de estimulación por fracturamiento, los operadores tienen en consideración los gradientes de sobrecarga de la formación para predecir la probable propagación de la fractura. El uso de un simple evento de fractura y el monitoreo microsísmico en un pozo vertical en la formación de interés antes de la perforación de los pozos horizontales, puede usarse para diseñar la orientación lateral en la dirección preferida. Las principales tres categorías que existen en la formación son: sobrecarga vertical, carga máxima horizontal y carga mínima horizontal. La carga varía totalmente en el yacimiento, primeramente en la dirección vertical debido a las diferentes propiedades de la formación en el subsuelo. La magnitud y la dirección de estas cargas son muy importantes porque ellos dictaran la presión requerida para crear una propagación de la fractura y la orientación de la misma. El esfuerzo vertical en muchas formaciones productivas es típicamente la mayor presión debido a la profundidad a la que se encuentra la formación, por esta razón las fracturas se propagan verticalmente cuando ocurre la operación de fracturamiento. Además, las redes de fracturas se extienden paralelamente al esfuerzo máximo horizontal en la roca del yacimiento (perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo principal). La orientación de la fractura influye en la dirección lateral del pozo horizontal, en la orientación preferida de perforación, área de drene, espaciamiento efectivo entre los pozos y las eficiencias de barrido del fluido. Cuando se perforan pozos horizontales en dirección del máximo esfuerzo horizontal se crean fracturas longitudinales, cuando los pozos se perforan en dirección del mínimo esfuerzo horizontal se crean fracturas transversales, además de la colocación con orientación lateral de las perforaciones, en los pozos influyen muchos factores durante el fracturamiento y en la vida del pozo.

Cuando las perforaciones están orientadas propiamente, el pozo puede tener altos gastos de producción y durante el tratamiento de estimulación por fractura mucho del apuntalante puede ubicarse efectivamente proveyendo de fracturas más efectivas y así tener menos producción de arena.

Otra consideración cuando se diseña un tratamiento por fractura es la llamada tortuosidad, esta se refiere a una gradual o severa redirección de las fracturas para el plano referido. Este proceso puede crear desafíos significativos en el fracturamiento hidráulico, incluyendo pantallas de salida prematuras y fricción cercana al pozo. Se ha observado que la tortuosidad se produce en campos de alta presión diferencial, en pozos desviados, en grandes intervalos perforados y perforaciones por etapas, además de yacimientos con fracturas naturales. Las pantallas de salida ocurren cuando el fluido fracturante ya no es capaz de llevar la arena apuntalante o la concentración de arena llega a ser grande, causando que la arena se quede en la tubería y no sea acarreada a dentro de las fracturas. La tortuosidad se deberá tomar en cuenta para garantizar el gasto requerido y para que las presiones a utilizar se mantengan durante el tratamiento de fractura.

1.10.2 Monitoreo de la Fractura⁹. Los nuevos avances en el fracturamiento hidráulico aplican un análisis de objetivos a través de tecnologías de monitoreo, estas son usadas para hacer un mapa de donde ocurren las fracturas durante el tratamiento de estimulación e incluye técnicas como el mapeo micro sísmico de fracturas y la medición de los metros de inclinación. Estas tecnologías pueden ser usadas para definir el acierto y la orientación de las fracturas creadas durante un proceso de estimulación.

El monitoreo micro sísmico es el proceso por el cual las ondas sísmicas generadas durante el fracturamiento de la roca de formación son monitoreadas y usadas para crear un mapa de la localización de las fracturas generadas (Fig.1.16). El monitoreo se logra usando una tecnología similar a la utilizada para monitorear eventos sísmicos más grandes que ocurren naturalmente asociados con terremotos y demás procesos naturales. Como un seguimiento al proceso microsísmico activo, puede usarse para realizar cambios en tiempo real al programa de fractura. El monitoreo microsísmico proporciona a los ingenieros la capacidad para gestionar recursos a través de la colocación inteligente de pozos adicionales para aprovechar las condiciones naturales del yacimiento y los resultados de fractura esperados en nuevos pozos.

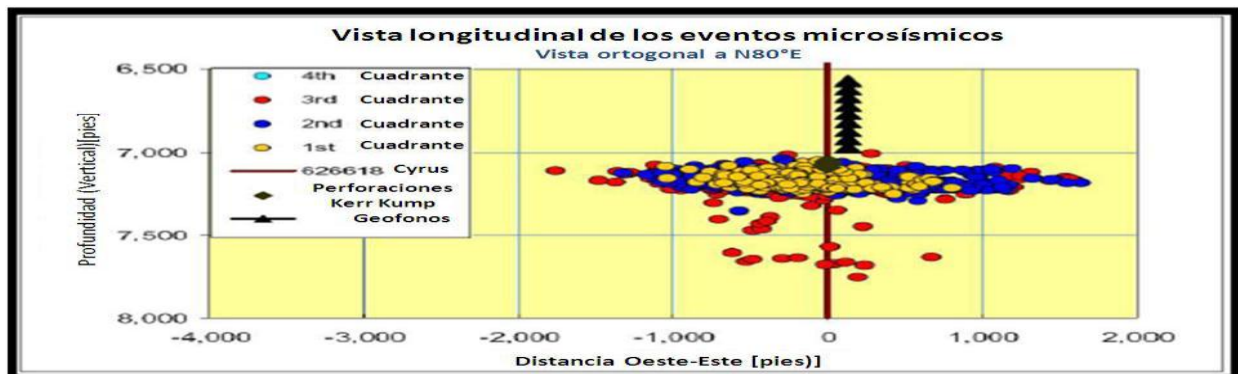


Fig.16 .Mapeo de eventos microsísmicos.⁹

Los medidores de inclinación son tecnologías de monitoreo pasivo que registran la deformación de las rocas inducida por el proceso de fractura hidráulica. Estos dispositivos pueden colocarse en la superficie del terreno fuera de un pozo o en el agujero dentro del pozo. Estos medidores (Tiltmetros) registran

cambios en la inclinación en dos direcciones ortogonales, que después pueden ser traducidos en el esfuerzo de rotación, resultado del fracturamiento hidráulico. Los Ingenieros pueden basados en el esfuerzo de rotación la localización del evento de fracturamiento hidráulico que ha sido causado por este esfuerzo.

1.10.3 Proceso de Fracturamiento Hidráulico y Equipamiento Utilizado⁹. El fracturamiento hidráulico de los pozos horizontales de gas de lutitas se diseña en etapas. La longitud lateral en un pozo de gas de lutitas desarrollado típicamente es de 1000 pies a más de 5000 pies de longitud. Debido a la longitud del pozo en cuestión, usualmente no es posible mantener la presión suficiente en el agujero para estimularla longitud total de la porción lateral del pozo.

La en Fig.1.15 presenta el diagrama de flujo del proceso mostrando el orden de los eventos que ocurren para una etapa de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, mismo que comienza con el equipo en el sitio, una vez en el sitio el equipo es instalado (rigup). Instalar involucra hacer todas las conexiones necesarias entre la cabeza de fracturar en el pozo, las bombas de fracturamiento, los remolques manifold y el equipo adicional que alienta los fluidos y aditivos a las bombas. Las conexiones de hierro están normalmente aseguradas con restricciones para mantener la seguridad en caso de un fallo en la línea.

Cada etapa de fractura está diseñada dentro de un intervalo aislado (por ejemplo, un intervalo de 500 pies) dentro del cual se crea un grupo de perforaciones usando herramientas de perforación. Las perforaciones permiten el paso de fluidos de la tubería de revestimiento a la formación durante el tratamiento de fractura y también permiten que el gas fluya hacia el pozo durante la fase de producción en la operación.

Con el fin de aislar cada etapa de la fractura de un tratamiento de fracturamiento, se utiliza un empacador para aislar cada intervalo. Un tipo de empacador usado para lograr el aislamiento por zona es el “empacador de canica” el cual tiene una canica de acero que es bombeada hacia el punto de asiento localizado normalmente en donde se ha completado la última etapa del fracturamiento. La canica actúa como un agente sellador de la zona tratada previamente aislando el siguiente intervalo a tratar.

Las etapas de tratamiento individual de fracturas en lutitas gasíferas normalmente incluyen múltiples sub-etapas, durante las cuales los diferentes fluidos y las concentraciones de apuntalantes son bombeados hacia el pozo. Las sub-etapas iniciales son diseñadas normalmente como un nivelador y a menudo pueden incluir simplemente el bombeo de agua fresca hacia el pozo. Después del bache de agua dulce viene el bache de ácido para limpiar el cemento de las perforaciones cerca del área del pozo para facilitar el flujo de fluidos durante el proceso de fracturamiento.

Después del ácido normalmente se usa un espaciador el cual empuja el ácido en la formación y comienza la propagación del fracturamiento. Luego de que es bombeado el bache espaciador, la siguiente sub-etapa es normalmente el cierre del pozo durante lo cual se calcula el gradiente de fractura de formación. Cuando el pozo se abre nuevamente, se inyecta un fluido limpiador de fractura como colchón para lubricar la tubería del pozo y las fracturas de la formación ayudando en la distribución de las subetapas del apuntalamiento. El siguiente paso es una serie de etapas en las cuales el apuntalante es usado para crear y mantener las fracturas.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

En algunos tratamientos de fractura, se usan dos o más apuntalantes para optimizar el apuntalamiento de las fracturas a varias distancias del pozo. Los tratamientos de fractura de la lutita Barnett



normalmente incluye el uso de apuntalantes múltiples los cuales pueden incluir hasta cuatro diferentes apuntalantes a partir de una arena de malla 100, luego arena de malla 40/70, después una arena de malla 30/50 y finalmente apuntalantes de arena de malla 50 recubierta de resina. La colocación inicial de las sub-etapas de apuntalantes comienza con bajas concentraciones normalmente alrededor de 0.1 libras de arena por galón (ppm.) de fluido. En cada una de las subetapas, se diseña un incremento en la concentración del apuntalante a un gasto regular, son normales los incrementos de 0.2 ppm. Por sub-etapa. El número de subetapas es determinado por el

volumen de apuntalante y el fluido fracturante diseñado para el tratamiento de fractura. Para un programa de tratamiento de apuntalamiento múltiple, la concentración del apuntalante es normalmente mantenida en el momento de la transición de un apuntalante y otro ocurre, tal que la densidad final de la mezcla podría ser la misma que la densidad inicial de la mezcla de la siguiente etapa. Una vez que el volumen prescrito de fluidos y el apuntalante han sido bombeados, se envía un bache final para limpiar el pozo y la línea de apuntalante. Para un tratamiento de fracturamiento hidráulico, es necesario un equipo especializado para realizar los pasos requeridos para estimular la formación.

Este equipo incluye tanques de almacenamiento, bombas, camiones de químicos y una variedad de tuberías y accesorios para conectar todas las partes. A continuación se dará una breve descripción de algunas partes que son normalmente utilizadas durante el tratamiento de fractura de un pozo horizontal de gas de lutitas. Fracturador o tanques “frac” son grandes trailers los cuales están diseñados para contener varios cientos de barriles de agua fresca la cual es usada como la base del fluido para los tratamientos de fracturamiento con “slickwater”, que consiste en agua combinada con un aditivo químico reductor de fricción lo cual ayuda a bombear más rápidamente el fluido a la formación. Los camiones de químicos son unidades con una cama plana que se usa para transportar químicos de sitio a sitio. Los camiones de aditivos químicos pueden también ser usados para transportar algunos de los aditivos hacia el lugar, algunos de estos camiones también contienen bombas las cuales son usadas para bombear los aditivos a los “Blenders”, camiones que funcionan como mezcladores del fluido, químicos y aditivos para obtener la mezcla final. El ácido es normalmente transportado al lugar de trabajo por medio de camiones, los cuales pueden contener cerca de 5000 galones de ácido. Los camiones que transportan el ácido pueden tener múltiples compartimientos que permiten transportar varios ácidos y aditivos diferentes. El ácido también puede ser transportado con un ácido fracturante o en la parte de atrás de la bomba, la cual es una unidad que bombea y mantiene la presión en la tubería de revestimiento o en el trabajo de bombeo de ácido.

Fig.1.17. Contenedores de agua – Tanques “Frac” en la lutita de Fayetteville.⁹

Las unidades de almacenamiento de arena son grandes tanques usados para contener el apuntalante (normalmente arena), estas unidades suministran arena al Blender a través de una banda transportadora, una unidad almacenadora de arena puede contener de 350,000 a 450,000 libras de apuntalante. La unidad mezcladora Blender toma fluidos frescos del tanque “frac” (Fig.1.17) usando bombas de succión y combina el agua con el apuntalante en una tolva. Los fluidos y el apuntalante son

mezclados con otros aditivos en concentraciones programadas; la mezcla es entonces presurizada y transferida a las bombas de fractura. Las bombas de fractura son bombas de alta presión que envían fluidos fracturantes hacia el Blender y presuriza el fluido a través de un desplazamiento positivo de la bomba antes de descargar el fluido hacia el camión colector de tubería múltiple (Manifold). El Manifold es un gran sistema de tuberías que actúan como una estación de transferencia para todos los fluidos, los fluidos mezclados por las bombas del Blender se mueve a través del Manifold en camino a las unidades de bombeo. Igualmente, los fluidos presurizados de las bombas de fractura son bombeados a través del Manifold hacia las líneas superficiales las cuales transfieren los fluidos a la cabeza de fracturamiento.

El vehículo de monitoreo técnico (VMT) de datos es el área de trabajo para los supervisores de servicios de fracturamiento, ingenieros, operadores de bomba y representantes de las compañías involucradas. En este vehículo es donde se monitorean y coordinan las actividades asociadas con el tratamiento de fractura, esto incluye el monitoreo de todas las presiones de tratamiento, químicos, densidad del apuntalante, velocidad del fluido y el registro y revisión de todos los datos. En el VMT se monitorea el total de la estimulación de fractura para cada etapa que ha sido prediseñada.

Las estimulaciones por fracturamiento hidráulico son monitoreadas continuamente por operadores y compañías de servicio para evaluar y documentar los eventos del tratamiento de fracturamiento hidráulico. El monitoreo del tratamiento de fractura incluye el seguimiento del proceso con las presiones de cabeza y fondo del pozo, gastos de bombeo, medidas de densidad de la mezcla del fluido de fracturamiento, seguimiento del volumen de los aditivos, seguimiento del volumen de agua y garantizar que el equipo funcione propiamente. Durante un evento normal de fracturamiento hidráulico para un pozo horizontal, puede haber más de 30 representantes de compañías de servicio en el sitio del desarrollo y monitoreo de la estimulación así como el personal adicional de la operadora y tal vez la agencia estatal del aceite y gas. El nivel del recurso humano también sirve como un equipo de respuesta emergente a un incidente imprevisto que podría presentarse.

El refinamiento del proceso del fracturamiento hidráulico ocurre cuando el operador recolecta más recursos de datos específicos. Este proceso generalmente ayuda a crear un patrón de fractura mas optimo en la formación objetivo para propósitos de incrementar la producción de gas en un pozo así como garantizar que no se produzcan más fracturas fuera del la formación objetivo. El refinamiento del proceso de fracturamiento hidráulico fue un paso necesario en el éxito en el Barnett Shale en el desarrollo alejado de la zona central de Barnett. El fracturamiento hidráulico en algunas aéreas de Barnett resultó en fracturas extendidas hacia la formación subyacente Ellenberger. Los pozos en los que se extendieron las fracturas dentro de la formación Ellenberger tuvieron un incremento en la producción de agua así como en el agua de carga que fluía en Ellenberger dentro de estos pozos. Esto resulto en el manejo de parámetros como altos costos y agua indeseable. Como resultado, los procesos de fracturamiento se han perfeccionado y las fracturas de las zonas adyacentes se han convertido en una cuestión menor conforme la tecnología ha evolucionado.

1.10.4 Fluidos Fracturantes y Aditivos⁹. El agua es el componente primario para el tratamiento de fracturamiento con Slickwater, usado en la mayoría de los plays de lutitas gasíferas, (Fig. 1.18). La disponibilidad de agua es un factor de gran importancia para la explotación de los diversos plays de gas de lutitas. Con los tratamientos de fractura se requieren decenas de miles de litros de agua por etapa para las operaciones de estimulación por fractura dentro de un play de gas de lutitas, y se deben identificar todas opciones viables para Dallas del play de gas de lutitas de Barnett, la compañía Chesapeake Energy construyo grifos en el sistema de agua meteórica del aeropuerto de Dallas en Fort Worth; el agua fue bombeada por las líneas hacia su almacenamiento en pequeñas presas hasta que fue

transportada por líneas temporales superficiales hacia la localización del pozo para el tratamiento de fractura. La compañía ha instalado estas pequeñas presas o embalses de manera estratégica en toda el área del proyecto. Las localizaciones fueron elegidas sobre la base de consideraciones relativas a la ubicación de los almacenes de agua y de la nueva construcción de grupos de pozos y así buscar el máximo acceso y la reutilización del recurso.

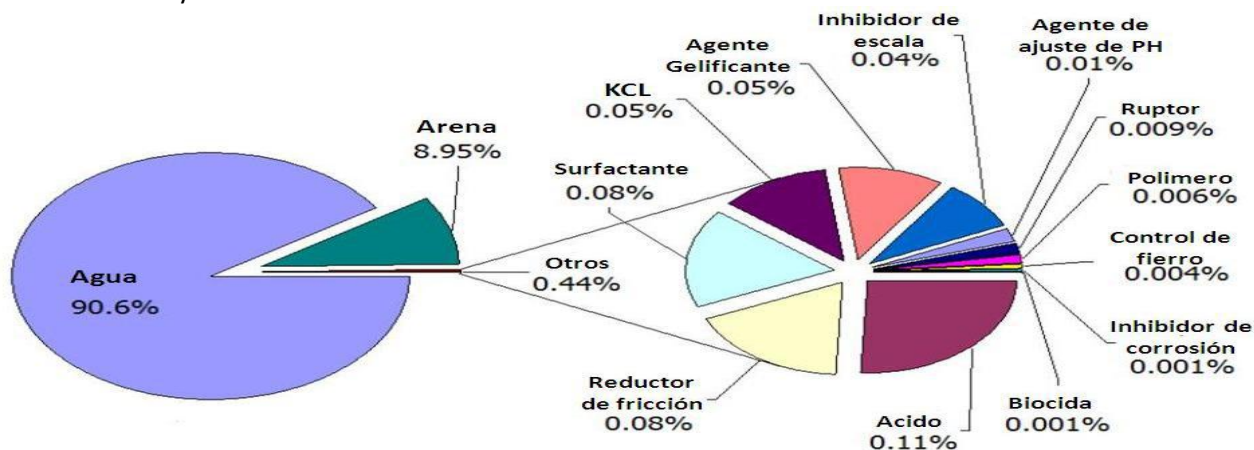


Fig.1.18. Composición del fluido fracturante cargado con apuntalante.⁹

La naturaleza urbana del play de Barnett ha permitido a los operadores desarrollar otras áreas alrededor del Forth Worth en Dallas para aprovechar los hidrantes de la ciudad y utilizar los acuíferos locales superficiales bajo los campos de golf para almacenar y suministrar agua. El área rural del desarrollo de la lutita de Fayetteville, Chesapeake Energy está en proceso de construir el pequeño yacimiento del Rio Rojo, el yacimiento de 500 acres-pie será suministrado por el agua desviada del pequeño Rio Rojo durante periodos de alto flujo. El actual permiso permite hasta 1550 acres-pie de agua para coleccionar anualmente y almacenar para el uso futuro en fracturamiento y perforaciones. El agua es transportada del acuífero del Rio Rojo por medio de líneas temporales y camiones pipas hacia la localización del pozo cuando esto es necesario.

Después del agua, lo más complejo de un fluido de fractura utilizado en pozos de tratamiento de gas de lutitas es el apuntalante. El apuntalante es un material granular, usualmente arena, el cual es mezclado con el fluido fracturante para asegurar o mantener abiertas las fracturas creadas que permitan el flujo de gas al pozo. Otro apuntalante comúnmente usado incluye arena recubierta de resina, una cerámica apuntalante de resistencia intermedia (ARI), y un apuntalante de alta resistencia como bauxita sinterizada y oxido de zirconio. La arena cubierta de resina es usada regularmente en los *plays* de gas de lutitas durante las etapas finales del fracturamiento, la cubierta de resina puede ser aplicada para mejorar la resistencia del apuntalante o puede ser diseñada para reaccionar y actuar como un pegamento para mantener juntos algunos de los granos recubiertos. La resina se usa generalmente en las etapas finales del trabajo para retener los demás apuntalantes y mantener el pozo con permeabilidad.

La viscosidad del agua fresca tiende a ser baja, lo cual limita la capacidad del agua para transportar el apuntalante necesario para un tratamiento de estimulación por fractura. Como resultado, algunos fluidos de fracturamiento hidráulico poseen un gel como aditivo para incrementar la viscosidad de los fluidos de fractura. Normalmente se usa un aditivo de comportamiento lineal o bien un gel polimérico. La selección del Gelificante se baso en las características de la formación en el yacimiento, como el espesor, porosidad, permeabilidad, temperatura y presión. La goma guar es un polvo que es agregado al agua, con esto las partículas de la goma se hinchan creando un gel.

Ya que la temperatura se incrementa, estas soluciones tienden a ser gravemente delgadas en consistencia. Con el fin de evitar la pérdida de viscosidad, la concentración de polímeros puede incrementarse (carga de polímeros) o en su lugar, los agentes poliméricos pueden agregarse para aumentar el peso molecular, lo que aumenta la viscosidad de la solución.

Además del agua y el apuntalante, muchos otros aditivos son esenciales para la exitosa estimulación por fracturamiento en los yacimientos de gas de lutitas. El ácido es utilizado en el inicio del proceso de fracturamiento para limpiar el cemento que se presente en la perforación y proporcionar una ruta de acceso a la formación una vez que el fluido fracturante se bombea. Un tipo común de ácido que es usado en las operaciones de fractura es el ácido clorhídrico, el cual es utilizado en la limpieza del hogar y en el mantenimiento de piscinas. El HCl es más usado en concentraciones de 15% HCl (15% HCl y 85% agua), aunque esto puede ser efectivamente utilizado en concentraciones del rango de 3% a 28%. Los ácidos son normalmente diluidos para obtener las concentraciones deseadas antes de su transportación a la localización de trabajo. Una vez que se añade a los fluidos fracturantes, es más diluido por un factor de 1000 o más antes de la inyección al subsuelo.

En estimulaciones donde se utiliza un ácido ionizado, se usa un inhibidor de corrosión para detener la corrosión de la tubería de acero, el revestimiento del pozo, herramientas y tanques. El aumento en 0.1% a 0.2% de un inhibidor de corrosión puede disminuir la corrosión por más del 95%. Las concentraciones del inhibidor de corrosión dependen de la temperatura de fondo y el tipo de tuberías y revestimientos. A temperaturas que exceden los 250 °F, las concentraciones del inhibidor de corrosión son mayores, puede ser necesario un refuerzo o un intensificador. Un inhibidor de corrosión normalmente utilizado en los plays de lutitas gasíferas es el N.n. dimetil formamida. Este aditivo es utilizado también regularmente como un medio de cristalización en la industria farmacéutica; cuando es usado en la industria petrolera se transporta a los sitios de trabajo por medio de camiones de aditivos químicos. Antes del inicio de la etapa de acidificación del tratamiento de fractura, el inhibidor de corrosión se transfiere del camión de químicos al Blender o a la unidad CAS y es mezclado antes de presurizarse y transferirse a las bombas de fractura.

Los biocidas son aditivos que se utilizan para minimizar el daño de la corrosión bacteriana en el pozo. Los fluidos de fractura normalmente contienen geles orgánicos, los cuales proporcionan un medio ideal para el crecimiento de bacterias, lo que provoca reducción de viscosidad y de la capacidad del fluido para acarrear efectivamente el apuntalante. Los biocidas como el glutaraldeído (este mismo químico es usado como un esterilizante en la industria del cuidado de la salud), es un aditivo líquido que se diluye en el fluido fracturante de manera similar en que se adiciona el inhibidor de corrosión; son transportados a la localización en los camiones de aditivos químicos, y son añadidos al Blender o la unidad CAS antes de ser transferidos a las bombas de fracturamiento. Además del glutaraldeído, los biocidas pueden también contener un decolorante como el DAZOMET o 2.2-dibromo-3-nitropropionamida.

Cuando una formación contiene arcilla, la permeabilidad puede reducirse significativamente cuando se expone al agua que es menos salina que el agua de formación. Como resultado, son generalmente utilizados en el tratamiento como base líquida soluciones que contienen de 1% a 3% de sal cuando el hinchamiento de la arcilla es probable. El cloruro de potasio (KCl) es el químico usado más comúnmente como un estabilizador de arcillas debido a su capacidad para controlar la arcilla contra la invasión de agua para prevenir su hinchazón. El cloruro de potasio es transportado normalmente a la localización

del fracturamiento en forma de polvo aireado y mezclado con el agua de fractura en el Blender o la unidad CAS.

El rompimiento térmico del gel polimérico ocurre cuando la temperatura excede los 225°F, sin embargo en pozos que tienen una temperatura menor, como los pozos de lutitas gasíferas en los plays del Barnett y Fayetteville, se añade un rompedor al fluido de fractura en las últimas etapas del proceso para romper la viscosidad de los agentes gelificantes y así ayudar en la liberación del apuntalante y mejorar el volumen de agua que regresa y se recibe después de la terminación. El tipo más común de rompedor o ruptor es el peroxydisulfatos, estos aditivos son normalmente agregados cuando el gel se comienza a bombear, este se debe a que si se les da suficiente tiempo esto podría reducir la viscosidad antes del bombeo.

1.10.5 Transporte y disposición del agua. La producción asociada de agua con el gas producido de los yacimientos de lutitas varía entre los plays de gas de lutitas y también varía significativamente con las regiones de cada play. Por ejemplo, en el play Barnett en Texas, la producción de agua es mayor en el frente occidental del play y disminuye a cerca de cero en la región oriental. El play Fayetteville tiene muy poca producción de agua asociada. La mayoría de las preocupaciones son el transporte del agua y su disposición, el agua de retorno, o de la recuperación parcial de los fluidos que son utilizados para la estimulación por fractura en el pozo. La eliminación del agua crea problemas adicionales para los operadores en las áreas de los plays de lutitas gasíferas. Las instalaciones de aplicación en tierra son el principal método de disposición utilizado en Fayetteville. Estas actividades están reguladas por el Departamento de Calidad del Medio Ambiente de Arkansas.

En la lutita Barnett, la disposición clase II de inyección en pozos es el principal método. En la región de Marcellus han comenzado a explorarse los métodos clase II de inyección y las instalaciones de tratamiento de agua industrial y municipal. La compañía Chesapeake Energy actualmente tiene más de 60 solicitudes de permiso que han comenzado a negociar en Nueva York, sin embargo, con la finalidad de hacer la inyección un método aceptable de disposición a largo plazo en todos los plays de lutitas gasíferas, será necesario emprender investigaciones adicionales sobre las formaciones de recepción para ajustar el número de pozos que serán necesarios. A medida que hay más pozos produciendo, los operadores se encargaran de encontrar nuevas y mejores tecnologías para el manejo del agua. Otra opción para la administración de grandes volúmenes de agua de retorno de la estimulación por fracturas es el reciclaje. La Administración de Aguas “Fuente Codorniz” usa un proceso de reciclaje que permite reutilizar aproximadamente un 80% del fluido de fractura utilizado en el Barnett Shale. Se utilizan unidades de destilación en la localización que calientan y separan la salmuera del agua. El agua tratada es entonces utilizada en tratamientos de fracturamiento futuros, reduciendo la presión sobre el asunto del agua disponible y el problema de la disposición final del agua.

Hasta el 26 de abril del 2008 la compañía “Fuente Codorniz” ha procesado más de 5.7 millones de barriles de agua de retorno para recuperar más de 4.5 millones de barriles de agua que ha sido reutilizada en estimulaciones por fractura adicionales. La compañía DTE Recursos de Gas Inc. Diseñó un estudio piloto para dos pozos utilizando un sitio de separación y filtración, pero encontraron que el proceso no es rentable económicamente. La empresa Devon Energy Production Co. también diseñó un proyecto piloto en cinco de diez pozos similares de gas en Barnett, es un proceso aprobado por la DTE Gas Resources; en suma los operadores condujeron con éxito los proyectos piloto y probaron la tecnología disponible; el reciclaje puede llegar a ser el método más destacado de disposición de aguas de retorno y así impulsar cada vez más el uso de las nuevas tecnologías entre los operadores.

1.11 Herramientas Adicionales para la Perforación de Lutitas Gasíferas 8

Un sin número de tecnologías dentro de la industria que pueden mejorar los procesos de la perforación, para mayor confiabilidad, extender la vida de la herramienta, incrementar la penetración de perforación, y reducir el tiempo y costos de perforación. Lo importante de esta sección es no tratar a las tecnologías como individuales sino como un conjunto para producir un comportamiento más efectivo. Se describe como poder optimizar, en combinación con cada uno, en los pozos clave para lutitas gasíferas.

1.11.1 Herramienta Drilling Agitator (DAT): el efecto de tener una herramienta de oscilación axial en la sarta de perforación ha demostrado hacer una diferencia entre la terminación prematura de la perforación y éxito de la terminación de la sección planeada TD. Las herramientas DAT han sido tradicionalmente utilizadas en aplicaciones con motores orientables pero ha sido muy problemática. La oscilación axial en la sarta de perforación (Ver Fig. 1. 19).

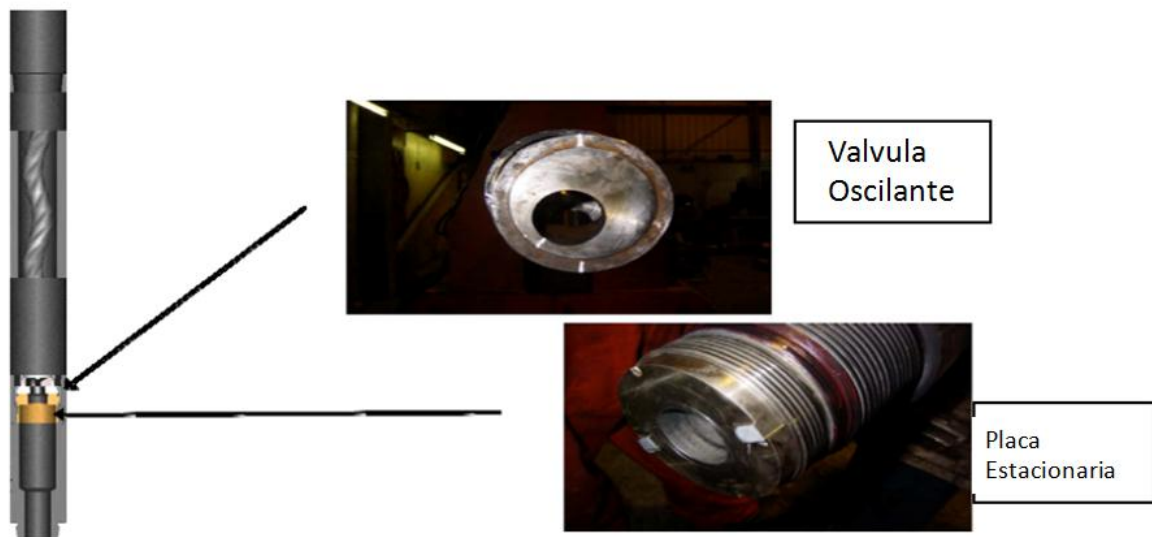


Fig.1.19 Herramienta Drilling Agitator (DAT)⁸

1.11.2 Tecnología de Perforación Motor Dirigible (MS): La administración de las fluctuaciones en la torsión de la barrena es la clave del éxito en la perforación direccional de motor. La tecnología de MS consta de una serie de características de propias que incluyen una geometría de calibre aliviado que reduce la fricción cuando se desliza y Componentes de Control Torque (TCC) que impide que la barrena tome una mordida excesiva en la formación. El posicionamiento de estos componentes puede ajustarse para minimizar las fluctuaciones de la torsión, mejorar el control de cara de la herramienta y maximizar ROP. Además, TCC se ha demostrado eficaz en la reducción de las vibraciones torsionales de riesgo como Stick-Slip (Ver Fig. 1.20).

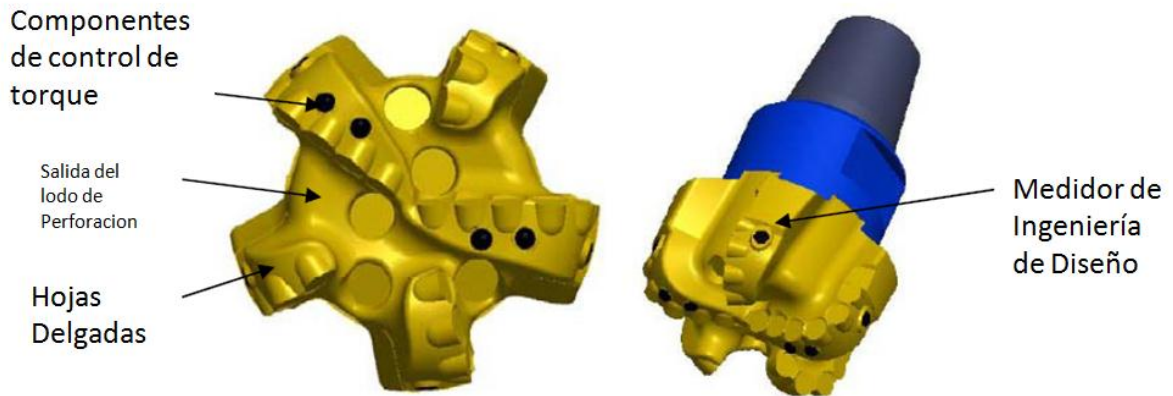


Fig.1.20. Motor Dirigible Tecnología de Perforación (MS)⁸

1.11.3 Grabador de Datos Dinámico de Fondo (DDDR): Este dispositivo se deriva de una herramienta de investigación de vibración exitosa, es una grabadora de dinámica de colocación de bajo costo y flexible al interior del pozo. Mide apenas 2-1/2 "de diámetro y puede ser alojados en un sub, ubicado como se requiere en el BHA o colocado en una caja especialmente modificada dentro de un componente de la sarta de perforación. La grabadora se utiliza para recopilar datos de fondo actual a una velocidad de muestreo de alta frecuencia y tiene suficiente capacidad de almacenamiento con la duración de la batería de 20 horas o más. Los datos de alta calidad grabados pueden utilizarse para determinar la torsión lateral y la estabilidad torsional del ensamble durante las diferentes fases de la operación de perforación. Los datos pueden ser analizados para identificar problemas de vibración.

1.11.4 Tecnología de Motor Premium: Además de la variación de rotor / estator lóbulo configuración y el número de etapas, recientemente el revestimiento elastomérico estator ha tenido un impacto significativo en el rendimiento del motor. Un estator es normalmente un elastómero compuesto de nitrilo dentro de un tubo de acero. Estos están sujetos a la tumefacción, endurecimiento, ablandamiento y desgaste prematuro, dependiente de la temperatura y el carácter del fluido de perforación utilizado. La variación en el compuesto de nitrilo puede contrarrestar algunos de estos efectos, por ejemplo, un compuesto nitrilo (HNBR) altamente saturado se puede utilizar para la perforación con lodos base de aceite y temperaturas más altas. Otras formulaciones del elastómero nitrilo estándar con mayor grado de elasticidad han ganado popularidad mediante el aumento de la presión diferencial nominal de la sección de energía en mayor capacidad de par de torsión de salida.

1.12 Simulación de Yacimientos de Gas de Lutita

La mayoría de los simuladores de yacimientos modelan yacimientos de gas convencionales en los que el gas se almacena en un solo sistema de porosidad. Las lutitas gasíferas requieren un enfoque diferente. Los simuladores que utilizan el método de diferencias finitas, tales como el módulo de Gas de Lutita del software de simulación de yacimientos ECLIPSE, consideran el gas almacenado en los espacios porosos

de una matriz de lutita compacta, el gas adsorbido en la materia orgánica contenida en una lutita y el gas libre contenido en las fracturas naturales presentes en la formación arcillosa.

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

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

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

Referencias

1. An introduction to shale gas, June 2011.
2. Vivian K. Bust, SPE, Alan A Majid, SPE, Joshua U. Oletu, SPE, and Paul F. Worthington, SPE, Gaffney, Cline & Associates, "The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions", ITPC 14631, Tailand 7-9 February 2012.
3. Charles Boyer, Pittsbutgh, Pensilvania, EUA, John Kieschnick, Roberto Suárez-Rivera, Salt Lake City, Utah, EUA, Richard E. Lewis, George Waters, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, "Producción de gas desde su origen"
4. C. H. Sondergeld, SPE, University of Oklahoma; K. E. Newsham, SPE, J. T. Comisky, SPE, And M. C: Rice, SPE, Apache Corp; and C. S: Rai, SPE, University of Oklahoma, "Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources", SPE 131768 USA 23-25 February 2010.
5. Roberto Aguilera, Schulich School of Engineering/Univerisity of Calgary, " Flow Unints: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs", SPE 132845, Spain 27-30 June 2010.
6. Salman A. Mengal and R. A. Wattenbarger, Texas A&M University, "Accounting For Adsorbed Gas in Shale Gas Reservoir", SPE 141085, September 2011.
7. Juan C. Gloriososo, Aquiles Rattia, Repsol, " Unconventional Resrvoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas", SPE 153004, Austria 20 -22 March 2012.
8. Franklin Baez and Steve Barton, NOV Downhole, "Delivering Performance in Shale Gas Plays: Innovative Technology Solutions", SPE/IADC 140320, The Netherlands 1-3 March 2011.
9. J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, and Mark Layne, SPE, ALL Consulting, "Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs", SPE 121038, USA,23-25 March 2009.
10. Yost A.B., W.K. Overbey, *Devonian Shale Horizontal Well: Rationale for Wellsite Selection and Well Design*, SPE/DOE 16410, 1987.

2. Principales Cuencas

Alrededor del mundo se cuentan con varios yacimientos de Gas de Lutita, en este capítulo se puso solo algunos de estos yacimientos alrededor del mundo, y los más sobresalientes de EUA ya que tienen continuidad hacia México.

Principales cuencas a Nivel Mundial

2.1 China

2.1.1 Sichuan¹. La Republica Popular de China (PRC) ha fijado un objetivo ambicioso para incrementar su oferta interna de gas natural quema limpia. Las lutitas gasíferas son un concepto muy importante en la industria global de E&P, y de acuerdo con los comunicados de prensa 2010 y 2011:

- En el 2010, la PRC Ministro de Tierra y Recursos (MLR) el objetivo para el país es identificar 50-80 prospectos de lutitas gasíferas y 20-30 en exploración y desarrollo para el 2020.
- El Centro de investigación estratégica de petróleo y gas de MLR también establece alcanzar como objetivo un trillón de metros cúbicos de gas de lutitas, producir 15-30 billones de metros cúbicos de la capacidad y producir 8-12 por ciento del gas natural en China r pozos de gas para el 2020.
- La Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) anuncio un nuevo centro de investigación par lutitas gasíferas. El centro tiene está enfocado a la innovación de tecnologías y equipamientos para la exploración y desarrollo de lutitas gasíferas.
- Adicionalmente la exploración ya marcha por cuenta propia, PetroChina firmaron un acuerdo para la evaluación de las lutitas gasíferas con Royal Dutch Shell en Noviembre del 2009 y Sinopec firmo un acuerdo Exxon Mobil en Julio del 2011, para un bloque en Sichuan y/o el Municipio de Chongqing.



En junio del 2011, se remató la licitación para la exploración de los bloques del Municipio de Chongqing y la Provincia de Guizhou. Cuando originalmente se anunció en el 2010, se dijo que las compañías exitosas chinas podrían llevar a cabo la evaluación.

La exploración de lutitas en China ya está en marcha e incrementando en el nivel de actividad. La cuenca Sichuan, una de las más prolíficas en petróleo de las cuencas de China, es la vanguardia. Sin embargo, la exploración y la investigación de este play de lutitas gasíferas no se ha probado y son comúnmente grandes y costos. Comparado con los proyectos de aceite y gas convencional, las lutitas gasíferas puede requerir un número de pozos perforados con anterioridad para probar la existencia y distribución del gas, pero puede ser más que una prueba para optimizar las técnicas ingenieriles y hasta como una viabilidad comercial (Ver las Fig.2.1).

Fig. 2.1 Ubicación de la Cuenca de Sichuan¹.

2.1.2 Longmaxi¹. En el inicio de un proyecto de exploración de lutitas gasíferas, los pasos principales incluyen: Encontrar, organizar y hacer coherente cualquier mapa preexistente y con el análisis de datos; es necesario realizar la búsqueda de afloramientos donde

esté expuesta una sección estratigráfica, para mediciones de propiedades de la roca; elegir los probables análogos a nivel mundial; determinar las mayores incertidumbres y una campaña exploratoria para abordar primero las preguntas más fundamentales de diseño.

Los afloramientos de la formación de Longmaxi pueden utilizarse para asignar y caracterizar la estratigrafía de la lutita gasífera; las muestras de litológicas, geomecánicas y análisis paleontológico, con las cuales se hacen los patrones fracturantes y permiten conocer a las rocas con potencial gasífero. Basado en observaciones de afloramientos, la lutita es rica en materia orgánica y se puede fracturar ampliamente (Fig. 2.2). Un estudio muy detallado de PetroChina PINTONES de un afloramiento en el Shuanghe, zona de Changning encontró el intervalo inferior de Wufeng Longmaxi con más de 308 m de espesor, la kerógeno con un promedio TOC de 2,94% y un valor máximo de 8.75%.

Fig. 2.2. Muestra de lutita rica en materia orgánica y fracturada ampliamente¹.

En resumen, la cuenca de Sichuan tiene potencial para gas de lutita. La exploración puede beneficiarse de los aprendizajes de todos los proyectos anteriores, principalmente los de América del Norte. Algunos de los principios claves para orientar el programa incluyen un enfoque temprano para determinar si una cantidad de material de gas esta en su lugar, seguido por el establecimiento de las curvas de aprendizaje para determinar si el recurso podría ser económicamente recuperable bajo un escenario en pleno desarrollo. Una gran cantidad de datos ya existen para la cuenca de Sichuan subsuperficial, pero convertir esos datos en información utilizable es un trabajo nada sencillo. Esto incluye recoger información de muchas fuentes diferentes y luego la estandarización, geográficamente registrada e integrándola en un conjunto de datos holísticamente interpretable.

Riesgos no técnicos. El gran numero de pozos provoca problemas sociales y ambientales, por lo tanto, se quiere de regulaiones para evitar problemas con las poblaciones y partes interesadas para una respectiva ganancia, para obtener un desarrollo sustentable llegue a lograr beneficios para todas las partes interesadas. La medición del éxito está en función del logro de los objetivos. Las lecciones aprendidas para proyectos mundiales de gas no convencional pueden y debe ser aplicado para nuevos proyectos en Longmaxi y en otras lutitas de China.

2.2 Tailandia

2.2.1 Cuenca de la Provincia de Thai del Cenozoico². Es una provincia hacia al sur de Tailandia abarca todo el Cenozoico, extiende desde costa dentro hacia costa fuera en Three Pagodas. La extensión estructural contiene lutitas lacustres, yacimientos synrift y trampas, además las complejidades asociadas a las facias de costa dentro y costa afuera de Tailandia, en la parte costa afuera disminuye el grado de hundimiento de synrift al norte, por lo que en las divisiones norte hay poca o ninguna sección sedimentaria del synrift. El modelo geológico para este sistema es el aceite y con posibilidades de gas en menor cantidad generado en el Neógeno de lutitas lacustre de synrift y posiblemente lodolitas carbonosas que migraron hacia depósito de synrift, de origen probable fluvial, aluvial, deltaico. Estas lutitas lacustres han alcanzaron el umbral de la madurez térmica para la generación de petróleo y su explotación; si en estas lutitas se conservo en la matriz aceite, la porosidad organica de las lutitas se encuentra solo en las estructutas mas profundas permitiendo la madurez para la generación de gas. Si es así, entonces en áreas limitadas de gas de lutita queda una posibilidad.

2.2.2 Provincia Khorat Plateau². Esta provincia se localiza al noreste de Tailandia, al sur central de Laos, y una pequeña área de Cambodia. La historia de tectónica es compleja e incluye (1) movimiento Paleozoico del bloque cortical Indochina, Sutura (2) del bloque de Indochina con el bloque de Shan-Thai a lo largo de la Loei Pechabun, (3) extensión de Triásico,(4) levantamientos regionales y erosión en el Jurásico y (5) inversión estructural en el Cretácico y en el Neógeno. La exploración en esta región va encaminada a encontrar estructuras extensionales del Triásico, las rocas de origen más prolíferas de petróleo se interpretan para ser lodolitas synrift lacustre de la formación Hin Huai Triásico están contenidas dentro de estas estructuras. La mayoría de las estructuras han sido invertidas.

El modelo geológico utiliza aceite generado desde las rocas de origen lacustre de Triásico en el Paleógeno tras el sepultamiento del Cretácico. El aceite podría haber migrado hasta fallas en yacimientos de carbonato del Pérmico y lateralmente en yacimientos clásticos de Triásico Synrift. Con el sepultamiento continuo y exposición térmica, el aceite sobremaduro hasta convertirse en gas. Clastos Synrift comúnmente forman sistemas de gas dependiendo de la historia de maduración térmica.

2.3 Norte de África

Muchas empresas que operan en la industria de aceite y gas en el Medio Oriente y Norte de África (MENA) están interesadas en los sobresalientes éxitos logrados por los Estados Unidos y Canadá los cuales son productores de gas de arenas compartimentalizadas y lutitas de gasíferas. Es sorprendente que las empresas pueden obtener tasas de producción de gas económico de rocas con permeabilidades medidas en nanodarcies, de hecho, a tal grado que se vuelve casi imposible evaluar con precisión. Operadores en MENA, los cuales están acostumbrados a trabajar en formaciones con permeabilidades 5 o 6 Darcies, recientemente se han dado cuenta de las reservas enormes de gas sin explotar que previamente habían sido evaluados como sub-económicos.

En los últimos años, varias empresas operadoras de MENA cobraron principal interés en las lutitas gasíferas y arenas compartimentalizadas en Estados Unidos y Canadá, con el objetivo de adquirir experiencia y tecnología que puede aplicarse a las formaciones similares en MENA y otros lugares. Esta parece ser una estrategia obvia y sabia; lamentablemente, el problema no es la estrategia, es la táctica. En muchos casos, las compañías se han decepcionado al descubrir que simplemente no puede trasplantarse un desarrollo de estilo americano en MENA.

Desafortunadamente, hay muy pocos datos de la ubicación y reservas de lutitas gasíferas en el Medio Oriente y en el Norte de África.

Evaluaciones recientes de diversas fuentes han demostrado que casi cualquier roca generadora clástica del sistema de petróleo es un yacimiento de potencial de lutitas gasíferas. Para Argelia, Túnez, y el oeste de Libia, la principal roca generadora del sistema petrolero es la formación Silurian Tanezzuft y se extiende por todo las calizas del Devoniano. El área de esta roca generadora es enorme pero pobremente definida, obviamente esta formación contiene gas, que migró hacia formaciones geológicas. Las cuencas más grandes son Trias/Ghadames (Argelia-Túnez), Illizi (Argelia), Grand Erg/Ahnet (Argelia-Marruecos), Pelagian (Tunéz-Libia) y Sirte (Libia) todo podría contener significativas reservas de gas. En la Fig. 2.3 se muestra las principales redes de tuberías para exportación.

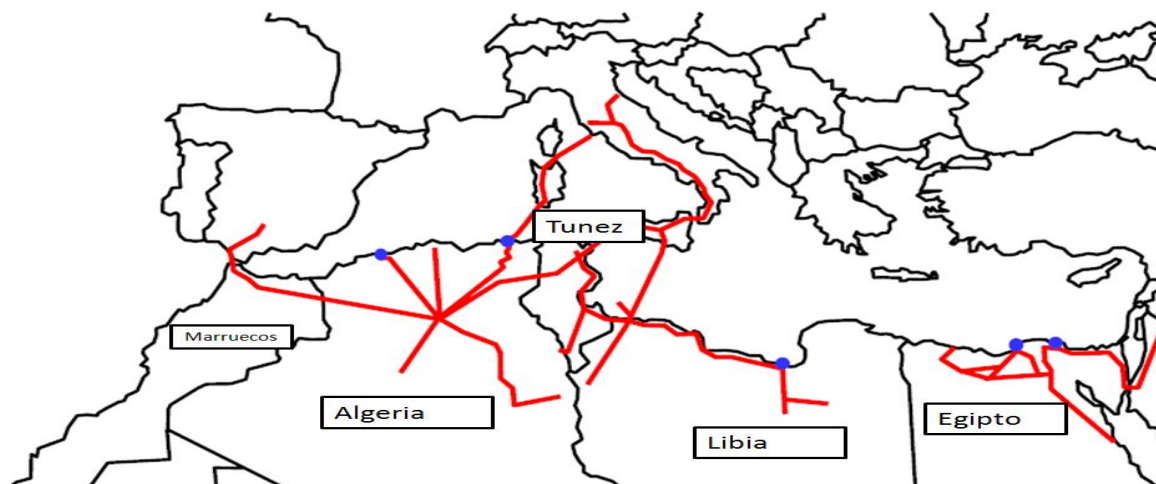


Fig. 2.3. Se muestra la infraestructura de tuberías (en color rojo) que existen actualmente en estos países con ello la viabilidad de explotación de gas de lutita para el Norte de África³.

2.3.1 Argelia³. Como un importante exportador (numero 8 a nivel mundial), la economía argelina es fuertemente dependiente de los ingresos generados por el gas natural, con 55 años de reservas probadas en las tasas actuales de producción, Argelia tiene pocos incentivos para desarrollar sus recursos no convencionales. Sin embargo, Argelia tiene considerable infraestructura de producción de gas natural, además EUA pretende reducir su dependencia de gas con Rusia, así que esta en lista de espera para el gas de Argelia. Argelia tiene el mayor potencial para desarrollar los recursos de gas no convencional. En consecuencia, incentivos fiscales y políticas considerables serán desde el Gobierno Nacional y Sonatrach, la NOC requeridos para este sector a desarrollar.

2.3.2 Túnez³. Este país representa un caso interesante. De todos los países del norte de África, Túnez tiene quizás el entorno operativo más fácil para las empresas extranjeras, pero también es uno de los dos países que son importadores netos de gas. Túnez tiene las formaciones Ordovícico y Silúrico Sur, que también se encuentran en las áreas de vecinos de Libia y Argelia. Es de esperar que la actual inestabilidad política no afecte significativamente. Suponiendo que los recursos existen en cantidades comerciales, debe ser relativamente fácil a Túnez ser autosuficiente para explotar el gas natural de lutitas. Además, dada la infraestructura existente de tuberías principales, Túnez podría convertirse fácilmente en una red de exportación de gas a EUA (Ver Fig. 2.3).

2.3.3 Libia³. Aunque la economía de la Jamahiriya Árabe Libia es más dependiente de aceite que de gas, las exportaciones de gas (especialmente a los EUA) aún forman una parte significativa de la renta del país extranjero. Sin embargo, las exportaciones de gas de Libia son sólo alrededor de una quinta parte comparada con Argelia y el país podría beneficiarse enormemente de un aumento significativo en la producción de gas. Recientes inversiones en infraestructura (en las tuberías y una terminal de licuefacción de LNG), así como el deseo de la EUA de reducir las importaciones de gas ruso de exportación, ha puesto a Libia en una situación donde es relativamente fácil aumentar las exportaciones de gas, sin embargo, el mercado libio no está acostumbrado al tipo de actividades requeridas para explotar los recursos de gas de lutitas (e. g. gran número de pozos de bajo costos, la capacidad de experimentar con núcleos y frecuentemente grandes operaciones de fracturamiento) y como con Argelia, incentivos fiscales y políticas considerables - de la Government Nacional y el NOC- será necesarias para desarrollar este sector.

2.3.4 Egipto³. Además de Marruecos, Egipto tiene probablemente el desafío más difícil entre los países del norte de África para desarrollar recursos de gas no convencional. Esto es principalmente porque contiene relativamente pocas formaciones que al parecer sean de gas. Sin embargo, eso no significa que los recursos no sean productivos, y dado que Egipto ya es un exportador neto de gas, debe ser relativamente fácil de explotar estos recursos, y las políticas ya existen.

2.3.5 Marruecos³. Marruecos está en una mala situación, aunque esté sobre los potenciales yacimientos de gas de lutita de las formaciones Silúrico Grand Erg y Ahnet, el país contiene poca o ninguna producción de gas y no hay la infraestructura de distribución interna. Sin embargo, el país tiene una pieza importante de la infraestructura de exportación, la canalización viajando desde Hassi R'Mel en Argelia al sur de España. No obstante, se requerirá un gran esfuerzo por Marruecos con el fin de desarrollar cualquier producción significativa de gas.

Un factor principal en la exploración de gas no convencional en el Norte de África es el costo asociado con la perforación, la terminación y el fracturamiento. La perforación y las industrias de servicio tienen recursos pequeños para dar servicio a pozos de alto valor; el costo asociado con la operación en estos entornos les deja pocas opciones. Si la industria desarrolla bajos costos de perforación y servicios de infraestructura, los cuales son esenciales para la exploración de gas no convencional, que es un requerimiento para la ampliación de la exploración en el Norte de África. Si (por ejemplo) una operación de fracturamiento en Túnez se justificara sobre la base de un ámbito mucho más amplio de explotación, y los costos del fracturamiento con esta operación serían proporcionalmente menores. El aumento de la cooperación entre los países del norte de África beneficiaría la explotación equitativa de sus recursos naturales.

2.4 Europa Central, Rusia, Ucrania, Bulgaria, Hungría, Grecia y Serbia

Aleksei Miller, director de Gazprom, la mayor empresa productora de gas del mundo, fue enfático al afirmar que el desarrollo de la economía sólo es posible gracias a los hidrocarburos, una fuente a su criterio insustituible de momento, mientras aseguró que el gas es la energía más barata y la única que puede garantizar el suministro en momentos de demanda pico. “Para 2020, la población mundial va a llegar a 8500 millones de habitantes, con un aumento del consumo de gas per cápita aportado principalmente por China, India, Brasil e Indonesia”, afirmó el máximo responsable de Gazprom, que provee 70% del gas que consume Europa. “China e India están en un impetuoso proceso de industrialización, urbanización y otras movilizaciones (...) la demanda de energía crecerá, pero habrá contribuciones limitadas de petróleo y energía nuclear, mientras las energías alternativas serán insignificantes”, dijo Miller en su discurso.

Brufau señaló que “el ingreso per cápita de los países emergentes, que hoy representan dos tercios de la economía mundial, y el hecho de que hay 1500 millones de personas que aún no tienen acceso a la energía eléctrica, permiten asegurar una creciente demanda de gas natural a largo plazo”. En cuanto a los precios del GNL, más costoso que el gas que circula por ductos, Brufau afirmó que “las reglas serán más complejas de lo que fueron hasta ahora, ya que los contratos no estarán tan ligados al precio del crudo y sí más en relación con la generación de electricidad”.

En el caso de Gazprom destaca el hecho que, tal como la industria petrolera, la geopolítica también desempeña un papel significativo en los mercados de gas natural. Una disputa entre Rusia y Ucrania ocasionó intermitentes cortes en el suministro de gas natural a los países europeos en los últimos años. Procurando aliviar algunos de aquellos miedos, Miller dijo que Gazprom está comprometida a realizar sus obligaciones de largo plazo “y que es necesario” disipar los prejuicios ideológicos y políticos. Agregó que Gazprom es la empresa del sector con mayor cantidad de contratos de provisión a largo plazo en el mundo, por un total comprometido de 3 trillones de metros cúbicos hasta 2035. El directivo sostuvo que estos contratos son instrumentos que permiten financiar proyectos de capital en el sector para dar confianza a consumidores y transportadores de gas. “Las inversiones tienen que ser suficientes para garantizar el suministro a largo plazo”, afirmó Miller, al precisar que Gazprom invirtió US\$25.000 millones.

El directivo comentó que el gigante ruso tiene en marcha un proyecto para poner en funcionamiento en 2011 un gasoducto tendido por debajo del mar Báltico, que conectará Rusia con el norte de Europa y otro que llevará a partir de 2015 gas al sur de Europa a través de Bulgaria, Hungría, Grecia y Serbia. Precisó que, además, la compañía trabaja en desarrollar sistemas de almacenaje de gas en el subsuelo para garantizar la provisión en momentos de alta demanda. Así mismo, dijo que Gazprom realiza labores de exploración en la península de Yamal (norte de Rusia) y en el yacimiento de Stockman (cerca del mar de Barents, en el círculo polar ártico).

“En términos de intereses mutuos y la necesidad de financiamiento para ciclos de inversión duraderos, las disposiciones de largo plazo pueden ofrecer una ventaja competitiva traducida en estabilidad (...) Hoy, la cooperación en el sector de energía entre Gazprom y los países consumidores de hidrocarburos está basada en el equilibrio de interés y riesgos de mercados compartidos entre productores y prominentes importadores al por mayor. Tal cooperación es factible debido al sistema existente de contratos a largo plazo”, concluyó Miller. La seguridad de suministro es uno de los tres pilares en los que se basa la nueva política energética de la Unión Europea, junto con la competitividad y la eficiencia. Las recientes crisis de gas producidas por cortes en el suministro procedente de Rusia han venido a reforzar la importancia de este objetivo. “La mejora de la seguridad de suministro en Europa pasa por la necesidad de diversificar tanto rutas como suministradores de gas”, afirman Off The Record desde la compañía española Gas Natural.

Pero la mayoría de los proyectos de nuevos corredores de gas para Europa implican sólo la diversificación de rutas alternativas respecto de los actuales países de tránsito de gas procedente de Rusia, ignorando otros proyectos que, además de abrir nuevas rutas, permitirían que gas distinto al ruso llegue hasta el centro de Europa. “Este es el caso del corredor de gas que, atravesando la península Ibérica, permitiría que gas procedente del norte de África y el que llega a través de las plantas de GNL, pudiera alcanzar el centro de Europa”, indican las mismas fuentes de Gas Natural. Por ahora, el mundo no será capaz de vivir sin combustibles fósiles, y el gas natural es el más environmentally-friendly, dijo el CEO de Gazprom. El recurso base de la compañía está en un continuo desarrollo. “Realizamos satisfactoriamente la exploración geológica durante los últimos cuatro años, agregando reservas de gas”.

2.5 Canadá

Las regiones de interés en Canadá son principalmente las ubicadas en el oeste de Alberta y el este de la Columbia Británica, ambas contenidas en la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (CSOC o WCSB).

Las formaciones en las que se centra el potencial son el Cretácico superior de Wilrich y sus equivalentes, Jurásico Nordegg-Ferggie, Triásico Doig-Doig, Fosfato-Montney, Exshaw-Bakken y el Devoniano Ireton-Duvernay (Fig.2.4). Un cálculo de los recursos acumulados en las formaciones Wilrich, Duvernay, Doig and Doig, Montney y Fosfato sugiere que el volumen de hidrocarburos es del orden de los 86 BPC. A pesar que no se tienen estimaciones sobre el potencial de la lutita como productor de gas en el oeste de Canadá, las secuencias sedimentarias en esta región poseen características favorables para la producción de gas.



Fig. 2.4 Área que abarca la Cuenca sedimentaria de oriente, Canadá¹¹.

2.6 Brasil

Gas del Presal brasileño para la integración energética regional. En relación con los nuevos descubrimientos en las cuencas del Presal de gas en Brasil, la directora de gas y energía de Petrobras, Maria das Graças Foster, explicó en el panel “Natural Gas Trade as a Catalyst for Regional Market Integration”, que primeramente este será distribuido en el mercado interno brasileño, aunque también afirmó que tienen planeado exportarlo y que para eso se está instalando la infraestructura necesaria. “Una solución no convencional, como una unidad flotante de gas natural licuado, puede ser la solución necesaria para transportar el gas de campos Presal a la costa (...); estimamos contar con cuatro unidades flotantes de GNL operando en los campos productores”.

“El Pre-sal representa una oportunidad para reforzar la integración de energía en Sudamérica (...) dependiendo de los volúmenes de gas que podamos exportar”. El nuevo modelo de integración planteado para América Latina es el GNL, que podría utilizar la costa de Brasil (en el norte tiene plantas de licuefacción y construye otras en el sur) y las terminales ubicadas en Argentina y Chile. Petrobras todavía no puede estimar cuánto gas contiene el área Presal, dijo

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Foster. Los campos pueden tener 100 mil millones de barriles de petróleo equivalente, relevaron fuentes de Petrobras en los pasillos de la exposición.

La producción de gas natural de Brasil ascenderá a más del triple el próximo año, pasando de 16 millones de metros cúbicos a 55 millones, dijo Foster. La demanda del país casi se triplicará en 168 millones de metros cúbicos para 2020, de los 58 millones del año pasado. “Hoy tenemos gas que podemos exportar, pero vamos a usar ese excedente para mejorar la producción de fertilizantes, para garantizar las necesidades de Brasil”, dijo Graças Foster. Brasil depende mucho actualmente de las importaciones. La estatal brasileña prevé anunciar en diciembre los planes para la construcción de la tercera fábrica de fertilizantes nitrogenados en Brasil, aprovechando el excedente de oferta de gas natural. La unidad va a producir 1 millón de toneladas por año, prácticamente duplicando la capacidad de producción de fertilizantes de Petrobras.

La compañía trabaja en otro frente para colaborar con la reducción de la dependencia de las importaciones de fertilizantes: la transformación de residuos de la producción de pizarra bituminosa, en Paraná, en un “catalizador” para la producción agrícola. Fruto de la asociación con Embrapa y el Instituto Agronômico do Paraná (Iapar) la tecnología puede reducir en 40% la necesidad de uso de abonos en el cultivo.

Por último, “Brasil no tiene planes de suspender las importaciones de gas natural de Bolivia”, sentenció Foster. En el inicio del año, Brasil redujo sus importaciones de gas boliviano por una caída de la demanda y un aumento de la producción local de gas natural. “No estamos considerando parar las importaciones de gas boliviano. El gas es importante para Brasil”, dijo.

2.7 Varios países

En la tabla 2.1 se presenta el ranking de los 20 países productores a Nivel Mundial de Gas Natural, en la Tabla 2.2 se presenta el ranking de los 20 países titulares de Reservas Probadas a Nivel Mundial.

No.	País	Producción del 2009 BPC
1	USA	20,955
2	Russia	20,610
3	Canada	5,634
4	Iran	4,632
5	Noruega	3,654
6	Catar	3,154
7	China	2,929
8	Argelia	2,876
9	Países Bajos	2,785
10	Arabia Saudita	2,770
11	Indonesia	2,557
12	Egipto	2,214
13	Uzbekistan	2,169
14	Uk	2,087
15	Malasia	2,069
16	México	1,774
17	UAE	1,725
18	Australia	1,668
19	Argentina	1,461
20	Trinidad y Tobago	1,436

Tabla 1. Listado de los 20 países productores de gas natural a nivel Mundial (EIA, 2010)³.

No.	País	Reservas probadas 2010, TPC
1	Rusia	1,680
2	Irán	1,046
3	Catar	899
4	Turquía	265
5	Arabia Saudita	264
6	USA	245
7	UAE	214
8	Nigeria	185
9	Venezuela	176
10	Argelia	159
11	Irak	112
12	Australia	110
13	China	107
14	Indonesia	106
15	Kazakstán	85
16	Malasia	83
17	Noruega	82
18	Uzbekistan	65
19	Kuwait	64
20	Canadá	62

Tabla 2.2. Los 20 titulares de reservas probadas de gas de lutita a nivel mundial³.

2.8 Estados Unidos de Norte América

La tecnología de las Lutitas Gasíferas ha iniciado en los EUA la aparición de los Plays de Lutitas Gasíferas que han alterado fundamentalmente la visión. El primer pozo de Lutitas Gasíferas en los EUA comenzó a producir en 1821 del un pozo cercano a Fredonia, Nueva York. Se registraron bajos niveles de gas de las lutitas ocurridas en este periodo y el año 2000 y han sido únicamente 2006 la industria de las Lutitas Gasíferas en los EUA ha comenzado a ganar un ímpetu significativo.

Descripción de las lutitas gasíferas en los EUA. La figura de abajo muestra una descripción de los plays de Lutitas en los EUA. Mientras que la distribución de aceite y gas de las lutitas a través de la superficie de los EUA es mucho muy grande que la que se muestra en el mapa, únicamente un número relativamente pequeño se están desarrollando actualmente.

La Fig. 2.6 muestra la estimación de los volúmenes de Recursos Técnicamente Recuperables en cuatro de los plays de los EUA comparados con algunos convencionales de gas en el mundo (fuente: Chesapeake-2010 Institutional Investor and Analyst Meeting, 13/10/2010). Las Lutitas de Marcellus y Haynesville que se destacan como dos de los tres mas grandes recursos más grandes en el mundo.

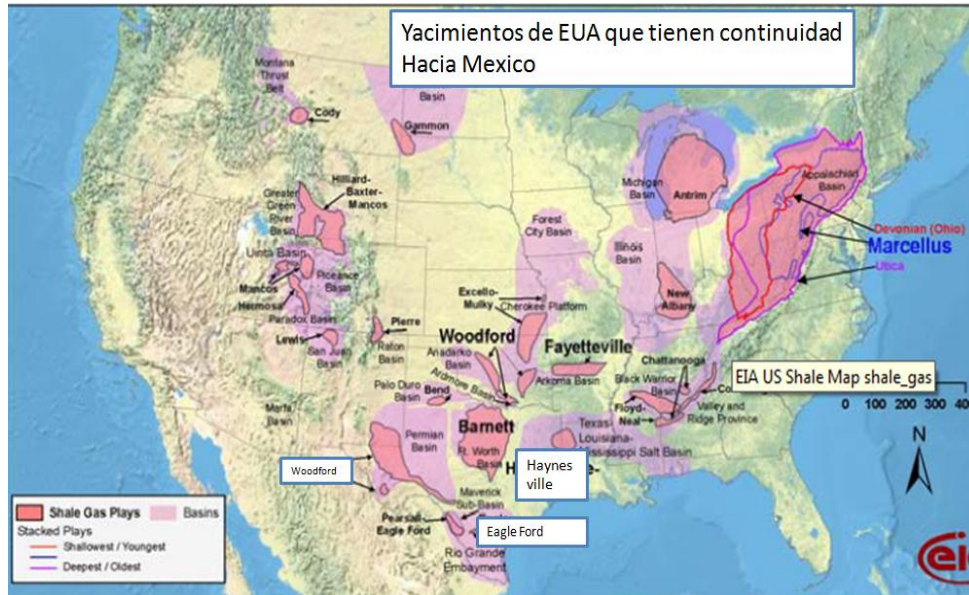
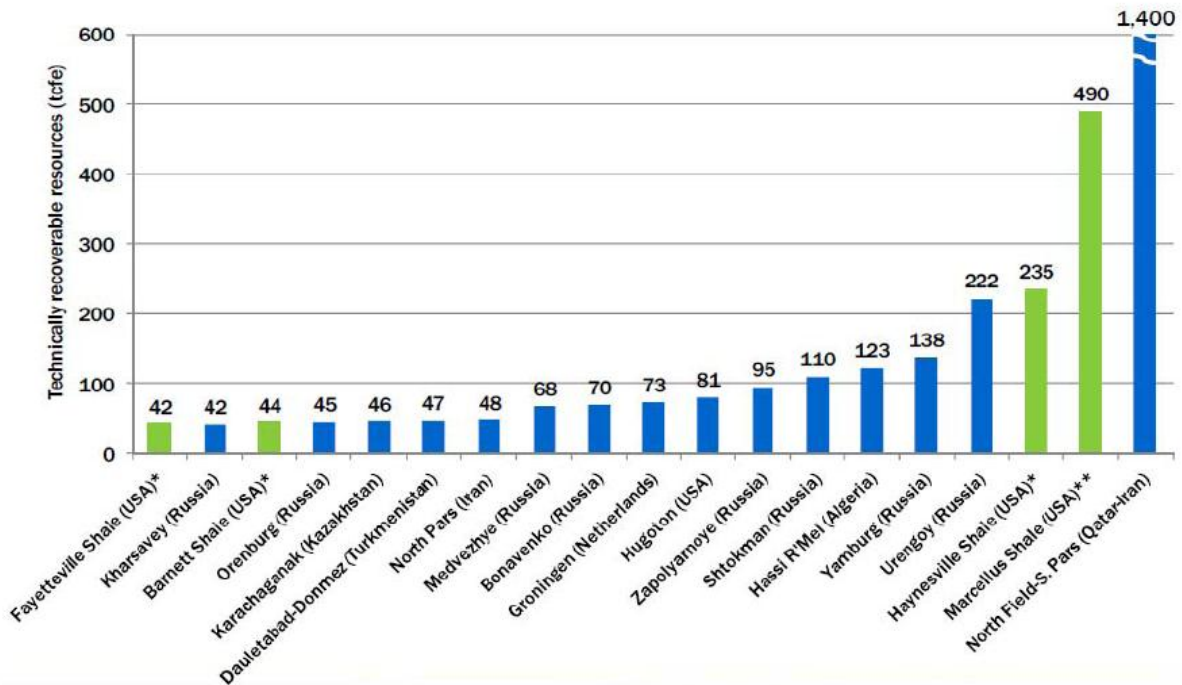


Fig. 2.5 Muestra los Yacimientos de Gas de Lutita de EUA que tienen continuidad hacia México¹².

Comparison of us shales and global conventional gas resources



Source: Chesapeake—2010 Institutional Investor and Analyst Meeting, 13/10/2010 (slide 47)

Fig. 2.6 Muestra una comparación de los principales yacimientos de Gas de Lutita de EUA con otros países homónimos en TRR¹².

Algunos yacimientos de USA traspasan sus fronteras tal es el caso de las formaciones Eale Ford, Woodford y Haynesville tienen continuidad hacia México algunas de sus características son:

2.8.1 Eagle Ford - South Texas

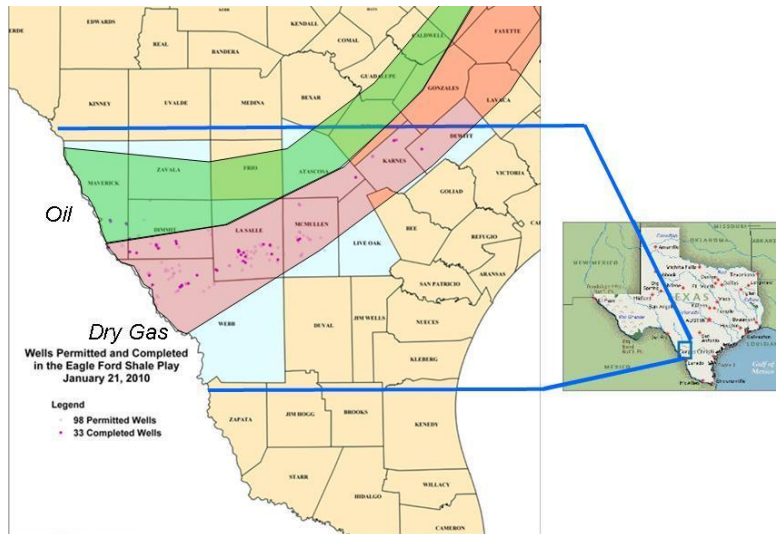


Fig. 2.7. Ubicación geográfica del yacimiento Eagle Ford¹³.

Perfil del Yacimiento:

Geológico Edad: Cretácico, 100 MYA

Litología: lutitas bituminosas

Tamaño del área total (sq mi): 1.350

Total Gas (TCF): 84

GIP (mpc / sq mi): 200

Gas producible (TCF): 9.0

AVG. Profundidad del pozo (pies): 11,500

Espesor (metros): 250

Costo Horizontal Well (\$ M): 4.8

Media EUR: 5.5

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Presión (psi): 5,200

Temperatura (F): 335

Ro: 1.5

TOC (%): 4.5

Porosidad (%): 11

Matrix Permeabilidad (nD): 1.100

Gradiente de presión (psi / ft): 0.65

Clay Contenido (%): 8.0

Sílice / calcita / carbonato (%): 87

Gas adsorbido (%): 20

IP Media: 6.2

Resumen del Yacimiento

Una de las obras más recientes de gas de esquisto es el Cretácico Ford Eagle, situado en el sur de Texas. Es pronto para las estimaciones del USGS de gas, pero los pozos individuales se espera que produzca 5,5 millones de pies cúbicos, de las profundidades de cerca de 11.500 pies y 250 pies de espesor formación. Porosidades típicos de 11% y la permeabilidad en exceso de 1 microdarcy están trayendo en los pocillos a las tasas iniciales de producción en la mitad de adolescente millones de pies cúbicos por día. Los datos sísmicos y microsísmica es de una calidad excelente en el juego Eagle Ford, y es útil para la perforación y terminación de la planificación.

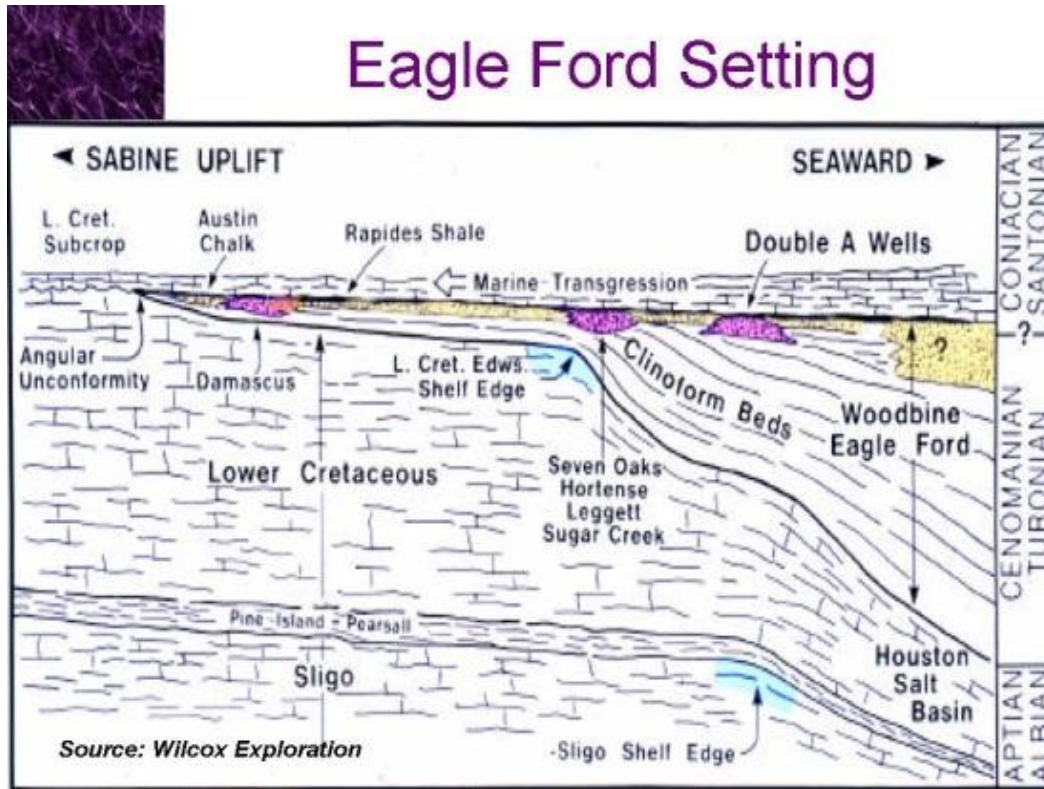


Fig.2.8. Diagrama de la geología del yacimiento Eagle Ford¹³.

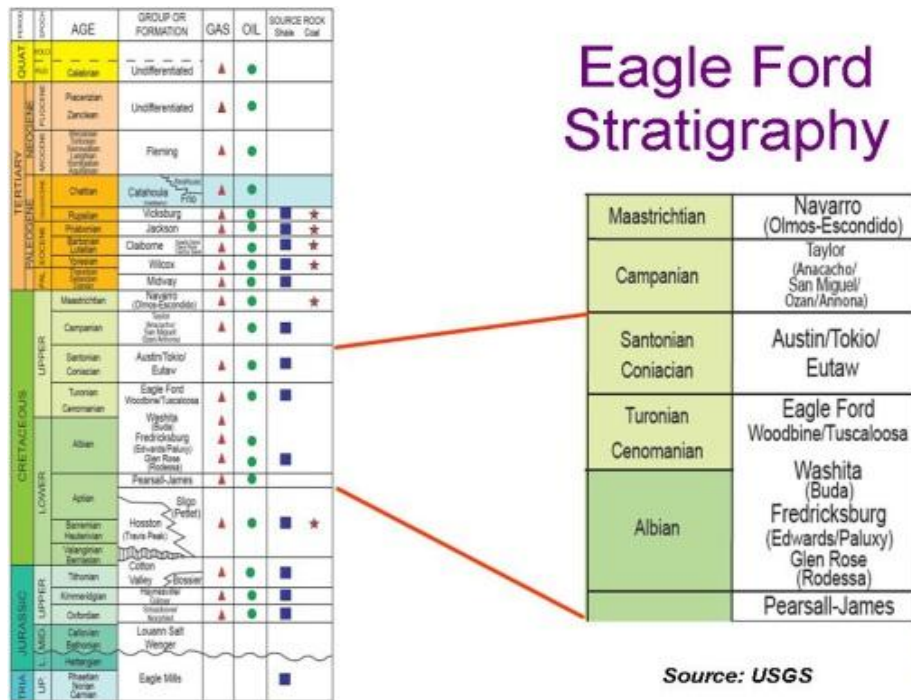


Fig. 2.9 Estratigrafía del Yacimiento Eagle Ford¹³.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Matrix Permeabilidad (nD): 658

Gradiente de presión (psi / ft): .95

Contenido de arcilla (%): 27

Sílice / calcita / carbonato (%): 53

Gas adsorbido (%): 18

Promedio IP: 10

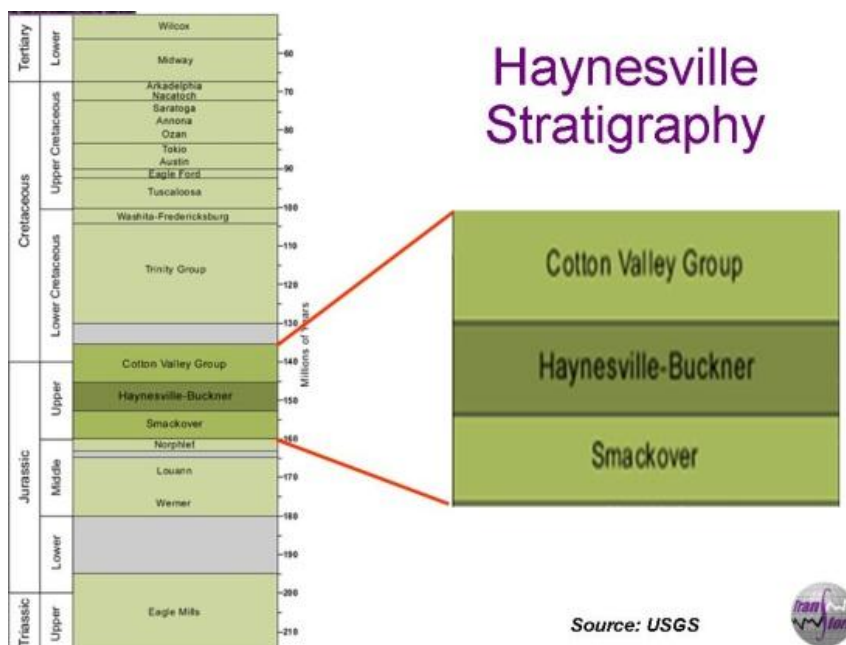


Fig. 2.11 Diagrama de la geología del Yacimiento Haynesville¹³.

El Haynesville Jurásico (/Bossier) son formaciones cerradas de gas del este de Texas y Luisiana occidental se ha convertido en una "estrella" de los recursos no convencionales de los Estados Unidos - con las estimaciones del USGS de ~ 720 billones de pies cúbicos de gas total y producible ~ 250 billones de pies cúbicos. Mientras más profundo (~ 12.000 pies) y más finas (~ 225 pies) de la Barnett, el Haynesville ha visto pendientes tasas producciones iniciales de más de 30 millones de pies cúbicos por día y estimados recuperaciones finales así de 6,5 millones de pies cúbicos. Porosidades más altas, acercándose a un 9%, y permeabilidades moderadas de alrededor de 650 nanodarcies, pareja con presiones superiores a 8000 psi para impulsar el rendimiento y buena. Pozos más profundos y tanto la temperatura alta (~ 340 ° F) y la presión alta en entornos resultado costos de los pozos horizontales en el rango de \$ 7 millones, más del doble del costo de Barnett pozos.

2.7.3 Lutitas Gasíferas Woodford

El Woodford Shale (lutita Woodford) ubicada al sur de Oklahoma ha producido gas desde 1939 sin embargo no fue hasta el año 2004 que los trabajos de perforación y terminación se incremento pasando de un promedio de dos pozos al año a 35 pozos anuales; para 2007 eran 200 pozos los que se habían perforado y terminado satisfactoriamente. Los pozos perforados son de una profundidad que va de los

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

6000 a 11,000 pies, con un costo promedio de \$3.3 MUSD por pozo incluyendo la perforación, terminación y fracturamiento.

El espesor de la sección de lutita con gas es de 120 a 200 pies (**Fig.**). Los expertos estiman que la reserva es de 2 a 2.5 MPC equivalentes por pozo. Comparando la lutita Woodford con la lutita Barnett, se tiene un resultado favorable a las primeras, el contenido orgánico de esta región es de 6 a 8% contra el 4%. Por lo anterior, se tiene que el potencial de este campo rebasa las expectativas que se tuvieron del Barnett Shale; las condiciones son favorables para que el campo Woodford pueda ser en un futuro el yacimiento más importante de lutita gasíferas en los Estados Unidos.



Fig.2.13. Afloramiento en Oklahoma de la lutita de Woodford¹¹.

En resumen estas tres Lutitas Gasíferas tienen importancia por su continuidad hacia México, a continuación se presenta las eras geológicas para EUA donde se encuentran estas formaciones productoras de gas de lutita (Ver Fig. 2. 12).

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Periodo		Formación de lutitas	Localización
Terciario	Mioceno	McClure/Monterey	California
	Eoceno	Green River	Colorado, Utah
Cretácico	Tardío	Gammon	Montana
		Mowry	Wyoming
		Lewis Mancos	New Mexico, Utah
		Niobrara	Colorado
Tardío	Tardío	Haynesville	Louisiana
Pensilvánico		Excello	Kansas, Oklahoma
		Hovenweep	Colorado, Utah
Mississípico	Tardío	Barnett	Texas
		Fayetteville	Arkansas
		Floyd/Neal	Alabama, Mississippi
		Moorefield	Arkansas
	Temprano	Caney	Oklahoma
Mississípico/ Devoniano		New Albany	Illinois, Indiana
		Woodford	Oklahoma, Texas
Devoniano	Tardío	Chattanooga	Alabama, Arkansas, Kentucky, Tennessee
		Antrim Shale	Michigan
		Ellsworth	Michigan
		Huron	Ohio, Virginia, West Virginia, Kentucky
		Ohio	Kentucky, Ohio, West Virginia
		Marcellus	New York, Pennsylvania, West Virginia
Ordovícico		Utica	New York
Cámbrico		Conasauga	Alabama

Fig. 2. 12 Estratigrafía de los campos de lutitas gasíferas en Estados Unidos¹³.

2.9 México

En México se han identificado cinco provincias geológicas productoras de aceite / gas y condensado en lutitas: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos Mesozoico, Tampico- Misantla, Veracruz y Chihuahua (Ver. Fig. 2.13, ver Tabla 2.3).

De acuerdo con la EIA, los recursos de gas en lutitas de México pueden alcanzar 681 TCF, con lo que se coloca como la cuarta mayor reserva probable a nivel mundial.

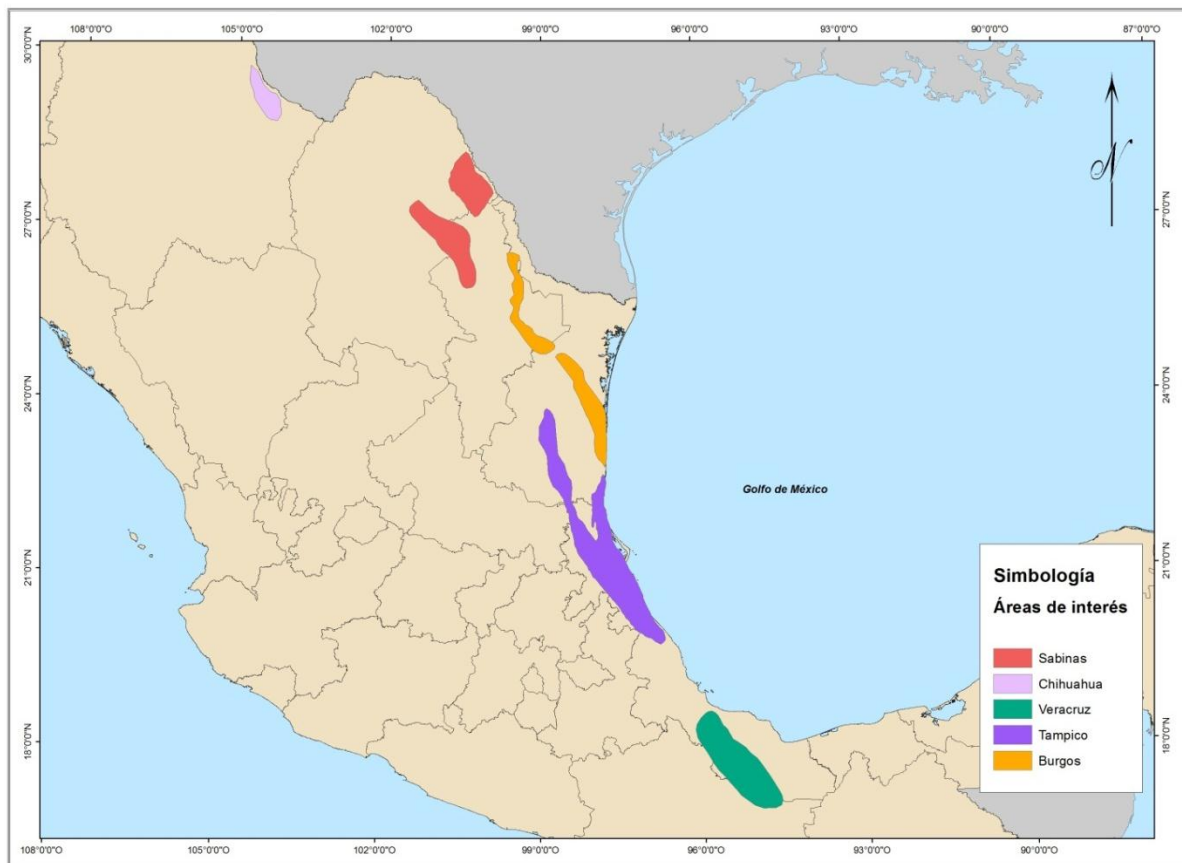


Fig. 2.13 Lutitas Gasíferas en México.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Cuenca	Roca Generadora	Edad	Contenido de Materia Orgánica (%)	Potencial generador (mg de hcs/g de roca)	Tipo de Kerógeno
Burgos	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Jurásico Superior	>1	5	II
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Cretácico	>1	--	--
		Superior			
Tampico Misantla	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgiano al Tithoniano	>1	2.5	I,II,III
Veracruz	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgiano al Tithoniano	2	5	II
	Calizas arcillosas	Cretácico Superior	>1	5	II
	Lutitas marinas	Oligoceno	>2	5	II,III
	Lutitas gris y gris verdoso	Mioceno Inferior y Medio	12	--	III,IV
Sureste	Calizas arcillosas negras y gris oscuro	Kimmeridgiano al Tithoniano	>1	5	I,II
	Lutitas, lutitas bentoníticas gris verdoso y calcáreas	Eoceno Medio	>1	5	II
	Lutitas plásticas gris	Oligoceno Inferior	>1	2.5	II,III
Chihuahua	Lutitas y calizas arcillosas	Paleozoico	2.5	--	II,III
	Lutitas y calizas arcillosas	Kimmeridgiano al Tithoniano	4	--	III
	Lutitas y calizas arcillosas	Aptiano Superior	3	--	II,III
	Lutitas negras carbonasas	Turoniano	1.5	--	II, III
Sabinas	Lutitas carbonosas negras	Kimmeridgiano al Tithoniano	2.6	--	II, III
	Calizas y lutitas	Aptiano Superior	1.1	--	II,III
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Turoniano	5	--	II,III

Tabla 2.3. Características de las Lutitas Mexicanas⁶.

Las principales cuencas de lutitas de gas en México son:

2.9.1 Sabinas y Burgos^{8,9,10}

Las cuencas de Sabinas y Burgos se localizan en NE de México, ocupando un territorio aproximado de 120,000 km². La columna sedimentaria está constituida por rocas siliciclásticas, carbonatadas y evaporíticas, alcanzando espesores hasta de 6 a 7 km en Sabinas y más de 10 Km en Burgos, caracterizando un periodo que abarca desde el Jurásico hasta el Neógeno.

Ambas cuencas son gasíferas y están representadas por dos depresiones divididas por un alto del basamento, conocidos paleogeográficamente como Península del Burro e Isla de Picachos. Al SW y S, la

Cuenca Sabinas está limitada por el alto del basamento denominado Isla de Coahuila. En Sabinas se han descubierto yacimientos de gas seco, relacionados con rocas siliciclásticas y carbonatadas naturalmente fracturas del Kimmeridgianotithonianas y Neocomianas.

Las rocas generadoras de las cuencas Sabinas y Burgos son: Kimmeridgiano-Tithoniano (La Casita), Aptiano (La Peña), Turoniano (Eagle Ford), Paleoceno-Eoceno (Midway-Wilcox) y Oligoceno (Vicksburg).

2.9.2 Sabinas, Burro, Picachos ^{5,8,10}

La cuenca de Sabinas es la única cuenca en explotación que no está situada en la Planicie Costera del Golfo de México (Ver Fig. 2.14). En ella se descubrió la presencia de gas seco en 1972, aunque en cantidades muy limitadas, ya que solamente contiene el 0.05% de las reservas totales probadas del país. Está constituida por rocas sedimentarias del Mesozoico, de las cuales producen gas seco las del Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Las más altas concentraciones de carbono orgánico es > 1% se conocen las formaciones La Casita y Pimienta del Kimmeridgiano-Tithoniano y La Peña del Aptiano Superior. En segundo término, se encuentran las formaciones Eagle Ford del Turoniano y Upson del Campaniano. En esta cuenca, el potencial generador (S_2) es insignificante debido a la sobremadurez, especialmente de las rocas del Cretácico Inferior y más antiguas. Se considera que el gas de esta cuenca esta genéticamente relacionado a las rocas del Jurásico Superior, las cuales iniciaron la generación desde fines del Cretácico Inferior, cuando aún no existían trampas y salieron de la ventana del petróleo a fines del Terciario. El hecho de que la generación anteceda a las trampas, indica que los primeros hidrocarburos se perdieron sólo se preservó parte de los que se originaron en tiempos postorogénicos, es decir, después del Paleoceno- Eoceno.

Los gases del Jurásico Superior de la Cuenca Sabinas se clasifican como gas no asociado provenientes de una roca generadora en la ventana del gas seco. Los gases de la parte central de Sabinas (Campo Monclova) se interpreta un gas termogénico no-asociado proveniente de una roca generadora con materia orgánica dispersa (MOD) en la Ventana de generación de gas húmedo (Roe=1.5%).

En la Paleopenínsula de la zona Burro se produce gas a partir de calizas fracturadas aptianas y coniaciano-santonianas. La cuenca de Burgos aporta gas seco y condensado en areniscas deltaicas y turbidíticas del Terciario.

En lo alto del Burro (Campo Casa Roja) se tiene el mismo tipo de gases y kerógeno fuente, aunque de menor madurez (Roe=1.2-1.5%). Hacia la porción SE de Picachos la madurez se incrementa (Roe=2.0%) y la MOD es húmica (Campo Cadena).

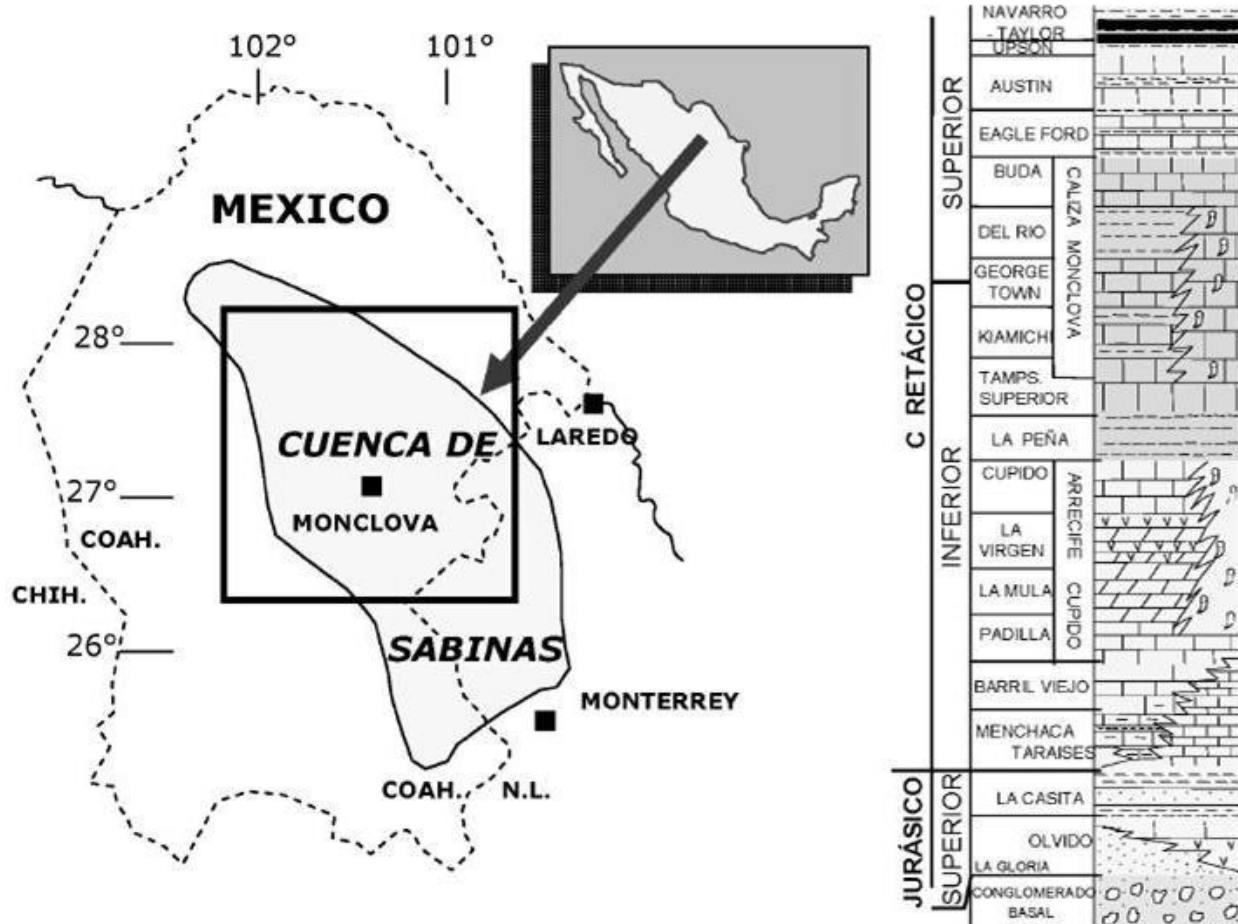


Fig. 2.14 Localización geográfica y estratigráfica de la Cuenca Sabinas⁵.

2.9.3 Burgos Mesozoico^{8,10}

- a) Jurásico Superior. El Mesozoico se ha alcanzado solamente en los bordes occidental y sur de esta cuenca. Los estudios geoquímicos indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior (Formación Pimienta) predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%, a la vez que algunas muestras, pese a su madurez, alcanzan a generar más de 5 miligramos de hidrocarburos por gramo de roca. Los carbonatos y arcillas de esta edad fueron depositados sobre un mar abierto, extenso, con aguas tranquilas, que proporcionaron las condiciones anóxicas para la conservación de la materia orgánica marina que aún contiene kerógeno tipo II.
- b) Cretácico Superior. Dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presenta un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior a 1% y valores considerables de S₂ (Hidrocarburos potenciales) en una buena porción de las muestras, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras. Estas rocas

consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del actual territorio mexicano.

- c) La cuenca de Burgos inicia su formación con la transgresión regional provocada por la apertura del Golfo de México (Ver Fig. 2.15); sin embargo su máxima sedimentación la alcanza durante la regresión del Terciario que estuvo acompañado por fallamientos tensionales que provocaron una fuerte subsidencia conjugada a un gran depósito de terrígenos arcillo-arenosos que más tarde produjeron un sistema de generación de hidrocarburos. La presencia de gas y condensado en las lentes y capas arenosas encajonadas por potentes cuerpos de arcillas hacen suponer que la generación fue producto de las propias arcillas que, no obstante su limitado potencial, fueron capaces de generar y expulsar cantidades también limitadas de hidrocarburos. El fallamiento originalmente normal y posteriormente de crecimiento fue tan intenso durante todo el Terciario, que provocó el depósito de terrígenos, cuyo espesor se calcula superior a 8,000 metros en el centro de la cuenca, lo que implica una excesiva transformación térmica para las rocas mesozoica y aún para las del Terciario, con un gradiente geotérmico relativamente alto que en general supera los 26°C/km.
- d) Los gases del Paleoceno se dividen en termogénicos no asociados a condensados. Los gases asociados a condensados están presentes en la porción norte de Burgos (Campo Corindón-Alcavarán), proviniendo de materia orgánica de madurez tardía (Roe=1.2). La madurez de esta fuente de hidrocarburos se incrementa hacia el sur en los campos Presa y Emú (Roe=1.6-3.0%), volviéndose más húmica en la porción sur (Alondra, Agami) y generado consecuentemente gases más secos. Los gases del Eoceno predominantes son los termogénicos asociados a condensado de un kerógeno con una madurez tardía (Roe=1.2-1.8%). En la porción sur se infiere el incremento de la madurez de la roca generadora hacia el depocentro por los valores obtenidos de los gases en Conquistador y Primavera (Roe=1.2-1.8%). Los gases del Oligoceno-Mioceno son predominantemente termogénicos asociados a condensados, provenientes de una roca madura (Roe=1.0-1.5%).

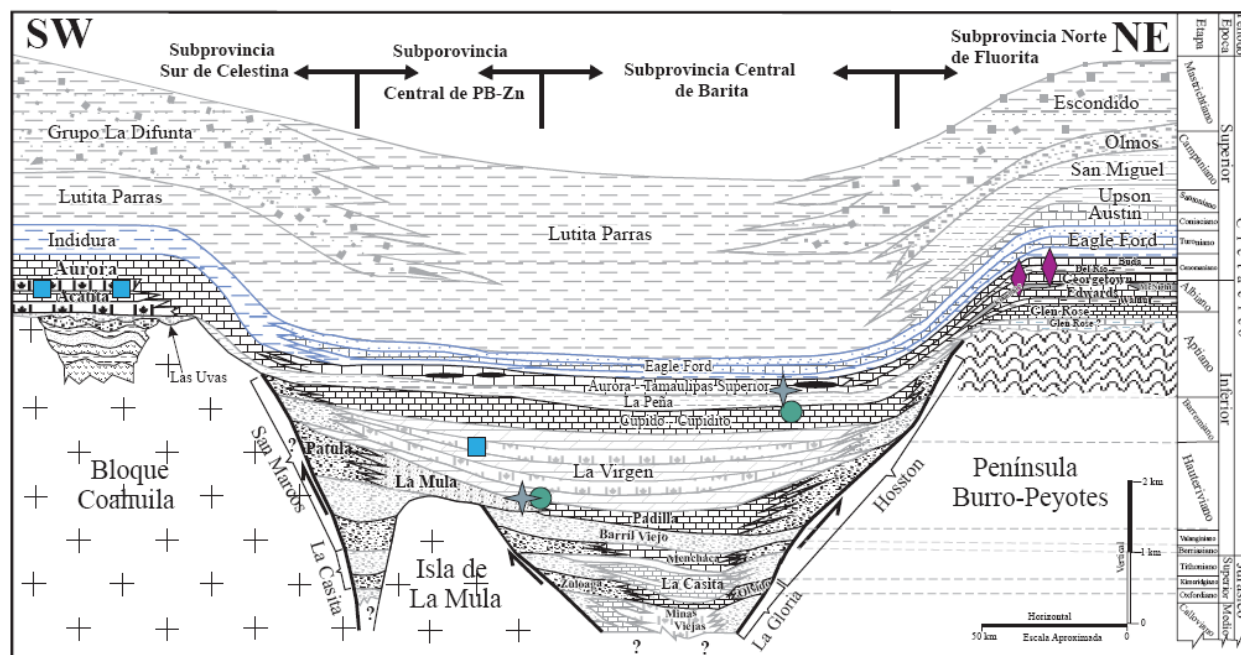


Fig.2.15. Sección transversal mostrando la configuración interna de la Cuenca Mesozoica del Noreste de México donde se puede observar la formación La Casita con posibilidad de contener hidrocarburos no convencionales⁴.

2.9.4 Tampico-Misantla^{8,9,10}

La provincia Tampico-Misantla se ubica en la porción centro-oriental de la República Mexicana, ocupando una superficie de 90,000 km² entre la porción central del Frente de la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México Profundo (tirante de agua >200 m), el Eje Neovolcánico al sur y el Arco de Tamaulipas por el norte. La columna sedimentaria está constituida por rocas predominantemente carbonatadas a nivel Mesozoico siliciclásticas en Paleógeno-Neógeno, alcanzado espesores de 6.0-7.0 km. La cuenca petrolífera está representada de W a E por dos depresiones (Chicontepec y Golfo) y el alto del basamento Tuxpan-Plan de las Hayas. La producción de hidrocarburos proviene, principalmente, de rocas carbonatadas del Jurásico Inferior-Medio (Play Liásico-Huayococotla-Tepexic) y superior (Play Kimmeridgiano-San Andrés), Cretácico Medio (Plays El Abra y Tamabra) y Superior (Play Fracturas) y rocas siliciclásticas del Eoceno Inferior (Play Chicontepec).

Estos parámetros fueron utilizados para evaluar la cantidad de hidrocarburos generados y migrados, siguiendo la metodología de balance de materia. De acuerdo a la metodología empleada (Waples 1995), el total de hidrocarburos migrados a partir de las rocas generadoras jurásicas varían entre 728 y 1,094 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

- a) Jurásico Superior. La edad de las principales rocas generadoras es Jurásico Superior, estando integradas por las formaciones Santiago (Oxfordiano), Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tothoniano). Su litología corresponde a calizas arcillosas, cuyo contenido de arcillas disminuye hacia la cima del Jurásico. Sus mayores espesores se encuentran en 12 grabens que al sepultarse permitieron la maduración de la materia orgánica dispersa en las rocas y se convirtieron en los

principales focos oleogeneradores. Se tiene un promedio de COT del 2.2%, por lo tanto se infiere que tiene un potencial remanente aún bueno de kerógeno tipo II precursor del aceite con una madurez en el pico de generación de aceite ($R_o = 0.8\%$) y una relación de transformación del kerógeno en hidrocarburos (SPI) promedio alcanza 6 ton/m². La formación Santiago del Oxfordiano es una unidad con fuerte potencial, debido a que para aquel entonces la aún incipiente transgresión marina cubría sólo algunos restringidos depocentros en los que se acumula carbonatos y arcillas bajo aguas someras de muy baja energía, propicias para la preservación de materia orgánica de buena calidad, kerógeno I y II, pero con aportación de materia orgánica continental, kerógeno III, por la cercanía de amplias áreas positivas circundantes.

- b) Cretácico Superior. La formación Agua Nueva (Turoniano) presenta valores de carbono orgánico superiores al 1 %, aunque sólo 6 superan los 2.5% de S_2 . Los estudios ópticos indican que contiene predominantemente kerógeno tipo II. Todo esto, permite definir a esta formación, aún inmadura, como potencialmente generadora de regular importancia, en la mayor parte de la Cuenca Tampico-Misantla.

2.9.5 Veracruz^{8,9,10}

La cuenca de Veracruz se ubica en el oriente de México, ocupando un área de 30,000 km² entre la Sierra Madre Oriental, Eje Neovolcánico, Sierra de los Tuxtlas y el Golfo de México. La columna sedimentaria está constituida por rocas carbonatadas mesozoicas y silisiclasticas terciarias, alcanzando un espesor máximo de 10 km. La cuenca petrolífera está representada por dos elementos separados por una falla regional inversa: la Plataforma Mesozoica de Córdoba al occidente, donde se han descubierto 14 campos de aceite y gas en carbonatos del Cretácico Medio Superior y la Cuenca Terciaria de Veracruz, al oriente, con siete campos de gas en areniscas del Mioceno. Se han realizado varios trabajos geoquímicos.

Los gases “biogénicos” se encuentran acumulados en areniscas turbidíticas del Mioceno. Los intervalos arcillosos poseen características generadoras con madurez térmica baja, sin embargo, esta condición no es una limitante para la generación de gas bacterial que se lleva a cabo a temperaturas menores de 60°C en ambientes con altas tasas de sedimentación. Por otra parte, basándose en los valores isotópicos del butano y el iso-butano, puede concluirse que el aligeramiento de los gases biogénicos y sus mezclas con termogénicos son producto de la segregación isotópica de los gases durante su migración desde las partes más profundas de la cuenca. Los gases termogénicos asociados a condensados fueron identificados en yacimientos de la base del Mioceno en tres campos en el centro de la cuenca terciaria. Estos gases probablemente provienen de los hidrocarburos condensados, originados por rocas generadoras con una madurez correspondiente a la ventana del gas húmedo ($R_o = 1.2-2\%$), posiblemente de edad Paleógeno o Mesozoico. Los isotopos nos indican un gas termogénico proveniente de una roca generadora con materia orgánica sapropélica en la ventana del gas húmedo ($R_{oe} = 1.2-2.0\%$).

- a) Cretácico Superior. De las calizas arcillosas oscuras de plataforma externa del Turoniano (Formación Maltrata), la mitad de sus muestras rebasa el 1% de carbono orgánico y más de la tercera parte generó más de 5 mg de hidrocarburos por gramo de roca S_2 , lo que indica su

potencial generador, Sin embargo, en casi toda la Plataforma de Córdoba, la Formación Maltrata se encuentra inmadura, por lo que es poco factible que haya contribuido de manera importante en la generación de los hidrocarburos que extraen del Cretácico. El kerógeno, predominante en esta unidad, es del tipo II, con mezclas importantes del tipo IV.

- b) Oligoceno. Las rocas del oligoceno consisten de lutitas marinas gris oscuro, intercaladas con areniscas. Presentan valores altos de carbono orgánico, en su mayoría superiores al 1 %, que en muchas ocasiones sobrepasan el 2%.
- c) Mioceno Inferior y Medio. Estas formaciones están constituidas por lutitas gris y gris verdoso, cuyo espesor supera los 1,200 m. Es la unidad con valores más altos de carbono orgánico que se conoce en México; sin embargo, su tipo de materia orgánica es de un kerógeno tipo continental (III) e inerte (IV), indicando por pirólisis cantidades significativas de hidrocarburos gaseosos.

2.9.6 Chihuahua

La cuenca de Chihuahua está ubicada en el Norte de México en la Provincia de Sierras y Cuencas. Las sierras son fragmentos de anticlinales donde afloran rocas del Mesozoico, mientras que las depresiones están rellenas de terrígenos lúricos aluviales cenozoicos con intercalaciones ígneas con espesores entre 1000 y 2000 metros. La columna sedimentaria mesozoica alcanza espesores de 7,000 m, estando compuesta por rocas siliciclásticas y carbonatadas del Jurásico Superior al Aptiano, carbonatos con lutitas del Albiano-Cenomaniano y en la parte superior por siliciclásticos del Turoniano-Senoniano. El fuerte tectonismo laramídico y postorogénico influyó en la sobremaduración de las rocas generadoras y la destrucción de trampas, así como en la formación de abundantes vías de migración hacia la superficie, provocando la dispersión de los hidrocarburos.

Las formaciones paleozoicas Percha y Paradise del Devoniano y Mississípico están constituidas por calizas arcillosas y lutitas cuyos espesores fluctúan entre 40 y 220 m. El COT varía entre regular y bueno (0.6 a 2.5%); la materia orgánica reportada es una mezcla de kerógeno tipos II y III, sobremaduros (con una reflectancia de vitrinita $R_o = 2-3\%$), ubicados en la zona de generación del gas seco.

La formación La Casita del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) está constituida por lutitas y calizas arcillosas cuyos espesores varían entre 80 y 950 m. La riqueza orgánica varía entre regular y muy buena (COT= 0.5-4%). El kerógeno residual es de tipo III, sobremaduro (con una reflectancia de vitrinita $R_o = 1.4-2.7\%$) que lo ubica en la zona de generación de gas. Esta formación se considera la más importante generadora de hidrocarburos por su contenido orgánico, espesor y distribución regional.

La formación La Peña está compuesta por calizas arcillosas y lutitas del Aptiano Superior con espesores entre 50 y 100 m. Su COT varía entre 1 y 3% y está constituida por kerógeno tipo III y II-III, maduro a sobremaduro (con una reflectancia de vitrinita $R_o = 1-2\%$), que lo ubica en las zonas de generación de aceite y condensado.

La formación Ojinaga, constituida por lutitas negras carbonosas del Turoniano, tiene espesores de hasta 1,000 m. Su contenido de COT residual varía entre 0.5 y 1.5% y corresponde a un kerógeno del tipo II-III, maduro (con una reflectancia de vitrinita $R_o = 0.6-1\%$) y ubicado en la ventana del aceite. Esta unidad es

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

importante por sus fuertes espesores y condiciones de madurez, adecuadas para la generación de aceite; pero la ausencia de un sello regional suprayacente limita las posibilidades de formar yacimientos.

En la Tabla 2.4 se muestran algunas de las características de las lutitas gasíferas con potencial de ser rocas productoras en México.

PROVINCIA	SUPERFICIE [km ²]	PROFUNDIDAD [m]	ESPESOR MÍNIMO [m]	ESPESOR MEDIO [m]	ESPESOR MÁXIMO [m]	FORMACIÓN
Chihuahua	352.74	Paleozoicas: de 5,065 a 6,140	205	272.5	340	Paleozoicas: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Concha</i> • <i>Escabrosa</i>
Burgos-Sabinas	10,673	Cretácicas de 54 a 4,015 Jurásicas: de 1,595 a 5,075	52	173.64	300	Cretácicas: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Eagle Ford</i> • <i>Agua Nueva</i> Jurásicas: <ul style="list-style-type: none"> • <i>La Casita</i> • <i>Pimienta</i>
Tampico-Misantla	22,545	Cretácicas de 351 a 3,218 Jurásicas: de 1,077 a 3,694	21	89	539	Cretácicas: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Agua Nueva</i> Jurásicas: <ul style="list-style-type: none"> • <i>La Casita</i> • <i>Pimienta</i>
Veracruz	13,317	Cretácicas: de 1,809 a 4,077	25	157	504	Cretácicas: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Maltrata</i>

Tabla 2. Resumen de las Principales Cuencas de Gas de Lutitas en México⁴.

Referencias

1. Claudia J. Hackbarth, Shell Exploration and Production Co., Danny Soo and Navpreet Singh, Shell china exploration and Production Co. Ltd., "Sichuan Basin Shale Gas, China: Exploring the Lower Silurian Longmaxi Shale", IPTC 14487, Tailandia, 7-9 Febrero 2012.
2. Christopher J. Schenk, U. S: Geological Survey, "Potential Unconventional Oil and Gas Resource Accumulations, Onshore Thailand", ITPC 14922, Tailandia, 15-17 Noviembre 2011.
3. A.N. Martin and R. Eid, Baker Hughes, " The Potential Pitfalls of Using North American Tight and Shale Gas Development Techniques in the North African and Middle Eastern Environments", SPE 141104, Bahrain, 25-28 Septiembre 2011.
4. *Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb*. F. González Sánchez, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, tomo LIX, 2007.
5. Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de *plays* en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México, Servicio Geológico Mexicano, Eguiluz, 2007.
6. Tabla realizada a partir de datos tomados del Boletín AMGP, VOL 17, 1992. Hernández D., 2009.
7. Samuel Eguiluz y de Antuñano, Servicio Geológico Mexicano, *Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de los Estudios de Plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México*, México, Abril de 2007
8. Raúl González García, Noel Holguín Quiñones, *Las Rocas Generadoras de México*, PEMEX Coordinación de Exploración, Boletín AMGP Vol. XLII, México 1992.
9. Portilla E. Ochoa, *Lagunas Costeras de Veracruz*, Instituto de Investigación Biológicas, Universidad Veracruzana, Noviembre de 2005.
10. PEMEX Exploración y Producción, *Subsistemas Generadores de la Región Norte de México*, Boletín AMGP Vol. XLIX, México 2001.
11. Comisión de seguridad e intercambio, 2005.
12. Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development.
13. Juan C. Gloriososo, Aquiles Rattia, Repsol, " Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas", SPE 153004, Austria 20 -22 March 2012.
14. Creties D. Jenkins, SPE, DeGolyer and MacNaughton, and Charles M. Boyer II, SPE, Schlumberger, "Coalbed- and Shale Gas Reservoirs", SPE 103514

3. *Potencial de Gas de Lutita en México*

Para el análisis de este capítulo es importante conocer algunas definiciones que nos ayudaran a entender los conceptos que en este capítulo se utilizan, como es recurso prospectivo, recurso contingente etc.

Barril de petróleo crudo equivalente (bpce). (Equivalent oil barrel). Es el volumen de gas (u otros energéticos) expresado en barriles de petróleo crudo a 60 °F, y que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como Volumen original in situ.

Recurso contingente: Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.

Recurso no descubierto: Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.

Recurso prospectivo: Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables.

Relación reserva producción: Es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.

Reservas económicas: Producción acumulada que se obtiene de un pronóstico de producción en donde se aplican criterios económicos.

Reserva remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Reservas de hidrocarburos: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a la fecha de la evaluación.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Reserva original: Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Reservas posibles: Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.

Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.

Reservas probadas desarrolladas: Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

Reservas probadas no desarrolladas: Volumen que se espera producir por medio de pozos sin instalaciones actuales para producción y transporte, y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, o con el mecanismo de recuperación propuesto en operación que se ha anticipado con alto grado de certidumbre en yacimientos favorables a este método de explotación.

Reservas no probadas: Volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o con proyecto.

Reservas técnicas: Producción acumulada derivada de un pronóstico de producción en donde no hay aplicación de criterios económicos.

Reserva 1P: Es la reserva probada.

Reservas 2P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables.

Reservas 3P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

3.1 Análisis del Potencial en México

Formación La Casita, Kimmeridgiano a Tithoniano (Jurásico Superior)

Localidad tipo: Fue definida por Imlay (1936) en el Cañón La Casita, en General Cepeda, Coahuila.

Edad: Kimmeridgiano a Tithoniano (Jurásico Superior)

Litológicamente, su parte inferior consiste de areniscas color gris oscuro (amarillento al intemperismo), interestratificadas con lutitas de color gris claro a oscuro. La parte media consiste de estratos delgados de caliza, lutitas color rosa, fisiles (tendencia a romperse en laminas), con intercalaciones de láminas de yeso. La parte superior consiste de lutitas gris claro a oscuro, con amonitas y nódulos calcáreos, interestratificadas con capas de caliza arcillosa rosa, con amonitas.

En cuanto a la sedimentología, las areniscas (en la base de la formación) y lutitas (parte media de la formación) indican una fase transgresiva. Los sedimentos se originaron en aguas cercanas a la costa, las cuales contenían sulfatos de calcio que al precipitarse formaron las láminas de yeso entre las lutitas.

Los espesores de esta formación en su totalidad varían desde 60 hasta 800 m¹.

Regionalmente el Mesozoico tiene una madurez alta, encontrada en los yacimientos jurásicos, los cuales poseen kerógenos húmicos y madurez que varía entre 2% y 5% (Ver Tabla 3.1).

Subsistema generador	%mgHC/gr COT	%Ro	Tipo de materia orgánica	Isótopos δ -	Ambiente
La Casita	1>2	2>4	II-III	-25-30	Plataforma abierta

Tabla 3.1 Propiedades de los subsistemas generadores de gas, en la Cuenca Sabinas. Las rocas de la Formación La Casita, poseen condiciones favorables para generar gas.

Formación la Pimienta (Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano)

Localidad tipo: Se encuentra ubicada 1 km al norte del poblado La Pimienta, al surponiente de Tamán, San Luis Potosí.

Descripción litológica: Heim (1926) definió la formación Pimienta como caliza densa, negra, y/o blanca de estratificación delgada rica en capas de pedernal negro, las cuales se intercalan lutitas calcáreas y lutitas laminares negras ricas en materia orgánica.

Espesores: Heim (1926) estima un espesor aproximado de 100 a 200 m. Por su parte, PEMEX (1988) mencionan que los espesores de esta unidad en superficie varían desde unos 60 m hasta 300 y 500 m, y en subsuelo reportan 86 m.

Distribución: Cuencas de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y del Sureste Formación Pimienta, Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano (Berriasiano/Valanginiano).

Edad: La Formación Pimienta tiene un alcance del Tithoniano al Berriasiano/Valanginiano.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

En su descripción original Heim (1926) considera que la edad puede ser Portlandiano (=Tithoniano). Cantú-Chapa (1971) asigna una edad con base en amonites del Tithoniano temprano al Tithoniano tardío.

Por otro lado, Bonet (1956) reporta la presencia de *Calpionella* elíptica y *Tintinnopsella* *carpathica* que sugieren una edad de Berriasiano.

Ambiente de depósito: Ambiente de plataforma sumergida inestable, de aguas tranquilas, claras y salinidad normal (Aguilera, 1972). Varía de Plataforma externa a cuenca, con baja energía (PEMEX, 1988, Salvador, 1991). Esta unidad refleja aporte de terrígenos y numerosos estratos de bentonita y pedernal negro en estratos (lentes y nódulos) los cuales indican la existencia de actividad volcánica para este tiempo probablemente en el oeste de México (Salvador, 1991). Ochoa-Carrillo, et al., 1998 sugiere un ambiente pelágico (facies de Cuenca).

Correlación: López-Ramos (1979) y Olóriz et al. (2003), correlacionan La Formación Pimienta al norte de México con Fm La Casita. Al Sur de Texas se correlaciona con la Fm. Bosier (Salvador, 1991).

TOC \geq 1% (González y Holguín, 1992) 2.2 % (Mayo, 2005).

Tipo de Kerógeno: Tipo II (González y Holguín, 1992).

Potencial de Generación de $S_2 \geq 2.5$ mg/g (González y Holguín, 1992).

Madurez: Madura (González y Holguín, 1992) Nivel de maduración Chicontepec Roe= 0.8- 1% (Román et al, 1999).

IH: 500 mg/HC/g (Román et al, 1999).

Formación Eagle Ford (Cenomaniano-Turoniano)

Localidad tipo: Condado de Dallas Texas a 9.65 km al oeste de Dallas, Texas, donde la parte superior de la unidad se encuentra expuesta.

Edad: PEMEX (1988b) asigna una edad Cenomaniano Superior-Turoniano. Harries *et al.*, (1996) con la presencia de *Mytyloides (Inoceramus) labiatus*, asigna la edad Turoniano. Alvarado-Ortega *et al.* (2006) reportan la presencia de fósiles de peces del género *Saurodon*, con rango preliminar de edad Cenomaniano- Campaniano y algunos invertebrados de edad Turoniana.

Descripción litológica: En México ha sido descrita de la siguiente manera: PEMEX (1988b): Lutita calcáreo-carbonosa, con estratificación laminar, de color oscuro a negro, que alternan con cuerpos de "mudstone" arcilloso de color oscuro.

Santamaría *et al.* (1991): Consiste de lutita calcáreo-carbonosa fisil, laminar, de color gris oscuro y café claro a negras, con intercalaciones de caliza (*wakestone*) arcillosa de estratificación delgada.

Distribución: Se reporta desde el noreste de Texas, U.S.A., en México se encuentra ampliamente distribuida en el noreste, en la superficie y en el subsuelo de la Cuenca de Sabinas Coahuila, y en los

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

bordes de la Península de Tamaulipas, así como en el borde noroeste de la Cuenca de Burgos al norte de Nuevo León (PEMEX, 1988b).

Espesores: Mínimo 45 m, máximo 480 m, promedio 200 m (Santamaría *et al.*, 1991), 300 m Cuenca de Sabinas (Eguiluz, 2001).

Ambiente de depósito: Representa un sistema transgresivo (Transgressive System Tract o TST) depositado en un ambiente nerítico-medio (Eguiluz, 2001).

TOC: González y Holguín (1992) reportan un TOC de 0.5% a 1% .
Hovey R (2011) reporta 4.5 - 5 %, y (Matsutsuyu B., 2011) menciona TOC 3-5 %.

Porosidad: Matsutsuyu B., (2011) 6-11 % y Hovey R., (2011) 10-15 %.

Permeabilidad: (≥ 0.13 md) (Hovey R., 2011).

Formación Agua Nueva, Cretácico Tardío, Cenomaniano-Turoniano

Localidad tipo: Cañón de La Borrega, cerca del rancho Agua Nueva, en la Sierra de Tamaulipas (Stephenson, 1922, *en* Muir, 1936).

Descripción litológica: Stephenson (1922 *en* Muir, 1936) caliza con delgados horizontes de pedernal, intercalados con lutita carbonosa negra.

PEMEX(1988) menciona que esta unidad consiste de una alternancia de mudstone a wackestone con nódulos y bandas de pedernal, con mudstone y wackestone arcillosos, e intercalaciones de lutita laminar carbonosa y mudstone carbonoso, así como de cuerpos de margas bentoníticas y de lechos de bentonita; en general predominan las coloraciones gris y gris oscuro; la estratificación es en capas delgadas a medias en la base y laminares en la parte media y superior; son comunes los cuerpos de espesor medio y grueso en las lutitas y las margas.

Ángeles-Villeda (2005) describe una alternancia de calizas grises (pardas al intemperismo) en estratos de menos de 1 cm (láminas) a 30 cm, y lutitas grises (crema al intemperismo) en capas de menos de 1 a 15 cm. El estudio de láminas delgadas indica que las rocas están compuestas por wackestone/biomicrita arcillo-arenosa con foraminíferos planctónicos; wackestone/biomicrita con fragmentos de moluscos; wackestone / biomicrita arcillo-arenosa de foraminíferos planctónicos con restos recristalizados de heterohelícidos y hedbergélicos, con vetas de calcita; wackestone/ biomicrita radiolarítica recristalizada.

En subsuelo, Bello (1978) describe a la Formación Agua Nueva de la parte meridional de la Faja de Oro como una caliza criptocristalina de color gris y microcristalina café claro, compacta y ligeramente arcillosa; presenta capas de lutita negra laminada, bentonita verde claro y nódulos de pedernal negro.

Espesores: Santamaría *et al.* (1990) reporta espesores en promedio de 177 m en San Luis Potosí; 234 m en Nuevo León, 53 a 280 m en Tamaulipas, 120 m en Hidalgo.

Ambiente de depósito: PEMEX (1988) mencionan que por sus características litológicas y contenido faunístico, se interpreta que estos sedimentos se depositaron en ambientes que varían de plataforma

externa a cuenca; asimismo, agregan que la presencia de material bentónico, indica el vulcanismo contemporáneo del lado Pacífico correspondiente al arco magmático.

Edad: PEMEX (1988) menciona que en la porción sur de la Península de Tamaulipas, en el borde oriental de la Sierra Madre Oriental y en el noreste de la Cuenca de la Mesa Central, así como en el subsuelo de la cuenca de Tampico-Misantla, su edad corresponde al Turoniano; pero en los bordes noreste y noroeste de la Península de Tamaulipas y de la Cuenca de Burgos, respectivamente, su rango es Cenomaniano Superior-Turoniano.

TOC \geq 1% (González y Holguín, 1992).

Tipo de Kerogeno Tipo II (González y Holguín, 1992).

Potencial de generación de $S_2 \geq 2.5$ mg/g (González y Holguín, 1992).

Madurez: Inmadura (González y Holguín, 1992).

Formación Maltrata, Cretácico Tardío (Turoniano-Coniaciano).

Localidad tipo: Böse (1899) documentó que la localidad tipo de ésta formación se encuentra ubicada en las cumbres de Maltrata, Veracruz.

Descripción litológica: mudstone-wackestone y wackestone mudstone arcilloso, de color gris oscuro, con nódulos y lentes de pedernal negro, siendo en la parte media frecuentes las intercalaciones arcillo-calcáreas carbonosas de color gris oscuro e intercalaciones de packstone y grainstone de intraclastos parcialmente rudáceos (PEMEX, 1988).

Espesores: Böse (1899) menciona que éstas calizas se encuentran muy plegadas; y estima un espesor de 600 m. Estimaciones posteriores de espesor han sido muy variadas desde 90 m (López Ramos, 1979; PEMEX, 1988) hasta 1,100 m (PEMEX, 1988). En subsuelo, se han reportado espesores variables entre 26-161 m (Manjarrez-Hernández y Hernández-de la Fuente (1989) y 120 m (PEMEX, 1988).

Distribución: Veracruz y Puebla. En subsuelo se registra en la Cuenca de Veracruz (PEMEX, 1988). Esta unidad se correlaciona con la Formación Agua Nueva (Manjarrez-Hernández y Hernández-de la Fuente, 1989).

Edad: En su tabla de correlación Böse (1899) la sitúa en el Cenomaniano. Trabajos posteriores la han asignado al Cretácico Tardío, Turoniano, con base en microfósiles (PEMEX, 1988; Manjarrez-Hernández y Hernández-de la Fuente, 1989).

Ambiente de depósito: Por sus características litológicas y contenido faunístico Olivas (1962), estos sedimentos corresponden a condiciones de aguas más o menos profundas de cuenca a subcuenca; con influencia de plataforma externa (PEMEX, 1988) y con aporte de material terrígeno (Manjarrez-Hernández y Hernández-de la Fuente, 1989).

TOC \geq 1% (González y Holguín, 1992) .

Tipo de Kerogeno Tipo II y IV González y Holguín, 1992.

Potencial de generación de $S_2 \geq 5$ mg/g (González y Holguín, 1992).

Madurez: Inmadura (González y Holguín, 1992)

3.1.1 Situación actual de la producción interna de gas

Hace casi tres años, los consumidores de gas natural en México pagaban más de 7.5 dólares por millón de BTU de gas natural, si contaban con una cobertura, pero en el mercado el gas llegó a cotizar hasta casi 13 dólares. De manera afortunada apareció en el escenario energético el gas de lutita con dos grandes efectos fundamentales: que en Norteamérica la tendencia de los precios del gas natural se separaran de la de los precios del petróleo y que el primero se ubicara en niveles por debajo de los 5 dólares por millón de BTU.

Las expectativas prevén que este nivel de precios se mantenga durante varios años. Un costo bajo del gas abre la oportunidad de que el mercado mexicano, en su conjunto, invierta en el desarrollo de la infraestructura necesaria para aprovechar la riqueza de reservas de gas natural que posee México en su territorio.

Sin embargo, para ser oportunos y aprovechar este momento, resulta relevante revisar y accionar en varios aspectos que mantienen estancado a este sector: explotación del gas natural no asociado, aprovechamiento del gas natural asociado al petróleo, infraestructura de transporte y política de fomento al consumo de este energético.

México se autodefine como un país petrolero, pero hasta hoy ha soslayado que también es un país gasero, entre los principales 20 del mundo. Además, registra uno de los menores costos de producción de descubrimiento y desarrollo, y la tasa de restitución de hidrocarburos está cercana al 90 por ciento.

Ante la falta de infraestructura para captar y procesar el gas natural que se desprende de la extracción de petróleo de sus principales yacimientos, Petróleos Mexicanos libera a la atmósfera el hidrocarburo, lo que se conoce como “venteo”.

En 2008, se “venteo” gas con un valor equivalente a 300 millones de dólares. Pemex debe aprovechar el 96.5 por ciento del gas asociado al petróleo, como parte de una de las metas establecidas por su regulador, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

En 2008, Pemex desperdiciaba el 18 por ciento del gas natural que se producía en México, el nivel más alto en su historia reciente, lo que significaba que está quemando gas con un valor de unos 12.5 millones de dólares al día. En el segundo trimestre del año 2008, según su reporte financiero, eso se tradujo en una fuga de mil 131 millones de dólares, considerando el precio promedio de referencia en el periodo.

En volumen, el despilfarro equivalía a unos mil 200 millones de pies cúbicos al día, justo la demanda de gas de todo el sector industrial en México, incluyendo a los distribuidores, los cuales, a su vez, atienden a empresas pequeñas y al sector residencial.

Petróleos Mexicanos ha establecido que requiere invertir alrededor de 15 mil millones de pesos para cumplir con el máximo aprovechamiento de gas natural que produce, conforme a las normas establecidas por la CNH y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Esa cantidad es la requerida para que la subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP) construya nuevos gasoductos, plantas de proceso, compresoras y plantas eliminadoras de nitrógeno en su conjunto.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Petróleos Mexicanos (PEMEX) estima para el 1 de enero del 2012 por cuenca en reservas 1P, 2P y 3P pública la Tabla 3.1:

Cuenca	3P (MMMbpce)	2P (MMMbpce)	1P (MMMbpce)
Burgos y Sabinas	0.8	0.6	0.4
Aguas Profundas	0.7	0.2	0.1
Sureste	24.4	18.2	12.1
Tampico-Misantla (ATG)	17.7	7.0	1.0
Veracruz	0.2	0.2	0.2
Total ⁽¹⁾	43.8	26.2	13.8
Equivalente a (años de Producción)	32.3	19.3	10.2

Tabla 3.1 Reservas totales por cuenca, al 1 de enero de 2012.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) estima para el 1 de enero del 2012 por cuenca de Recursos Prospectivos la Tabla 3.2:

Cuenca	MMMbpce
Burgos	2.9
Aguas profundas en el Golfo de México	26.5
Sabinas	0.4
Sureste	20.1
Tampico –Misantla (ATG)	2.5
Veracruz	1.6
Plataforma de Yucatán	0.5
Total	54.7

Tabla 3.2. Recursos Prospectivos

Petróleos Mexicanos (PEMEX) estima para el 1 de enero del 2012 los Recursos Prospectivos para Gas de Lutita se muestran en la Tabla 3.3:

Recurso Prospetivo de Gas de Lutita (MMMbpce)
Media de 60.1
P90 de 30.4
P10 de 92.9

Tabla 3.3 Recursos Prospectivos para Gas de Lutitas

De acuerdo con la Tabla 3.3 para un escenario medio el Recurso prospectivo de Gas de Lutita en México es mayor que la suma de todos los Recursos Prospectivos de México. Por esta razón se emitió un boletín de prensa de la Secretaría de Energía en el cual otorgan mil 133 millones de pesos aprobado por el Consejo Técnico del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos y cual dice:

Secretaría de Energía

- Se trata de un impulso sin precedentes a la investigación en este sector a nivel nacional, por la magnitud del impacto tecnológico y en inversión que significa el monto aprobado.

- El proyecto incluye el diseño conceptual de la perforación y terminación de pozos, buscando tener el mínimo impacto ambiental y social y la mayor rentabilidad.
- Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos informó que el proyecto lo realizará el IMP con la participación activa de PEMEX, en los bloques Galaxia, en la Cuenca de Burgos, y Limonaria, en la Cuenca Tampico-Misantla.

“El otorgamiento de recursos hasta por tres mil 133 millones de pesos aprobado por el Consejo Técnico del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos permitirá estimar los recursos prospectivos de lutitas gasíferas/aceítifera en México, a través de tecnología de punta, en un impulso sin precedentes a la investigación en este sector a nivel nacional, por la magnitud del impacto tecnológico y en inversión que significa el monto aprobado. Los trabajos de investigación y desarrollo de tecnología permitirán jerarquizar las áreas con recursos potenciales y se determinará si se trata de formaciones de aceite o gas, así como el diseño conceptual de la perforación y terminación de pozos, buscando tener el mínimo impacto ambiental y social y la mayor rentabilidad. Al dar a conocer lo anterior, el Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos informó que los recursos autorizados se canalizarán también a la formación de recursos humanos especializados en la materia. Asimismo, se aprobó que un representante de Transparencia Mexicana se incorpore permanentemente al Consejo Técnico de la Administración del Fondo. El proyecto, en que se aplicarán los fondos referidos, se denomina "Asimilación y Desarrollo de Tecnología en Diseño, Adquisición, Procesado e Interpretación de Datos Sísmicos 3D con enfoque a plays de lutitas gasíferas/aceítifera en México", que realizará el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), con la participación activa de Petróleos Mexicanos (PEMEX), en los bloques Galaxia, en la Cuenca de Burgos, y Limonaria, en la Cuenca Tampico-Misantla. Este proyecto sienta las bases para la futura explotación sustentable de lutitas gasíferas/aceítíferas en nuestro país. Por otro lado, generará una derrama económica muy importante, con su consecuente creación de empleos y generación de capacidades a nivel nacional.”

De acuerdo con la EIA, los recursos de gas en lutitas de México pueden alcanzar 681 TCF, con lo que se coloca como la cuarta mayor reserva a nivel mundial.

3.1.1 Principales Avances de Petróleos Mexicanos en Gas de Lutitas

Se han identificado más de 200 oportunidades exploratorias que darán certidumbre al recurso evaluado

- En el play Eagle Ford se ha comprobado la continuidad de las zonas de gas seco y gas húmedo con la perforación de los pozos Emergente-1 y Habano-1, respectivamente
- Además en el área de Sabinas con el pozo Percutor-1 se probó la extensión del play Eagle Ford al resultar productor de gas seco
- Los pozos Nomada-1 y Montañés-1 están en etapa de terminación en las zonas de aceite y gas húmedo, respectivamente
- Para probar el play Jurásico se perfora el pozo Arbolero-1 en busca de gas
- Paralelamente se están realizando estudios de sistemas petroleros y plays no convencionales en las provincias de Tampico – Misantla y Veracruz
- PEP ha estimado un potencial entre un P90 de 150 MMMMpc y un P10 de 459 MMMMpc, con una media de 297 MMMMpc, lo que representa 2.5 a 7 veces el volumen de reservas convencionales 3P de gas de México .

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Para efectos de valuación del volumen prospectivo de gas recuperable de las lutitas gasíferas en México, se consideran suficientes las actividades de adquisición sísmica con que a la fecha cuenta Petróleos Mexicanos en las áreas de evaluación. Bajo el supuesto de requerir cobertura extra de prospección sísmica 3D en una etapa posterior a la de evaluación de recursos prospectivos, en donde se requiera información a detalle para afinar la caracterización de los yacimientos de gas de lutitas, en aproximadamente 4,450 km² de superficie entre las provincias Picacho-Sabinas-Burgos y Tampico-Misantla, el costo asociado ronda los 190 millones de dólares.

Los costos asociados únicamente a la perforación de pozos en campos de gas de lutitas en México, serán de aproximadamente 11 millones de dólares por cada pozo.

Estadísticamente, la explotación de 1 MMMMpc (1 Tcf) de gas de lutitas requiere la perforación de 200 a 250 pozos, con un costo que oscila entre 2,200 y 2,750 millones de dólares exclusivamente para la perforación de los pozos requeridos.

Los altos volúmenes prospectivos de gas de lutita en territorio mexicano lo convierten en una opción atractiva para satisfacer la demanda interna del hidrocarburo, sin embargo, considerando que existen significativas reservas de gas natural convencional en México, no será un incentivo, sobre una base regional, explotar el gas no convencional en el corto plazo.

El desarrollo de gas de lutita enfrenta el desafío de los costos, el tiempo y la infraestructura con retornos económicos que inicialmente serán bajos.

Finalmente, existen dudas sobre la aceptabilidad ambiental y oposiciones locales al desarrollo del *gas de lutitas*, además de que el ritmo de declinación de la producción es incierto y puede modificar sustancialmente las estimaciones de recursos.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se presentan los resultados del cálculo del volumen potencialmente recuperable de gas contenido en las Formaciones Eagle Ford, Agua Nueva y Maltrata que pertenecen al Cretácico, así como La Casita y Pimienta del Jurásico y Escabrosa y Concha del Paleozoico. Se estimó el volumen de gas para los casos de las provincias de Chihuahua (Paleozoico), Burgos-Sabinas, Tampico-Misantla (Cretácico y Jurásico) y Veracruz (Cretácico) (Ver Tabla 3.4).

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

PROVINCIA	SUPERFICIE [km ²]	PROFUNDIDAD [m]	ESPESOR MÍNIMO [m]	ESPESOR MEDIO [m]	ESPESOR MÁXIMO [m]	FORMACIÓN
Chihuahua	352.74	Paleozoicas: de 5,065 a 6,140	205	272.5	340	Paleozoicas: • Concha • Escabrosa
Burgos-Sabinas	10,673	Cretácicas de 54 a 4,015 Jurásicas: de 1,595 a 5,075	52	173.64	300	Cretácicas: • Eagle Ford • Agua Nueva Jurásicas: • La Casita • Pimienta
Tampico-Misantla	22,545	Cretácicas de 351 a 3,218 Jurásicas: de 1,077 a 3,694	21	89	539	Cretácicas: • Agua Nueva Jurásicas: • La Casita • Pimienta
Veracruz	13,317	Cretácicas: de 1,809 a 4,077	25	157	504	Cretácicas: • Maltrata

Tabla 3.4. Datos considerados para el cálculo del volumen de gas potencialmente recuperable.

En la Tabla 3.5 se resumen los datos totales para México, es decir, la adición de los cálculos para cada una de las áreas mencionadas. Es muy importante resaltar que el escenario bajo corresponde a un cálculo conservador y el cual tiene una probabilidad buena de materializarse, mientras que el escenario medio considera que muchas de las variables deben conjuntarse para llegar a dicho volumen, por lo que su probabilidad de materializarse es baja. Por último el escenario superior sólo se presenta de forma enunciativa, ya que la probabilidad es remota, porque se suponen condiciones ideales.

ESCENARIO	VOLUMEN TOTAL DE GAS RECUPERABLE [Tcf]
Bajo	35
Medio	163
Alto	444

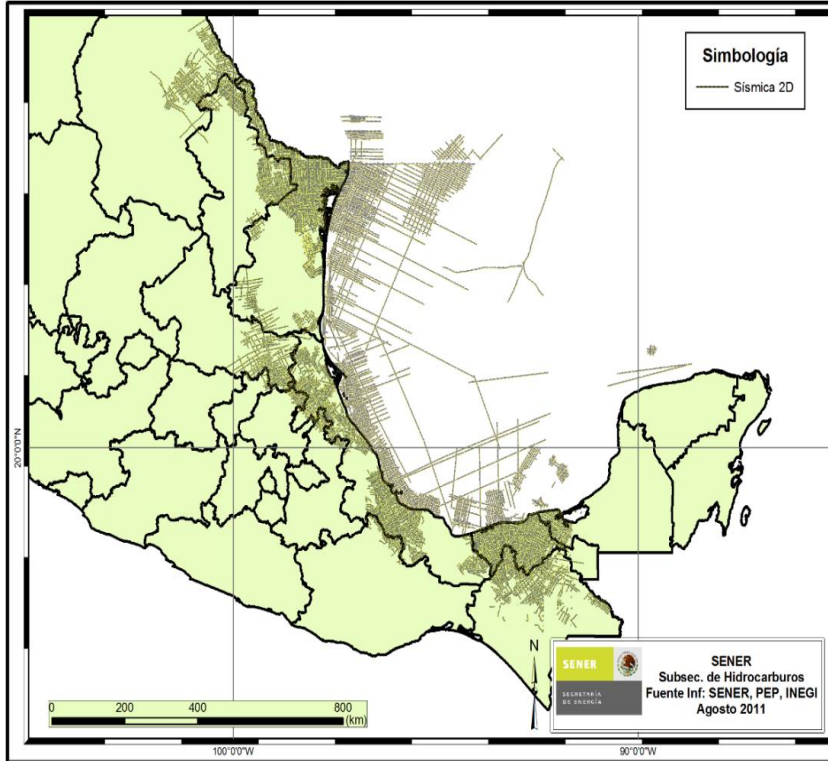
Tabla 3.5. Escenarios aproximados del Volumen Total de Gas Recuperable (TPC)

Vale la pena mencionar que los tres escenarios son congruentes con los rangos presentados por PEMEX respecto del potencial de gas de lutita (150 a 459 MMMMpc), aunque es claro que no puede ser comparable ya que se asume que PEMEX cuenta con la información completa para llegar a un cálculo más certero, no obstante, ayuda a validar las cifras.

3.2 Sísmica para Gas de Lutitas en México

Como es conocido, en la industria petrolera, uno de los métodos más utilizados para explorar el subsuelo en búsqueda de las características geológicas necesarias para la acumulación de hidrocarburos, es el método sísmico. Éste método es una herramienta poderosa, pero también limitada, razón por la cual debe evaluarse cuidadosamente el hecho de cómo y dónde utilizarla, ya que los costos de

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México



adquisición e interpretación de la información son elevados, además que el tiempo que se requiere para tener resultados óptimos también es considerable, desde 12 meses a 3 años.

Figura 3.1. Estudios sísmicos bidimensionales en la zona correlacionable con gas de lutita en México.

Para el caso de gas de lutitas en México, PEMEX ha delimitado algunas áreas con potencial, basado en la información previa y las experiencias que se han obtenido en el modelado de las cuencas y los sistemas petroleros para los yacimientos convencionales, como estudios geológicos, geofísicos,

geoquímicos, tanto de los pozos perforados, datos de superficie y de muestras de rocas, entre otra tanta información que PEMEX posee. Todos esos datos han sido la base para establecer con mayor precisión las áreas prospectivas. Una vez conocidas esas áreas, una de las tareas o análisis que se deben hacer es

conocer y discernir qué información adicional se requiere y jerarquizar su adquisición, sin perder de vista la practicidad y el objetivo de dicha actividad.

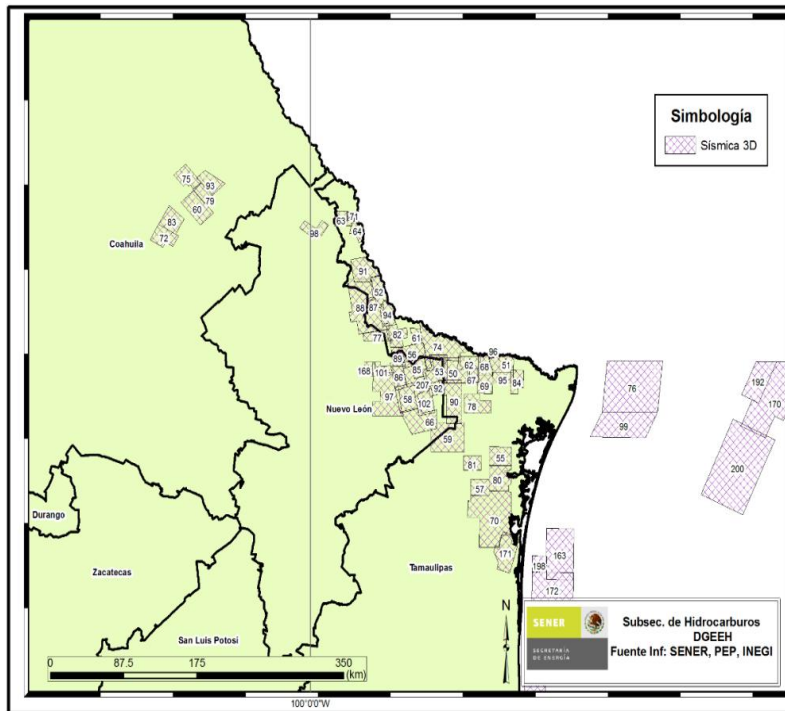
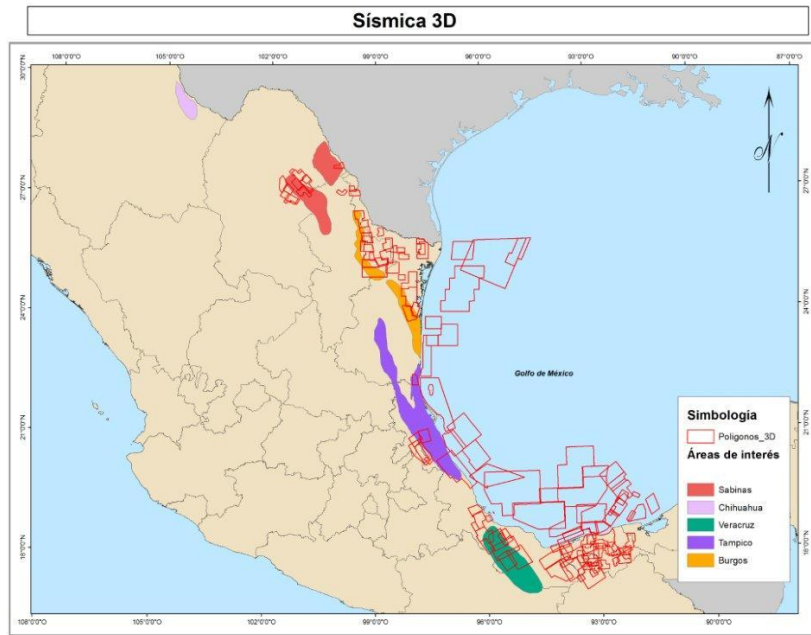


Figura 3.2. Detalle de la zona noreste del país, con los estudios sísmicos tridimensionales.

En la Fig. 3.3, se observan con colores las áreas potenciales para evaluación de los recursos de gas de Lutita, y correlacionando éstas áreas con los mapas de la Fig. 3.1 y Fig. 3.2, se puede percibir que las áreas propuestas se encuentran cubiertas por estudios sísmicos, tanto 2D como 3D, en la parte noroeste de la cuenca de Tampico-Misantla. No obstante, PEMEX está por terminar la adquisición de los datos sísmicos

tridimensionales de esa área.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México



PEMEX establece contar con 11,000 km de información sísmica bidimensional en el área prospectiva de gas de lutitas de Chihuahua, por lo que se considera que dicha área posee una cobertura adecuada en estudios sísmicos para efectos de prospección de recursos de gas de lutita.

Figura3.3. Estudios sísmicos tridimensionales en la zona correlacionable con lutitas gasíferas.

3.3.2 Estudios sísmicos adicionales

El conocimiento que se requiere para la evaluación y potencial explotación de los recursos de gas de lutita, hasta la fecha, es suficiente para continuar con las actividades de evaluación de estos hidrocarburos. Aunque vale la pena mencionar que muchos de estos datos deben enfocarse en las zonas de interés, por lo que en este momento la estrategia más recomendable desde el punto de vista de la exploración de yacimientos de hidrocarburos es:

- Evaluar la información con la que se cuenta, no sólo de estudios sísmicos, sino de estudios geológicos, geoquímicos, de registros geofísicos de pozos, de petrofísica y en general todos aquellos que brindan información para el análisis de las cuencas y que evalúan las características de los elementos del sistema petrolero.
- Reprocesar la información existente que sea susceptible a dicho proceso.
- Incluir los datos reprocesados y enfocados en los nuevos objetivos a los modelos geológicos existentes.
- A través de estos modelos geológicos aprobar las localizaciones para perforar pozos exploratorios que confirmen o no, la acumulación de recursos de hidrocarburos en las lutitas.
- Una vez que se cuenta con el aval de la Subdirección de Exploración de PEP, respecto a la aprobación de la localización, se debe avanzar a la etapa de perforación exploratoria.

En vista de lo antes comentado, técnicamente se verifica que realizar nuevos estudios sísmicos 2D o 3D, en este momento no es necesario. No obstante, es importante que se realicen los trabajos mencionados de re-evaluación de la información para el reproceso correspondiente que apoye las localizaciones a perforar.

Cabe mencionar también que observando los mapas a detalle, se pueden encontrar áreas que aparentemente no cuentan con sísmica. Esto tiene una explicación desde el punto de vista geológico, si bien las llamadas paleocuenas son las áreas en donde se encuentran la gran mayoría de las rocas almacenadoras de hidrocarburos, también es cierto que no todas las áreas de una

paleocuenca están constituidas con rocas de estas características, por lo que sólo algunas áreas de la paleocuenca deben ser consideradas y que para el caso que nos ocupa, son las áreas en las que Pemex ha desarrollado los estudios de adquisición sísmica, ya sea bidimensional o tridimensional.

3.2.1 Empresas y costos de adquisición y procesado

Como una etapa posterior y si se llegara a demostrar que las áreas que hoy se consideran como potenciales de contener gas de lutitas, tuvieran una extensión mayor o se descubriera alguna área en la que no se cuenta con estudios sísmológicos, sería necesario realizarlos, por lo que éste apartado sólo tiene la intención de documentar los costos de adquisición de datos sísmicos, el procesado de dicha información y como ejemplo una serie de compañías que actualmente prestan el servicio y tienen experiencia en el sector, recalando que son sólo algunas de muchas otras que se encuentran en el mercado.

Considerando como base una superficie de 11,500 km², que representa aproximadamente una cuarta parte del área en superficie de las paleocuenas potenciales para gas de lutitas, y bajo el entendido que la mayor proporción de estudios sísmicos son bidimensionales, mientras que los tridimensionales se enfocan a áreas muy específicas, una estructura de costos estará en el rango de 200 a 300 millones de dólares (incluyendo la adquisición y el procesamiento), aunque como ya se mencionó, por el momento no se visualiza que sea necesario este tipo de estudios.

También es importante señalar que en función del tamaño del área del estudio, el tipo de sísmica (bidimensional o tridimensional), las características geomorfológicas, demográficas, sociales y de la existencia de áreas naturales protegidas, los costos pueden tener variaciones importantes, además de sumar tiempo al inicialmente establecido. A este respecto, el tiempo estimado para la adquisición y el procesamiento convencional de la información sísmica, puede oscilar entre uno y tres años, por supuesto también en función de los factores que ya se comentaron.

Suponiendo que se requiera llevar a cabo estudios sísmicos de detalle (sísmica 3D) en una etapa posterior a la actual prospección de recursos, en donde se proyecte el desarrollo de los campos de gas de lutita, bajo el actual escenario de precios se ha calculado que para un área estimada de 4,450 km², correspondiente al 10% y 15% del área prospectiva de las provincias Picacho-Sabinas-Burgos y Tampico-Misantla respectivamente, se obtiene un valor estimado de 190 millones de dólares para la adquisición y el procesamiento de la información.

El escenario anteriormente mencionado es únicamente una referencia bajo supuestos generales, ya que dependerá del éxito de la etapa de evaluación y de la información concreta que Pemex Exploración y Producción considere aplicable o no susceptible para su reevaluación.

Las empresas que ofrecen servicios de adquisición y proceso de datos sísmicos están enlistadas de forma anexa a este informe.

3.3 Alternativas de desarrollo

Como alternativas de desarrollo que sean más agresivas para la evaluación y el potencial desarrollo de los recursos de gas, se visualizan y proponen dos.

La primera de ellas es aprovechar el conocimiento, la experiencia y sobre todo la infraestructura y el manejo de la información que posee PEMEX. La segunda es una alternativa para obtener recursos de gas a mediano plazo, a la par que se evalúan los recursos de gas de lutita.

3.3.1 Unidad de Yacimientos no convencionales de Pemex Exploración y Producción

Teniendo en cuenta el avance del conocimiento del subsuelo y que se han localizado nuevas acumulaciones de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, es un buen momento para impulsar al interior de PEMEX, la creación de una unidad especializada en estos. Se propone crear una Gerencia de Yacimientos no Convencionales dentro de la Subdirección Técnica de Exploración de PEP y su contraparte en la Subdirección Técnica de Explotación, de forma que ambas unidades se encarguen específicamente de estos temas, aprovechando los recursos humanos, tecnológicos y de infraestructura con los que actualmente cuenta Pemex Exploración y Producción.

Estas unidades sería de gran utilidad, sobre todo si se visualiza el hecho de que algunos de los campos que posean yacimientos no convencionales, puedan explorarse y explotarse bajo la figura de los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, ya que dichas unidades pueden ser las facultadas de validar técnicamente las operaciones y supervisar los contratos, entre otras muchas actividades que se pueden desarrollar al interior de ellas.

3.3.2 Comparativo de costos entre gas de lutitas y gas convencional

De acuerdo con información de Estados Unidos, los costos de perforación y terminación de pozos para la explotación de gas de lutita se estimaron en un rango de 3 a 8 millones de dólares por pozo. En el caso de México, el primer pozo de éste tipo (Emergente-1), tuvo un costo de \$143,518,718 pesos o el equivalente a poco más de 11 millones de dólares (tipo de cambio de 12.7 MX/US).

Para explotar 1 Tcf (mmmmpc) de gas de lutita, se necesitarían perforar entre 200 y 250 pozos¹. Para el caso de México y teniendo en cuenta el costo que se tuvo en el pozo Emergente-1, el costo total serían más de 2,200 millones de dólares para 200 pozos, y más de 2,750 millones de dólares para 250 pozos. Considerando solamente el costo de los pozos, sin la infraestructura adicional para la recolección, el transporte y el proceso.

Asimismo se tienen que considerar algunos efectos que comienzan a observarse en otros lugares del mundo, por ejemplo: la gran cantidad de agua requerida en los procesos y por lo tanto los costos asociados a su tratamiento. Las cantidades exorbitantes de arena que se requeriría para hacer las miles de fracturas en los pozos mencionados. En ambos casos se tienen impactos ambientales poco favorables, además de los problemas sociales que se pueden presentar al considerar grandes áreas de influencia para este tipo de proyectos.

El Departamento de Energía de EUA publicó recientemente, que México tiene un potencial técnicamente recuperable de 681 Tcf. Aunque con información más precisa PEMEX realizó una estimación más acotada, entre 159 y 459 Tcf de gas de lutita. Considerando ambas estimaciones, en el siguiente cuadro se presentan los costos asociados:

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

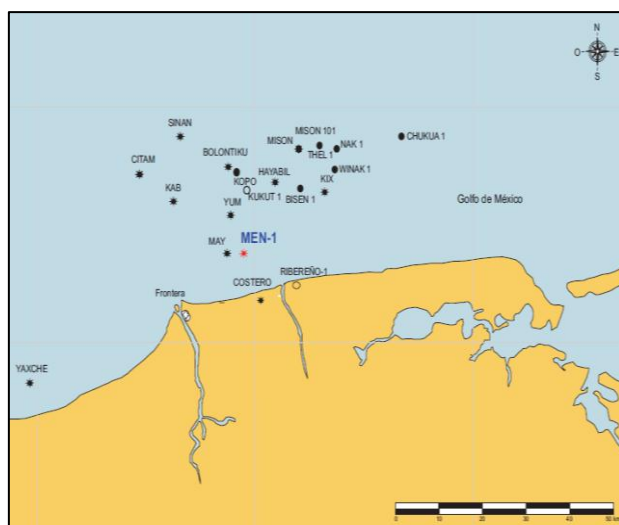
VOLUMEN [Tcf]	POZOS REQUERIDOS POR Tcf	TOTAL DE POZOS REQUERIDOS	COSTO/POZO US\$	COSTO TOTAL [millones de dólares]
159	200	31,800	11,000,000	349,800
	250	39,750	11,000,000	437,250
459	200	91,800	11,000,000	1,009,800
	250	114,750	11,000,000	1,262,250

Tabla 3.6 Muestra el número de pozos requerido por volumen de gas, así como el costo de cada pozo.

Para este ejercicio se consideraron dos campos de gas seco (convencional) en aguas someras, cercanos a la costa y con una reserva 3P conjunta de 350 mmmpc. Uno de ellos se localiza en la Región Marina Suroeste, cercano a campos desarrollados (Men), y el otro se encuentra en la Región Norte (Kosni). Se presenta información adicional de éstos campos:

3.3.3 MEN-1

Yacimiento de gas seco en facies arenosas de tipo siliciclástico de edad Reciente Pleistoceno. Estructuralmente se localiza sobre el Pilar de Akal dentro de la Cuenca Litoral de Tabasco. El pozo exploratorio Men-1, Figura 5, se localiza en las Aguas Territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 75 km de Ciudad del Carmen, en un tirante de agua de 15 m.



El volumen original 3P de gas es 266.9 mmmpc, en tanto las reservas originales de gas natural 1P, 2P y 3P estimadas son de 41.9 mmmpc, 105.1 mmmpc y 186.7 mmmpc, respectivamente.

Figura 3.4. Mapa de localización del campo Men.

3.3.4 KOSNI-1

El pozo Kosni-1 se localiza geográficamente en Aguas Territoriales del Golfo de México, en su porción de la Plataforma Continental, aproximadamente a 12 km al noreste del pozo Lankahuasa-1, Figura 6. Las áreas de oportunidad están formadas por trampas que contienen rocas terrígenas del Plioceno y Mioceno, similares a los horizontes productores del campo Lankahuasa. La estructura de Kosni constituye la continuación de las facies productoras en el campo Lankahuasa hacia el Este. Geológicamente, se ubica en la porción marina de la Cuenca de Tampico-Misantla.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

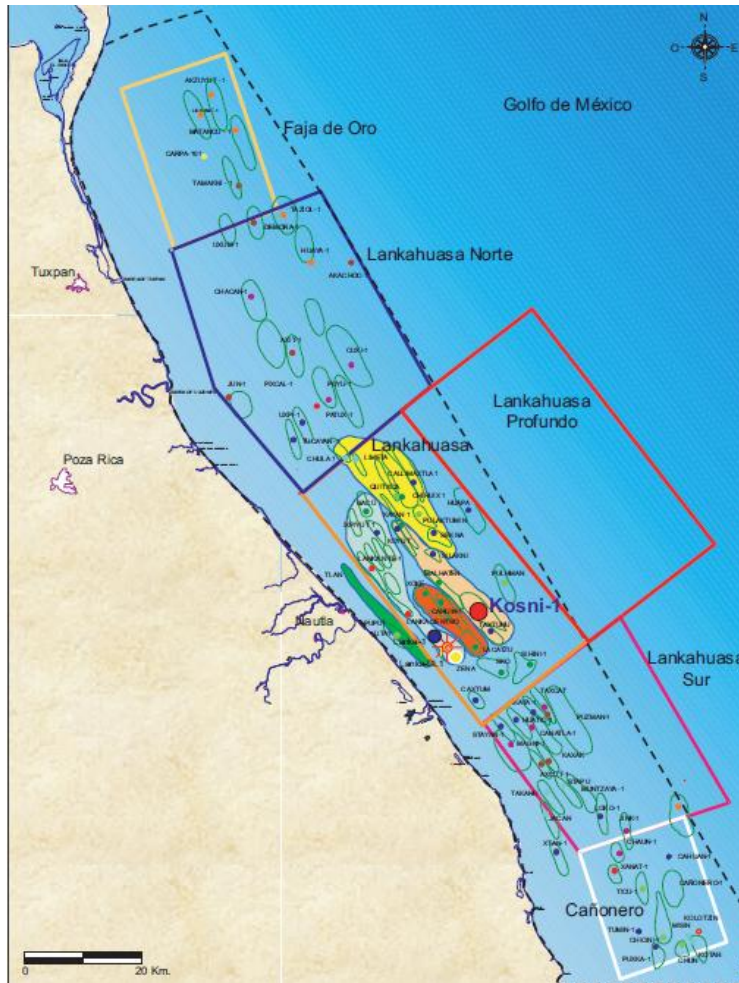


Figura 3.5. Mapa de localización del campo Kosni.

El volumen original 3P de gas natural es 243.7 mmmpc, en tanto que las reservas originales de gas natural 1P, 2P y 3P estimadas son de 34.1 mmmpc, 125.0 mmmpc y 166.8 mmmpc, respectivamente.

Estos dos pozos tienen características similares a las de los pozos Amoca-26 y Teocalli-2H, del proyecto Coatzacoalcos Marino, que tuvieron un costo de perforación de 9.5 millones de dólares y de 26.5 millones de dólares, respectivamente. Por lo que se pueden tomar como parámetros para considerar los costos de perforación.

En conjunto, los dos campos cuentan con reservas 3P de 0.35 Tcf. Considerando el costo de perforación más alto que se tuvo en el proyecto Coatzacoalcos, es decir de 26.5 millones de dólares y que para drenar cada campo se requieren dos pozos. La inversión en perforación total sería de 106 millones de dólares.

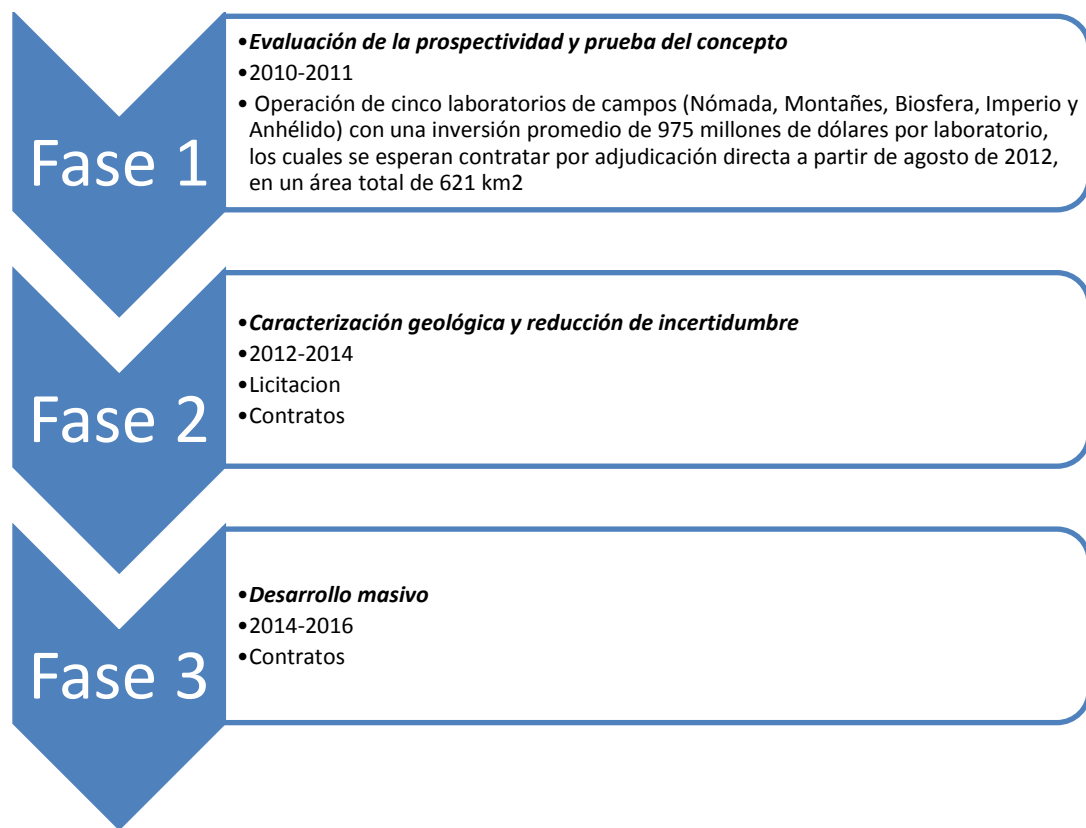
La Tabla 3.7 resume los costos tomando en cuenta únicamente la actividad de perforación de pozos:

TIPO DE CAMPO	VOLUMEN [Tcf]	COSTO TOTAL [millones de dólares]
Campo marino gas convencional	0.35	106
Campo marino gas convencional extrapolando volumen de gas	1	303
Campo de <i>shale gas</i>	1	2,200

Tabla 3.7. Costos de perforación de pozos.

Aun cuando falta considerar los costos asociados a la infraestructura de desarrollo, se observa que los campos convencionales de gas representan una buena alternativa económica y de menor riesgo técnico para su explotación.

3.4 Estrategia de Explotación de Gas de Lutita en México



Durante estas tres fases se planea:

Una Inversión cercana a 30 mil millones de pesos

Adquisición de Sísmica 3D en un área cercana a 9400 km²

Perforación de Pozos:

- Evaluación de la prospectividad y prueba de concepto: aproximadamente 175 pozos
- Caracterización geológica y reducción de incertidumbre: aproximadamente 590 pozos
- Desarrollo masiva: aproximadamente 27,000 pozos (largo plazo)

En la Fase 1, ya se esta Operando de **cinco laboratorios de campos (Nómada, Montañas, Biosfera, Imperio y Anhérido)** con una inversión promedio de 975 millones de dólares por laboratorio, los cuales se esperan contratar por adjudicación directa a partir de agosto de 2012, en un área total de 621 km².

La Tabla 3.7 Muestra las Cuencas y Plays donde se está desarrollando el Gas de lutita.

Área/Cuenca	Unidad/Play
Burro Picachos	Eagle Ford, La casita
Sabinas	Eagle Ford, La Casita
Burgos Mesozoico	Eagle Ford, Pimienta
Tampico-Misantla	Agua Nueva, Pimienta
Veracruz	Maltrata
Chihuahua	Eagle Ford, Paleoceno

Tabla 3.7. Cuencas y Unidades donde se planea explotar Gas de Lutitas.

3.5 Aspectos Críticos de la Explotación de Gas de Lutita en México

3.5.1 Ventajas de la Explotación de Gas de Lutita en México

- Adición de cantidades significativas de gas natural a la base de recursos globales.

Las reservas que son bastas y extensas, este recurso todavía no se ha cuantificado a nivel nacional para la mayoría de los países. Los estudios más reconocidos (IGU 2003, VNIGAS 2007, USGS 2008, BGR 2009) muestran un inventario global aproximado de 16,110 TCP ó 456 tcm, comparado con 187 tcm de gas convencional.
- Reducción del tiempo en la primera producción comparado con el gas convencional.

Los defensores del precio bajo argumentan que la explotación del gas de lutita puede ser menor a tres meses desde el inicio de la perforación.
- Uso de un recurso energético limpio.

El uso de gas de lutita tendrá un impacto significativo en emisiones de CO₂, así como en la implementación de tecnologías limpias de Captura y Almacenamiento de Carbón (CCS, por sus siglas en inglés).
- Utilización de un mayor número de nuevas tecnologías de perforación alrededor del mundo.

La producción de gas de lutita se ha logrado, en gran medida, por una combinación entre perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, donde se induce una alta presión por inyección de agua tratada con aditivos especiales y arena.
- Aumenta la seguridad de la oferta para los países importadores.

Teniendo en cuenta la escala de la producción del gas de lutita, los precios regionales del gas natural probablemente disminuirán y el uso del gas se expandirá. Los precios bajos del gas y el incremento de la oferta a largo plazo, pueden dar incentivo a la industria para introducir grandes cambios y modificar la matriz energética.

3.5.2 Desventajas de la Explotación de Gas de Lutita en México

- Incertidumbre en costos y asequibilidad.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Hoy la industria global de la energía está enfrentándose a un creciente número de incertidumbres como la volatilidad de los precios, el crecimiento de la demanda y el incremento de los costos, los cuales, probablemente, están ejerciendo mayores presiones para los productores y consumidores.

Por otro lado, se debe enfatizar que las mejores estimaciones disponibles para las reservas de gas de lutita, pueden cambiar significativamente cuando se realicen evaluaciones más apropiadas.

No obstante, las grandes compañías de crudo y otras compañías globales, están expandiendo sus actividades en gas de lutita fuera de Estados Unidos, por ejemplo: ExxonMobil y Marathon han puesto en marcha operaciones de gas de lutitas en Polonia, Francia, Alemania, Suecia, Austria y otros países europeos.

El desarrollo de infraestructura de gas de lutita será costoso, pero hoy en 32 de las 142 cuencas hay algo de infraestructura existente, misma que podría reducir la inversión de capital inicial relacionada con la explotación de gas de lutita. Sin embargo, incluso en estas cuencas, la necesidad de inversión de capital es significativa para procesar, almacenar y distribuir el gas a través de un sistema de gasoductos.

Los países en desarrollo también enfrentaran el desafío del costo y el tiempo para desarrollar el recurso y la infraestructura con retornos económicos que inicialmente serán bajos.

- Dudas sobre la aceptabilidad ambiental de la tecnología de producción.

En general, para cada pozo se utilizan entre 3 y 5 millones de galones de agua, de ésta, retorna tan solo entre una tercera o cuarta parte, el resto permanece en la formación. Ahora bien, ha habido informes anecdóticos de la contaminación del agua potable de pozos, por gas o el fluido de hidrofractura, uno de ellos fue divulgado por el documental Gasland.

La literatura popular atribuye dos hipótesis para este fenómeno: una de ellas es la migración de las grietas de fractura al reservorio de agua; la otra es la fuga de gas o de fluidos al pozo de agua.

- Índices confusos de declinación que pueden afectar las estimaciones de las reservas.

Dado que el gas de lutita se encuentra en formaciones de gas continuas, depositadas sobre grandes áreas, estas formaciones son más complejas que las convencionales, se encuentra en acumulación con permeabilidades bajas y su conocimiento aún es pobre, la declinación es un factor no determinado con precisión.

Se ha hablado mucho de que las tasas de declinación del gas de lutita han sido significativamente mayores que para los depósitos convencionales, sin embargo, el riesgo geológico de no encontrar yacimiento es bajo, aunque encontrar indicios suficientemente grandes con cantidades recuperables es la clave.

- Oposición local al desarrollo de gas de lutita.

El impacto ambiental de los procesos de hidrofracturamiento usados en la explotación del shale gas, llamarán la atención política y pública, lo cual, probablemente incrementará los costos de extracción.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Existe una preocupación generalizada sobre los impactos en el aire y la calidad de las aguas subterráneas, así como los temores sobre gestiones inseguras y la eliminación de millones de galones de aguas residuales que produce cada pozo. Aunque no sólo debe considerarse el manejo de las aguas residuales, sino también el uso de enormes cantidades de agua en la operación de la extracción de gas de lutita, que repercutirá tanto en los habitantes de las localidades, como en otras industrias que laboren en esas mismas áreas, dado que el agua es un recurso vital y de uso común. La colocación de los pozos en las zonas agrícolas plantea retos especiales, aunque los agricultores pueden obtener una nueva fuente de ingresos importantes.

En consideración a algunos de los aspectos antes mencionados, en Francia están a punto de revocar las licencias de exploración de gas de lutita concedidas hace un año a Total y GDF Suez, entre otras empresas.

Referencias

1. Gonzalez-Sánchez, F., et al., BOLETÍN DE LA SOCIEDAD GEOLÓGICA MEXICANA TOMO LIX, NÚM. 1, 2007, P. 43-62
2. Suter, 1990.

4. Evaluación de Recursos de Lutitas Gasíferas

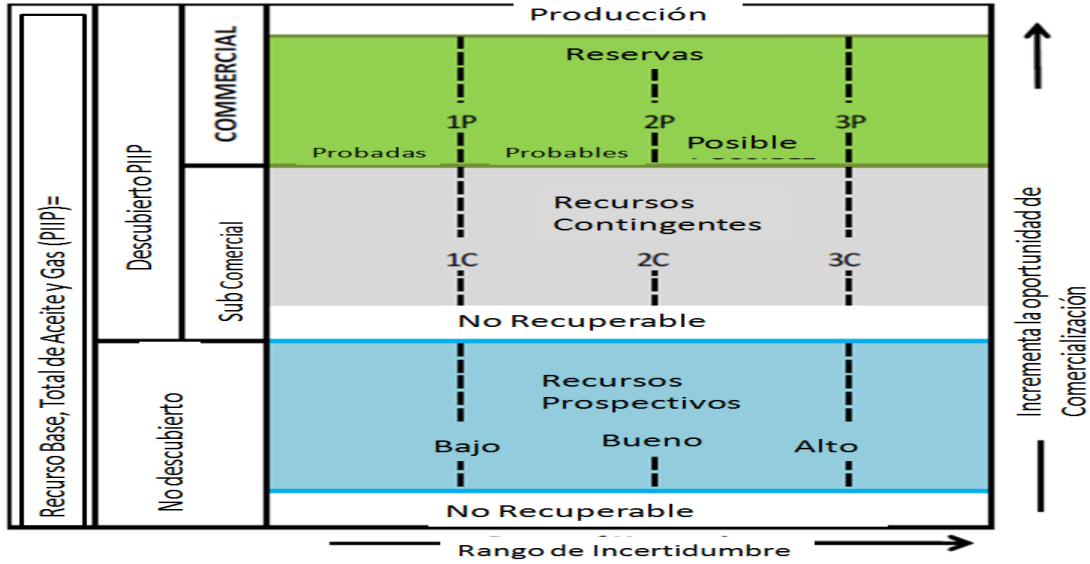
Existen varios métodos para determinar OIGP, pero antes es necesario tener claro el concepto de Recursos Técnicamente Recuperable (TRR, por sus siglas en Ingles) y los Recursos Económicamente Recuperables (ERR, por sus siglas en Ingles). Teniendo claros estos dos conceptos podemos hacer el cálculo de cada uno de ellos además del Factor de Recuperación (TR). El US Department of Energy's (DOE's) y Energy Information Administration (EIA) define los recursos base de gas natural como todo el gas que ha sido atrapado en la Tierra, incluidos los volúmenes que han sido producidos.

4.1 Sistema del Manejo de los Recursos Petroleros (PRMS)

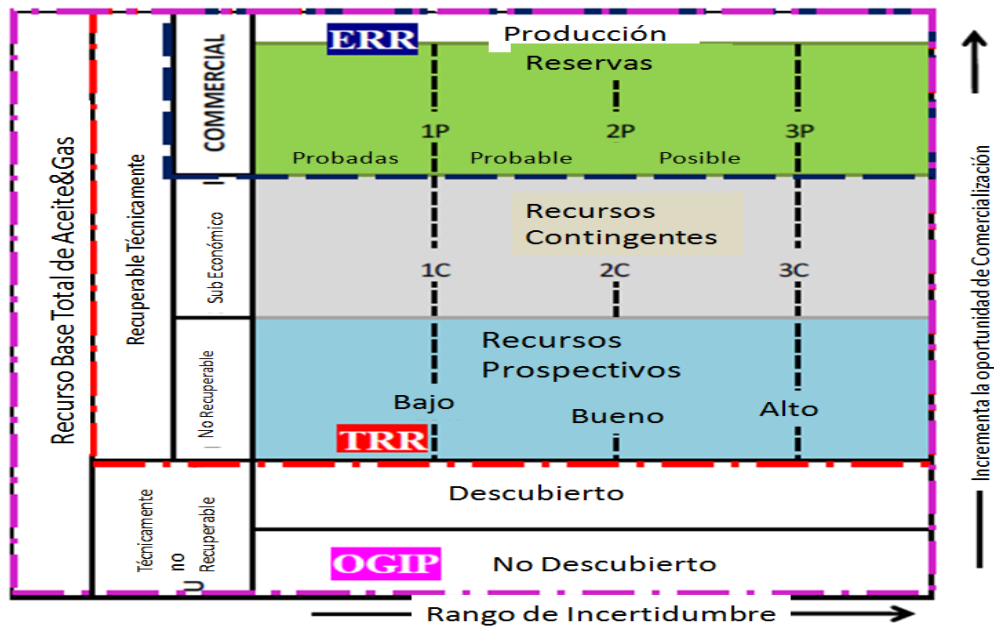
Los términos de “recursos” y “reservas” se han ocupado en el pasado y se continúa estudiando para representar varias categorías de minerales y/o depósitos de hidrocarburos. En Marzo del 2007, la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE), la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG), el Concejo Mundial del Petróleo (WPC) y la Sociedad de Evaluación de Ingenieros petroleros (SPEE) conjuntamente publicaron el “Sistema de Manejo de los Recursos Petroleros” (Petroleum Resources Management System (PRMS)) para mejorar el estándar internacional para la clasificación de recursos y reservas de aceite y gas. Es importante aclarar que las categorías más amplias también son menos precisas. A medida que se mueve hacia las categorías en la parte inferior del gráfico, las estimaciones asociadas de la cantidad de gas natural en esas categorías se vuelven cada vez más inciertas. La Estimación de la Recuperación Final (Estimated Ultimate Recovery (EUR)) no es una categoría en PRMS, pero un término que se refiere a las cantidades de petróleo que estima el potencial recuperable para una acumulación, incluyendo cantidades que ya se han producido. Sin embargo, los recursos recuperables técnica y económicamente no se clasifican formalmente en PRMS.

4.2 Sistema de clasificación de la Administración de la Información de Energía (EIA)

De acuerdo a la EIA, los recursos técnicamente recuperables son un conjunto del total de los recursos base que son recuperables con la tecnología existente. El término “recursos” representa el total de la cantidad de hidrocarburos que son estimados, en un tiempo en particular, deben figurar en: 1) acumulaciones conocidas y 2) acumulaciones que no han sido descubiertas (recurso prospectivo). Los recursos económicamente recuperables son estos recursos que pueden en un futuro, ser recuperables, tan pronto como la tecnología se produzca y sea menos costosa, o los descubrimientos de mercados sean tales que la inversión se recupere mediante la extracción de los recursos. Se ordenaron las categorías de PRMS y se presentó una revisión de cómo las estimaciones de los recursos técnica y económicamente recuperables son desglosadas (Ver Fig.4.1, b)). Estos recursos comerciales, incluyendo la producción acumulada y las reservas, son recurso económicamente recuperables. Los recursos técnicamente recuperables incluyen los recursos comerciales, los recursos contingentes y los recursos en prospectiva. Basado en la clasificación en RPMS y la definición dada por la EIA, se define en 25 años la producción acumulativa como la TRR en este estudio⁵.



a) Clasificación de los Recursos para PRMS⁵



b) Definiciones EIA asignadas a categorías PRMS⁵

Fig. 4.1(a, b) Diagrama de flujo y división generalizada de las categorías de recursos y reservas.

La parte que interesa a los inversionistas es el total del gas base, sin embargo, es el gas natural remanente el que se espera para ser extraído, las investigaciones indican la existencia de grandes yacimientos de gas no convencional a través de todo el mundo. Rogner (1997) estimó que hay 9,000 TPC de gas original en sitio (original gas in place, OGIP) en reservas de gas de capas de carbón o gas grisú, 16,000 TPC de OGIP en lutitas gasíferas, y 7,400 TPC de OGIP en arenas consolidadas a través de todo el mundo (Tabla 4. 1).

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Región	Capas de Carbón	de	Gas de Lutita	de	Arenitas Compartimentalizadas	Total
	(TCP)		(TCP)		(TCP)	(TCP)
Norte América	3,017		3,842		1,371	8,228
Latino América	39		2,117		1,293	3,448
Oeste de Europa	157		510		353	1,019
Centro y Este de Europa	118		39		78	235
Ex Unión Soviética	3,957		627		901	5,485
Medio Oriente y Norte de África	0		2,548		823	3,370
África Subsahariana	39		274		784	1,097
Planicie Central de Asia y China	1,215		3,528		353	5,094
Pacífico (Organización de Cooperativa económica y de Desarrollo)	470		2313		705	3,487
Otros países de Asia-Pacífico	0		314		549	862
Sur de Asia	39		0		196	231
Mundiales	9,051		16,112		7,406	32,560

Tabla 4.1. Estimaciones de Rogner^{1,2}.

Con la declinación de las reservas de yacimientos convencionales de gas en los Estados Unidos, los yacimientos de gas no convencional surgen como recursos críticos de energía debido al incremento de la demanda de energía. El US DOE reportó en Abril del 2009, Modern Shale Gas Development in the United States: que en la década pasada la producción para recursos no convencionales en los Estados Unidos ha incrementado cerca del 65%, para 5.4 TPC en 1998 a 8.9 TPC en el 2007. Este incremento en la producción indica que aproximadamente el 46% del total diario de EUA de gas producido fue de recursos no convencionales (Navigant 2008).

El incremento de la dependencia de recursos no convencionales ha capturado el interés de la industria de aceite y gas. La Texas A&M University ha empezado a determinar la cantidad de gas convencional técnicamente y económicamente recuperable en EUA y por todo el mundo. El Servicio Geológico de los Estados Unidos (United States Geological Survey, USGS) entre otras agencias, periódicamente determina y proporciona la información en cuánto gas es técnicamente recuperable en base de los EUA. Sin embargo, pocos artículos han sido publicados en lo concerniente al gas económicamente recuperable en muchos de estos plays. Las publicaciones dan datos confiables de producción, precios de gas, y el costo para yacimientos no convencionales basados en EUA, esto indica que hay oportunidad para el desarrollo de una metodología para la estimación de cuanto gas puede ser económicamente recuperado para ser estimado, dado un rango de costos y precios.

Debido a que los costos dependen de la permeabilidad, que para yacimientos no convencionales es baja, el desarrollo y el manejo de estos recursos es significativamente alta, en comparación con los recursos convencionales, una de las razones es por el número de pozos que se tienen que perforar, ya que el gas que se recupera de estos pozos es menos en comparación con pozos de yacimientos convencionales, por lo cual se necesita la perforación de más pozos para la recuperación de gas. La necesidad de perforar más pozos se traduce en inversiones superiores y en altos riesgos económicos para yacimientos no convencionales.

4.3 Costos de Exploración y Desarrollo (F&DC)

El termino de Costos de Exploración y Desarrollo (Finding and Development Costs, F&DC), son: el gasto de explotación de arriendo (lease operating expenses, LOE) y los precios del mercado que juegan un significativo rol en la determinación de la cantidad de recursos económicamente recuperables de gas en el yacimiento.

4.3 Volumen Original de Gas (OGIP)

El OIGP se refiere al total del volumen de gas contenido en el yacimiento después de la producción. Utilizando tecnología actual y los costos, precios y los criterios de inversión, la porción de OGIP que puede ser técnicamente producida se le llama Recursos Técnicamente Recuperables (Technically Recoverable Resources, **TRR**). Sin embargo, con las condiciones favorables económicas e incentivos, una porción de TRR podría ser económicamente recuperable y es referido a ser Recurso Económicamente Recuperable (Economically Recoverable Resources, **ERR**), en la Figura 4.2 ilustra la relación entre OIGP, TRR y ERR.

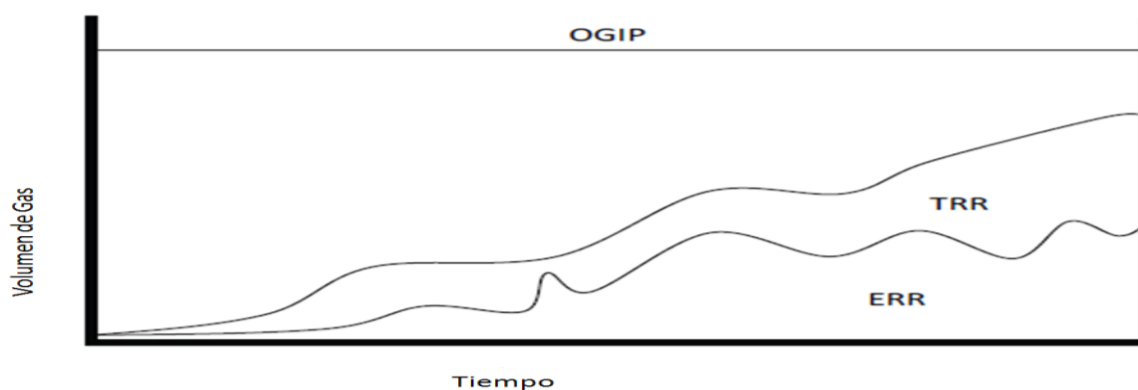


Fig. 4.2. Grafico de la relación entre OIGP, TRR y ERR^{1,2}.

De acuerdo con la EIA (2007), la estimación de TRR de gas natural en los EUA es de más de 1,744 TPC. De los 1,744 TPC, aproximadamente 211 TPC fue clasificada como ERR; este valor de 211 TPC es esencialmente de reservas probadas de gas para todos los yacimientos productores de gas en EUA. La porción de ERR de el gas no convencional en tierra es cercana al 60% de ERR (Navigant, 2008).

Los recursos sin descubrir consisten en yacimientos cuyas localizaciones exactas no se han identificado, pero la existencia se difiere por los entornos geológicos. Aunque la geología no puede especificar con exactitud la localización de los yacimientos, tienen una certidumbre razonable de que estos yacimientos de gas natural existen en formaciones específicas. En los EUA, el Department of the Interior y the USGS estima que muchos de los yacimientos sin descubrir de gas natural se encuentran costa afuera donde no hay control gubernamental.

4.5 Recursos Técnicamente Recuperables

Recursos no descubiertos consisten en yacimientos cuya ubicación exacta no ha sido identificado, pero cuya existencia parece probable debido a la configuración geológica, aunque los geólogos no pueden especificar una ubicación exacta del yacimiento, el Interior (DOI) y el Servicio Geológico de EUA (USGS 2005) estiman la cantidad de gas natural no descubierta que hay, ya sea en Estados Unidos o en zonas de altura que se encuentran bajo el control del gobierno.

El total de los recursos Descubiertos y los Recursos Recuperables no Descubiertos son llamados los Recursos Técnicamente Recuperables (TRR). Se incluyen los recursos que pueden ser recuperados, incluso cuando la recuperación no es actualmente factible económicamente. Según la EIA (2010), el reciente crecimiento de los recursos de gas técnicamente recuperables naturales en los EUA es principalmente debido al crecimiento de los recursos de gas de Lutita (Ver Fig. 4.3).

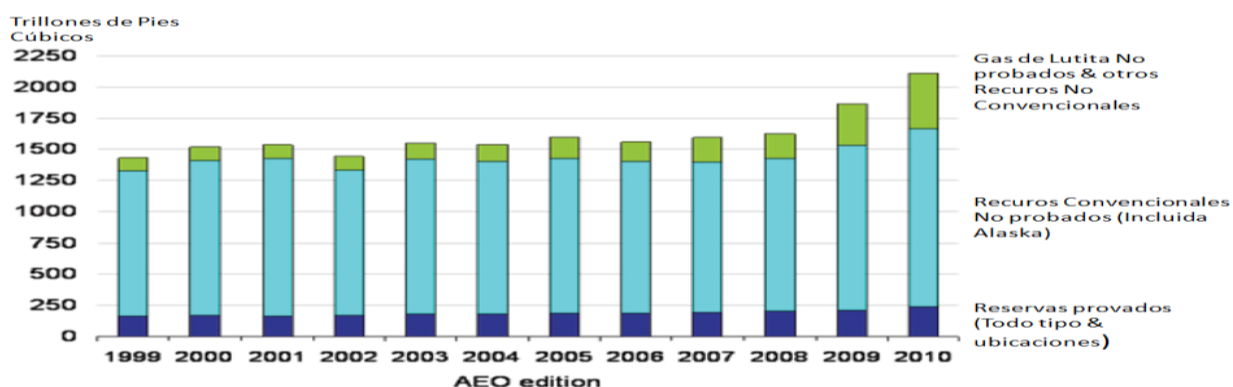


Fig. 4.3. Crecimiento de USA de Recursos Económicamente Recuperables. (EIA , 2010) Economically Recoverable Resources^{1,2}.

4.6 Recursos Económicamente Recuperables

Los recursos que han sido descubiertos tienen una localización específica en un yacimiento, pudiendo ser analizados dentro de estos recursos que actualmente son económicamente recuperables y los que no son económicamente recuperables. Los costos de extracción de los recursos de gas natural EER son lo suficientemente bajos, o los precios de gas son lo suficientemente altos, para las compañías que se benefician del gas natural, sin embargo, como se ilustra en el triángulo de la Figura 1.5 y en la Figura 4.3, en cualquier caso, si el precio de gas incrementa o la tecnología mejora, algunos de los recursos económicamente no recuperables podrían ser recuperados. Estas diferentes categorías que son técnicamente no recuperables, porque a través de cualquier tecnología existente o próxima a existir, si no existe en el mercado o el costo es muy alto o el precio de gas muy bajo, muchos de los recursos TRR no podrán ser clasificados como ERR.

4.6.1 Estimación de ERR. Como se discutió, únicamente una porción de TRR es económicamente viable para dar valores de costos de perforación, los costos de terminación y los precios de gas. Como tal, la tercera categoría que necesitamos saber es el error, que es la cantidad de gas que se puede desarrollar y

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

producir en un beneficio. Se debe entender los tres valores de los recursos- OGIP, TRR y ERR- que determinan como se produce con las investigaciones y el desarrollo.

Formación	TRR (TPC)
Barnett	44.0
Fayetteville	41.6
Haynesville	251
Marcellus	262
Woodford	11.4
Antrim	20.0
New albany	19.2

Tabla 4.2 TRR de Gas de Lutitas^{1,2}.

Analizando la ilustración de las lutitas Barnett de cómo estimar el ERR, la información en la Tabla 4. 2 es el TRR para siete formaciones de lutitas, las lutitas Barnett se reportan como 44 TPC de TRR. No todo es gas, por supuesto, económicamente recuperable en este tiempo, se determino el ERR en las lutitas Barnett, con una análisis de los datos de producción para cerca de 14,000 pozos determinando la distribución de Estimate Ultimate Recovery (EUR) para cada uno de estos pozos en las Lutitas Barnett. Su distribución es normalmente grande de EUR (con excepciones) y se resume como sigue:

P10=0.25 BPC, lo cual significa el 90% de los pozos recupera menos de 0.25BPC en 25 años.

P50=1.5 BPC, lo cual significa que 50% de los pozos producirán 1.5 BCF en 25 años, y el otro 50% producirá menos.

P90=4.0 BPC, lo que significa que únicamente el 10% de los pozos producirá 4.0 BPC en 25 años.

EUR P10	0.25 BPC	EUR P50	1.5 BPC	EUR P90	4.00 BPC
F&DC (USD)	Precio del gas por MPC (USD)	F&DC (USD)	Precio del gas por MPC (USD)	F&DC (USD)	Precio del gas por MPC (USD)
1,000,000	10.40	1,000,000	2.80	1,000,000	1.80
1,500,000	15.10	1,500,000	3.60	1,500,000	2.20
2,000,000	19.80	2,000,000	4.50	2,000,000	2.60
2,500,000	24.50	2,500,000	5.40	2,500,000	2.90
3,000,000	29.20	3,000,000	6.20	3,000,000	3.30
3,500,000	33.90	3,500,000	7.10	3,500,000	3.70
4,000,000	38.60	4,000,000	8.00	4,000,000	4.10

Tabla 4.3. ERR en las Lutitas Barnett^{1,2}

Cuando se hacen cálculos económicos de la distribución EUR se puede hacer un número razonable de suposiciones (Al Madani 2010), una podría ser computarizarse el porcentaje de TRR que es ERR. Para las lutitas Barnett, los valores se muestran en la Tabla 4.3. La Tabla 4.3 muestra que si los costos de la perforación y de la terminación son de 2 millones de dólares, el precio del gas de 4.5 USD/MPC de gas se requiere producir el 50 % de TRR. Puesto que el TRR es de 44 BPC como muestra la Tabla 4.2, los costos

caen a dos 2 millones de dólares por cada pozo pudiendo producir 22 TPC de gas en Barnett si el precio del gas es de 4.5 dólares o más. El punto en esta perspectiva, es actualizar las reservas de gas natural en los EUA que es tan solo 211 TPC. Actualmente, únicamente unos pocos trillones de pies cúbicos de las lutitas Barnett es incluido en los 211 TPC. Si se limpia el ERR de los EUA (reservas reservadas) podría incrementar substancialmente como se muestra en la Tabla 4.2 si se continúa desarrollando.

Sin cuestionamiento, el gas en sitio para todas las formaciones de la Tabla 4.2 es real y los valores de TRR son viables, surgen dos preguntas (1) ¿cómo puede la industria reducir el F&DC para movilizar TRR a la categoría ERR a cualquier precio del gas? y (2) a cualquier F&DC ¿Cuánto está dispuesto a pagar el mercado por el gas? En el precio correcto, se puede producir esencialmente todo el TRR de gas en cualquier formación, a lo largo del mercado y existiendo el sistema de tuberías.

4.7 El impacto de la tecnología

Dos parte aguas en la tecnología han formado de nuevo los perfiles económicos del desarrollo de gas no convencionales 1) perforación horizontal y 2) fracturamiento hidráulico multiestacional. Hubo un gran número de proyectos de campos de DOE y de Gas Research Institut en la década 80s y 90s para mejorar las tecnologías necesarias para el desarrollo de Ohio Shale del yacimiento Appalachian y las Lutitas Antrim en Michigan utilizando pozos verticales. Se eligió un mejor intervalo de terminación y estimular correctamente el yacimiento, el objetivo de este proyecto de campo fue enfocado en evaluar la formación y mejorar los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Creando una gran conductividad en las fracturas que era la mayor lucha en ese entonces.

El juego cambió con la introducción de la perforación horizontal y de técnicas de fracturamiento hidráulico multiestacionario, con los esfuerzos de la compañía pionera en Austin Chalk en la década 90's. De hecho, la Austin Chalk es un modelo moderno en el desarrollo de los métodos. Aplicando las mismas técnicas básicas de desarrollo en Chalk, los operadores han abierto la frontera de las lutitas- para las lutitas Barnett de Bakken. Por supuesto, ha habido muchas mejorías desde los 90's. Sin embargo los pozos horizontales y los tratamientos de fracturamiento con agua se utilizaron en Austin Chalk para sacar la porción de aceite de la tierra como los pozos verticales alcanzaron sus límites económicos.

Oportunidades Globales. El mundo está lleno de grandes yacimientos abandonados de gas convencional que fueron encontrados por casualidad mientras se buscaba aceite, y el gas sin un mercado ha sido de un valor muy pequeño. Una compañía puede encontrar el más prolífico yacimiento no convencional de gas en el mundo, pero si la localización de la infraestructura está lejos del mercado podría no ser económicamente recuperable. Teniendo los valores, los yacimientos de gas necesitan estar cerca de las regiones con mercados establecidos para acceder a las tuberías.

Los EUA se adelantaron en el desarrollo de las lutitas y otros yacimientos no convencionales y hay gigantescas oportunidades para exportar la tecnología y expertos a los plays que están alrededor del mundo. De hecho, varias compañías han sido pioneras en los EUA en los plays de lutitas han ya examinado el mundo para los casos donde pueden repetir el caso de los sucesos en la historia de los EUA.

Un problema familiar para las industrias de aceite y gas que hacen negocio alrededor del mundo se están asegurando de que el equipó adecuado este en el lugar de trabajo. La tecnología puede ser

exportada a donde sea, tomando un equipo y entrenamiento correcto para el funcionamiento del equipo del aparejo y del fondo del pozo necesarios para perforar unos 5000 Pies y 12,000 pies laterales de profundidad a geopresiones del yacimiento. Esto crea la necesidad de tener un grupo de personas con habilidades específicas para poder pasar 4 días o más en campo para trabajar las veinticuatro horas del día para estimaciones en multiestaciones. Una compañía puede tener enormes pérdidas si el tratamiento de fracturamiento no se realiza adecuadamente.

De todas las lutitas alrededor del mundo, únicamente un pequeño porcentaje hoy en día ha sido en el mercado local y la capacidad de las compañías de servicio que han hecho inversiones en las lutitas o yacimientos no convencionales de gas tienen su mérito. Un buen ejemplo es Europa, que es similar a los de Norte América donde el gas natural es utilizado para calentarse durante el invierno. Hay una porción de lutitas en Europa, y en las naciones europeas donde se evalúa seriamente las lutitas de gas en su base. Una de ellas es como la roca sedimentaria se deposita, y las probabilidades de que más sean exploradas en Europa, e inclusive en otros yacimientos no convencionales.

Por ahora, las oportunidades globales en las lutitas gasíferas son limitadas a las aéreas donde los mercados y compañías de servicio existen y son expertos, pero un día habrá un Barnett, Haynesville y Marcellus alrededor del mundo. Las llaves para el estudio de la roca generadora. Para Europa y Oriente Medio, Asia, África, Australia y Sudamérica las lutitas de gas tardarán en desarrollarse alrededor de 20 o 30 años ya que Norte América las lleva investigando y desarrollando hace 10 años.

4.8 Modelos de Cálculo de Volumen Original de Gas de Lutita

Existen diferentes métodos para la estimación de OIGP para gas de Lutitas; en este subtema se presentan diferentes metodologías para esta estimación.

4.8.1 Palacio y Blasingame³. Introdúcen una ecuación de balance en el tiempo con la variable del gasto del gas con solución analítica para BDF a un gasto constante para solucionarlo. Esta también muestra que la solución se puede lograr a través de las gráficas de declinación de Arp armónica ($b=1$). El autor también demostró que las gráficas (M.P.) obtenidas por graficar log-log para $q_g/[m(p_i)-m(p_{wf})]$ vs t_{ca} (pseudobalance de material en el tiempo) en las curvas armónicas de Fetkovich puede ser utilizadas para la estimación de OGIP³.

$$OGIP = \frac{\left[\frac{q_g(t)}{m(p_i) - m(p_{wf})} \right]_{M.P.}}{(q_{Dd})_{M.P.}} \frac{2p_i}{z_i \mu_i c_{ti}} \frac{(t_{ca})_{M.P.}}{(t_{Dd})_{M.P.}} \quad (5)$$

4.8.2 Ibrahim, Wattenbarger & Helmy (2003)³. Modificaron la definición pseudo-tiempo incluyendo la porosidad. La normalización de la ecuación pseudo-tiempo para calcular el superposicionamiento del tiempo en el orden del análisis de la producción del gas a un gasto variable/ presión variable, cuando $\frac{[m(p_i) - m(p_{wf})]}{q_g}$ VS $Super - t_n$ (Normalización del superposicionamiento del tiempo) es graficado en coordenadas Cartesianas se obtiene una línea recta de donde se obtiene BDF. La pendiente de esta línea se calcula para obtener el OGIP³.

$$OGIP = \frac{2p_i S_{gi}}{m_{BDF} z_i \mu_i c_{ti}} \quad (6)$$

4.8.3 Ibrahim and Wattenbarger (2005)³. demostraron que la solución analítica puede ser aplicada en yacimientos de gas de arenitas compartamentalizadas (Tight gas (permeabilidad desde 0.1 md)) que exhiben flujo transitorio gas lineal tal y como se puede aplicar al flujo de gas radial transitoria accurately si un factor de corrección se aplica. La raíz cuadrada del tiempo $\frac{[m(p_i)-m(pwf)]}{q_g} VS \sqrt{t}$ se utiliza para determinar el fin de del tiempo transitorio (t_{er}) y la pendiente de la recta muestran los datos trascendentes del flujo. Esta información es utilizada para estimar el OGIP con la siguiente ecuación:

$$OGIP = f_{CP} \frac{200.8TS_{gi}}{(\mu_g c_t B_g)_i} \left[\frac{\sqrt{t_{esr}}}{m_{CPL}} \right] \quad (7)$$

Anderson (2010) mostró que un límite está dominado por una normalización del gasto contra la normalización acumulada dando el volumen de poros de hidrocarburos (HCPV) en el eje “x”. Donde la normalización del gasto y la normalización de la aculada están dados por:

$$\frac{q_g}{[m(p_i)-m(pwf)]} \quad (8)$$

$$\frac{2p_i q_g}{z_i \mu_i c_{ti} [m(p_i)-m(pwf)]} t_{ca} \quad (9)$$

Afirmaron que este HCPV es representativo del volumen estimulado del yacimiento (SRV)³.

4.8.4 Vivian K. Bust y Paul F. Worthington⁴. Presentan como reunir todos los parámetros necesarios para el cálculo del total del volumen original. La variabilidad de los yacimientos de lutitas gasíferas excluye el uso de un único conjunto de parámetros promedio del yacimiento para la estimación del volumen del gas. Cada zona del yacimiento en cada pozo podría tener sus propios parámetros promedio. La ecuación convencional del cálculo del volumen gas original puede ser utilizada, tal vez con el volumen de roca bruta limitado (GRV) por el “volumen fracturado”, que incluye el “volumen estimulado”, el volumen establece contacto por la inducción de las fracturas⁴.

El total del sistema poroso es adoptado en la propuesta del método y esta mejora una estimación del total del volumen original del gas, combinando el gas libre y adsorbido. La estimación del volumen fraccionario ocupado por el gas libre y adsorbido es importante para la recuperación final en los yacimientos, debido que es muy significativo el gas adsorbido ya que se ha reportado hasta diez veces mayor en comparación con las arenitas compartamentalizadas de similar permeabilidad y porosidad. Para lograr esto, el volumen de gas libre puede ser estimado utilizando la ecuación convencional para el volumen original de gas pero con la aplicación de la metodología de porosidad efectiva. Esto, sin embargo, introduce varias complicaciones, en particular la definición de porosidad “efectiva” y la diferenciación entre porosidad intergranular e intrakerógeno. En la actualidad, la naturaleza del GRI línea de trabajo para la medición de la porosidad de los núcleos no permite una calibración de los datos de porosidad efectiva de los núcleos. Por lo tanto, la determinación de la efectividad de la saturación del gas es complicada ya que la herramienta no identifica entre el gas libre y adsorbido. Cualquier saturación de gas libre se calcula utilizando las mediciones de la resistividad, por tanto, será demasiado

optimista, dado que el porcentaje de gas adsorbido en obras de esquisto se ha reportado que ser tan alto como el 85%⁴.

Una aproximación más pragmática puede ser la estimación del volumen de gas adsorbido utilizando la isoterma de Langmuir en la experimentación con núcleos. Las correlaciones también pueden hacer las mediciones de la isoterma tomando una cantidad dependientes del TOC y temperatura. Una continua estimación del gas adsorbido a lo largo del pozo puede lograrse estableciendo una correlación entre el volumen de gas adsorbido, expresado en f^2/ton , y estándares de curvas de registros. Esta relación puede exportarse a los pozos no claves.

4.8.5 Aproximación Probabilística Monte Carlo⁵. Los plays de Shale Gas son en general caracterizados por bajos riesgos geológicos y un alto riesgo comercial. La incertidumbre existe en los datos geológicos e ingenieriles, como resultado de los cálculos realizados con estos datos. Las aproximaciones probabilísticas requieren de una mejoría en las suposiciones de la incertidumbre en las estimaciones de los recursos.

Las curvas de declinación (DCA) son comúnmente utilizadas para comportamientos en predicciones futuras y en la estimación de recursos cuando los datos de producción son viables. Sin embargo, varios estudios (e. g., Ilk et al. 2008) han señalado que el método de Arps mejora la solución para los yacimientos no convencionales porque da un flujo dominado por los límites (suposición en el modelo de Arps DCA) esto no se logra con un tiempo razonable en el yacimiento. Algunos autores han ampliado las aproximaciones de DCA con una cuantificación de la incertidumbre resultando del uso de métodos imperfectos (Cheng et al. 2010; jochen and Spivey 1996).

La simulación de yacimientos junto con métodos estocásticos (e. g., Monte Carlo) han mejorado un significativamente las predicciones de los perfiles de producciones para una amplia variedad de características de yacimientos y condiciones de producción. La incertidumbre se asocia por generación de un gran número de simulaciones, muestreo para la distribución de la incertidumbre geológica, ingenieril y otros parámetros. Estos tópicos han sido objeto de estudio para algún tiempo en yacimientos convencionales (MacMillan et al 1999; Nakayama 2000; Sawyer et al. 1999). Sin embargo. Pocas aplicaciones de yacimientos no convencionales pueden ser encontradas en la literatura. Oudinot (2005) junto con Monte Carlo simularon con un simulador de yacimientos fracturados, COMET3, las suposiciones de EUR con gas grisú. Schepers (2009) aplico existosamente es procedimiento Monte Carlo-COMET3 para una predicción EUR para las lutitas Utica.

4.8.6 Análisis del Modelo⁵. Dada la naturaleza compleja del fracturamiento hidráulico, la extrema baja permeabilidad de la matriz de la roca en muchos de los yacimientos de lutitas gasíferas y la predominación de las terminaciones horizontales, la simulación de yacimientos es comúnmente la preferencia de métodos de predicción y evaluación del comportamiento de pozos. Las soluciones analíticas para el flujo de fluidos en fracturas naturales del yacimiento se publicaron por Warren y Root (1963) y Kazemi (1969). Las soluciones semianalíticas para pozos fracturados hidráulicamente ya sean publicado (Medeiros et al. 2008). PMTx 2.0, con un numero de opciones de modelado, como modelado del yacimiento de porosidad doble (Kazemi, 1969), es un simulador de yacimiento de gas no

convencional analítico diseñado rápidamente y fácilmente para un solo pozo, una sola fase, basado en el rendimiento de la producción de gas en la cercanía del pozo bajo especificaciones de escenarios de terminación de pozos. Una aplicación importante de PMTx 2.0 es la predicción del comportamiento de pozos horizontales con fracturas transversas en un yacimiento rectangular.

4.8.7 Almadani (2010)⁵. Presento una metodología para determinar el porcentaje de TRR que es económicamente recuperable para las lutitas Barnett como función del precio del gas y encontrando y desarrollando costos (Finding and Development Costs (F&DC)). Para los recursos económicamente recuperables se aplicaron criterios económicos de mínimo 20% IRR (después de impuestos) y máximo 5 años de pago para recuperar la inversión inicial, son los dos obstáculos comúnmente requeridos por los inversionistas de la industria del aceite y gas. Los autores sugieren que si no se puede lograr el pago en 5 años o menos, el pozo no sería una sabia inversión.

Se desarrollo un programa de computadora, Unconventional Gas Resource Assessment System (UGRAS) para lograr el objetivo de la investigación. En el programa, se integro la simulación Monte Carlo con un simulador analítico de yacimientos que estima el volumen en sitio, predice el comportamiento de la producción y estima la fracción de TRR que es recurso económicamente recuperable (ERR) para una variedad de situaciones económicas. En la siguiente sección, se presenta el flujo de trabajo de UGRAS y la aplicación de UGRAS a evaluar el potencial de los recursos y evaluar la viabilidad económica del gas en las lutitas Baarnett y la ventana de gas seco de las lutitas Eagle Ford

4.8.7.1 Metodología de Almadani. Los yacimientos de Lutitas son altamente heterogéneos y la productividad depende de las propiedades de los yacimientos como del pozo, como de la terminación y los parámetros para la simulación. Incluso si la diferencia de los simuladores de yacimientos es viable, pueden tardar mucho tiempo para yacimientos grandes. En este estudio, se conjunta el simulador analítico PTMx 2.0 con el simulador Monte Carlo para generar los perfiles de producción para una variedad de yacimientos, pozos y escenarios de fracturamiento hidráulico. Miles de simulaciones pueden ser corridas automáticamente para las combinaciones exploradas de yacimientos conocidos y parámetros de pozos a través de rangos de incertidumbre. Se utilizó una inversión de $IRR > 20\%$ y pago a un tiempo < 5 años, en un pozo en particular, para determinar la fracción de TRR que es ERR para una variedad de situaciones económicas. En análisis futuros, se planean estudios de sensibilidad en estos valores de IRR y pagos. Sin embargo, este artículo, fue hecho con suposiciones que si un pozo no es pagado en 5 años o menos, es probable que no se perforo en ese tiempo. Debería ser en otro lugar la perforación y gastar el capital que sea más rentable.

El flujo del trabajo del modelo probabilístico de yacimientos UGRAS se describe en forma general en la Fig. 4.4. Primero, una entrada de archivos y parámetros de incertidumbre son asignados a una distribución de probabilidad. No hay un limitante en el número de parámetros que pueden ser variados. La distribución es comúnmente normal, uniforme, triangular, exponencial o log-normal. Estas distribuciones son ejemplificadas por análisis volumétricas y el flujo de la simulación se determina por OGIP, TRR y por el factor de recuperación (RF). Entonces, estos pasos se repiten infinidad de veces para generar una frecuencia y una densidad acumulativa para graficar OGIP, TRR y RF. Finalmente, el análisis económico es corrido para calcular la producción para los pozos que reúnen criterios económicos

(IRR>20%, recuperación de la inversión <5 años) acabada la producción para todos los pozos de acuerdo a diferentes F&DC costos.

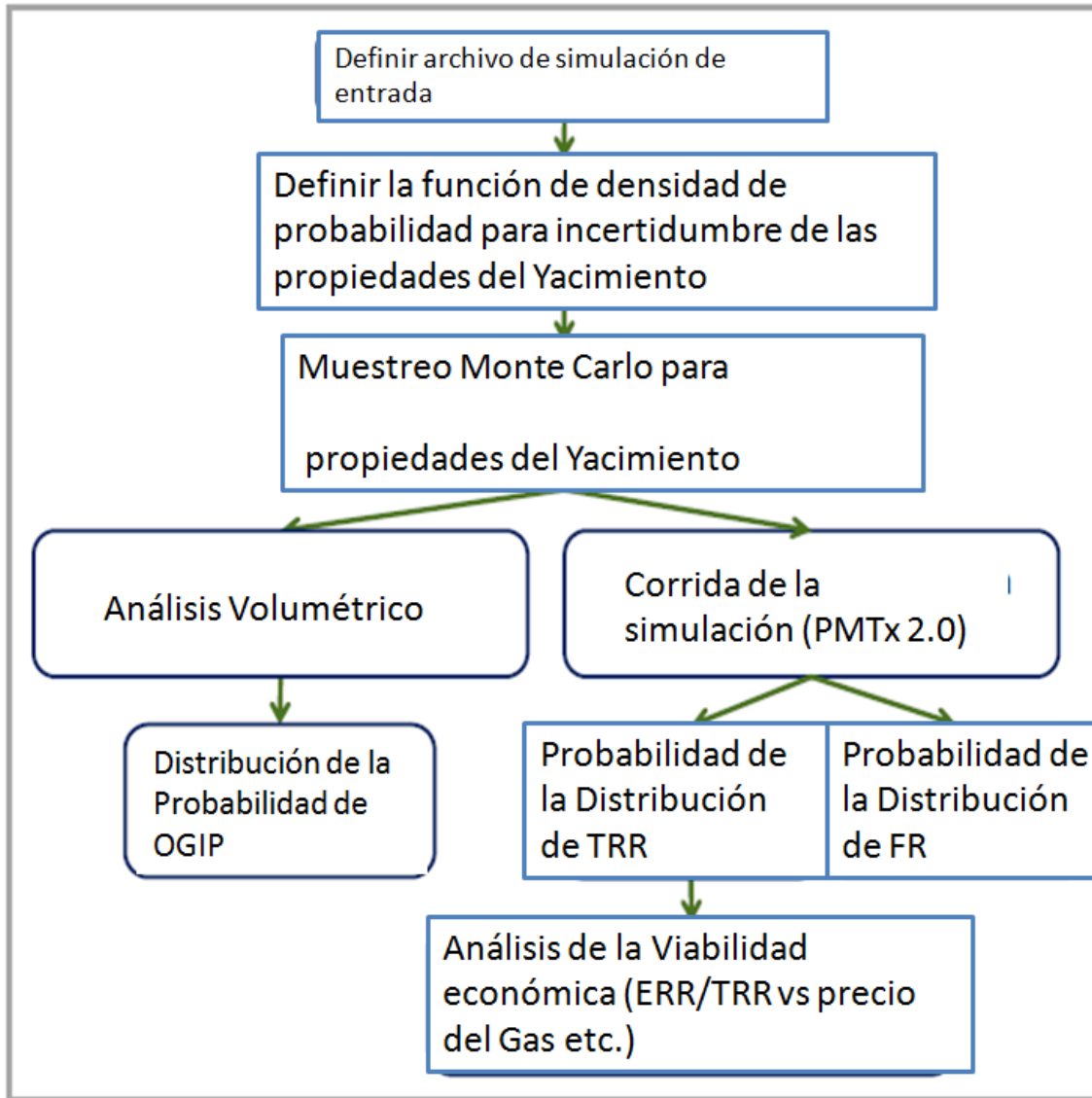


Fig. 4.4. Flujo de Trabajo de UGRAS.⁵

4.9.7.2 Ejemplos de Aplicación de la metodología Almadani:

4.8.7.2.1 Gas de Lutita Barnett

Distribución de los Recursos de Barnett Shale. Las lutitas de Barnett es un yacimiento de gas natural no convencional localizado en la cuenca Fort Worth de Texas, grueso y profundo en el noreste, delgado y poco profundo en el sureste. Las lutitas Barnett consisten en rocas sedimentarias de la era Mississippian (hace 354-323 millones de años). El tamaño de las lutitas Barnett es de aproximadamente 3,200,000

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

acres, y una profundidad de 6,500 a 8,500 pies. El espesor de las lutitas Barnett al noreste a través del campo tiene un máximo de 800 pies cerca del Muenster Arch. Lo que más abunda son las arcillas y sedimentos del tamaño de limos con ocasionales estratos de restos esqueléticos “de lodo calcáreo” (Bruner and smosna 2010).

La producción primaria de las lutitas Barnett de gas seco, en este trabajo, se ve únicamente el gas de producción y no se incluye ningún pozo que pueda estar en la ventana de aceite. Los pozos verticales que se perforaron primero en las lutitas Barnett en la década de 1980, pero el desarrollo del play de lutitas de Barnett no se considero seriamente hasta dos décadas después con la llegada la perforación horizontal en el 2003 (Fig.4. 5). A partir de diciembre del 2011, el play de Barnett se ha perforado 12,561 pozos, incluidos 9,449 pozos horizontales y 3,112 pozos verticales. Cerca de 8,270 BPC de gas se han producido, el 75% de pozos horizontales.

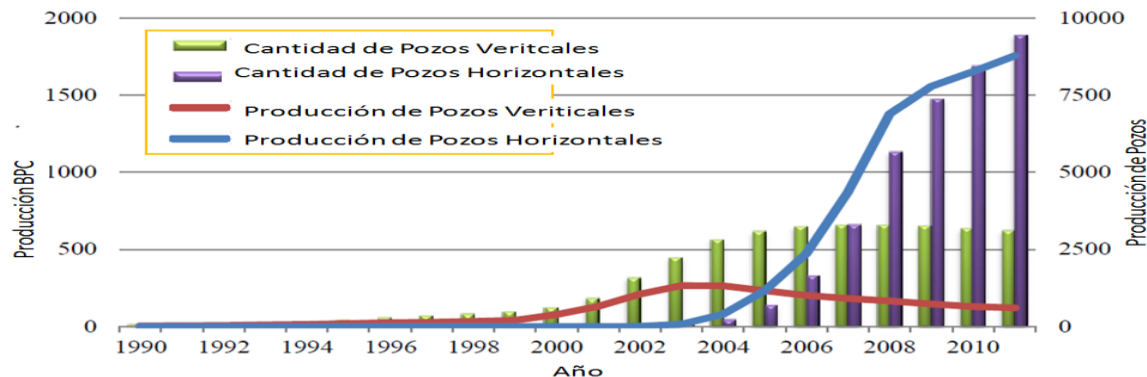


Fig. 4.5. La producción ha incrementado rápidamente con los pozos horizontales en Barnett (HPDI 2011).⁵

Historia de la Terminación y Pozos Horizontales en las Lutitas Barnett. Los pozos horizontales son comúnmente orientados hacia el noreste o suroeste para tener una ventaja en la productividad natural de las lutitas Barnett (Hale and Cobb 2010). La longitud lateral incrementa cerca de 3,000 pies en el 2003 y en el 2009 incremento a 8,965 pies (Powell).

Inicialmente, las tuberías cementadas y las técnicas de fracturamiento son utilizadas en las lutitas Barnett (Fig. 4a). Este tipo de terminaciones incluye tubería de revestimiento en el pozo horizontal y utiliza estimulación “taponamiento y disparos (Plug and perf)”. Los costos inherentes de las intervenciones con tubería flexible (CT), pistolas de perforación e implementación de equipamiento de fracturamiento necesario para cada una de las estaciones que son extremadamente altas, por no mencionar el consumo ineficiente. La utilización método de producción puede también ser limitados, desde la cementación del pozo que cierra muchas de las fracturas y fisuras naturales que podrían contribuir a una mejor producción (Lohoefer et al. 2010).

Entre el 2004 y el 2006, se abre una nueva ventana, el sistema de multiestaciones (OHMS) tecnologías de terminación (Ver figura 4.6b) que se corrieron en Denton County, Texas (Lohoefer et al. 2006). Este

tipo de terminaciones, en promedio, se mejoro el método de terminación cementada (Lohoefer et al. 2010). La mayor ventaja de OHMS es que toda los tratamientos de fracturamiento pueden realizarse en uan solo fase, operaciones de bombeo continuo sin la necesidad de una torre de perforación, minimizando los costos.

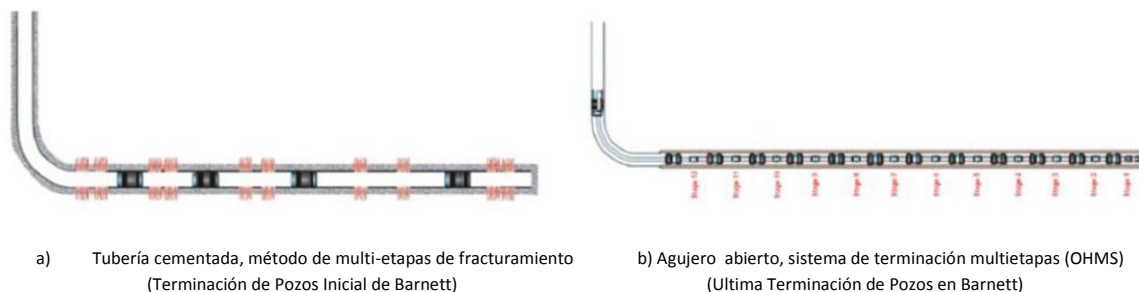


Fig. 4.6. Menor daño, más intensamente estimuladas las terminaciones de pozos horizontales (Kuuskraa 2009).⁵

Parámetros del Yacimiento Barnett. El contenido de TOC en las lutitas Barnett se reportó en un promedio de 2.4-5.1%. Las lutitas Barnett son muy buenas (POC=2.4%) a excelentes (TOC>4%) rocas generadoras en términos de riqueza orgánica. La reflectancia de la vitrinita (R_o) esta en los rangos de 0.7 a 1.7. En la Tabla 4.7 se muestran otros parámetros del yacimiento utilizados para simular un pozo en las lutitas Barnett. El tamaño del yacimiento es de 4,800 pies x 1,000 pies (110 acres/pozo), con una fractura media de 300 pies que se expande a 200 pies.

Verificación del Modelo. Se determinan parámetros por sensibilidad, saturación de agua, porosidad, permeabilidad y contenido de gas son sensitivos para los calculados de OGIP y la predicción de TRR para los yacimientos de gas. Las funciones de densidad son asignadas para cinco parámetros de incertidumbre, inicialmente. No se considera posible la correlación acerca de estos parámetros. Estas funciones de densidad, así como los parámetros de yacimientos y de pozos son definidos en la Tabla 4.7 se calibran con datos de producción actual.

Se utilizó HPDI base de datos (2011) como fuente de datos de producción. Desde 2004, 1,522 pozos horizontales en las lutitas Barnett han sido terminados y han producido por más de 5 años. La curva roja en la Fig. 4.7 muestra la distribución acumulativa de producción de 5 años para 1,522 pozos horizontales. La curva azul de la Fig.4.7 muestra la distribución de la producción acumulativa durante 5 años simulada por UGRAS con parámetros del yacimiento y pozos listados en la Tabla 4.4 y las funciones de densidad que se listan en la Tabla 4.5. La consistencia entre las dos curvas confirma la fiabilidad de los parámetros listados en la Tabla 4.4 y 4.5.

Datos de Capa (Unidad)	Valor
Profundidad Real Vertical (pies)	6,500
Temperatura del Yacimiento (°F)	205
Presión Inicial de Yacimiento (psia)	4,000
Presión de Fondo de Pozo (psia)	500
Longitud del Yacimiento (pies)	4,800
Espesor del Yacimiento (pies)	1,000
Lambda	0.000001
Omega	0.01
Modelado del yacimiento	Característica
Porosidad	Porosidad dual
Conductividad de la Frac	Infinita
Limite Interior	TransFrac Horizontales
Limite exterior	Rectangular
Litología	Lutitas
Presión de Paso	Constante
Permeabilidad	Isotrópo
Ubicación del pozo	Centrado
Propiedades del Gas (Unidad)	Valor
Peso Especifico del Gas (aire=1)	0.62
Presión de Langmuir (psia)	800
Volumen de Langmuir (P ² /ton)	200
Densidad Aparente	2.5
Contenido de Ceniza	0
Datos de Pozo (Unidad)	Valor
Longitud de Fractura Media (pies)	300
Longitud Lateral del Pozo Horizontal (pies)	4,000
Numero de Fractura	20
Daño de la Fractura	0
Radio de Pozo (Pies)	0.324

Tabla 4.5 Parámetros de entrada para el Modelo de Lutitas Barnett.⁵

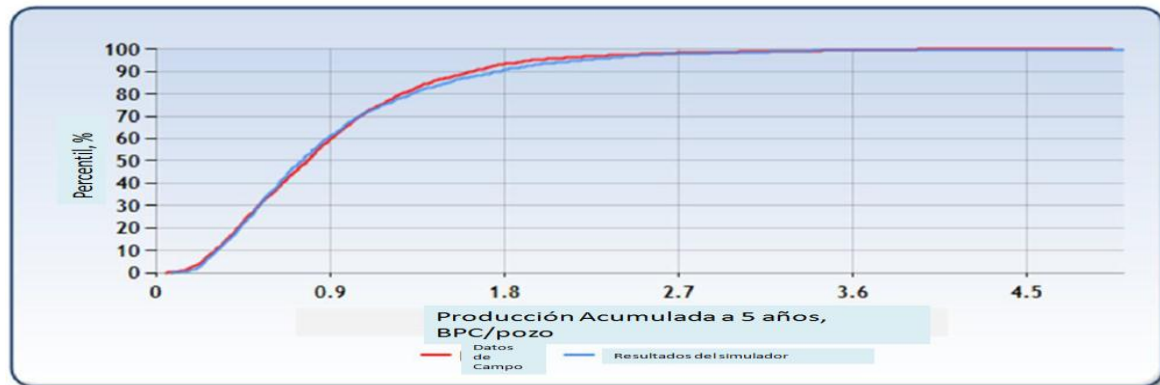


Fig. 4. 7. Distribución acumulativa de producción de 5 años para 1,522 pozos horizontales.⁵

Parametro	Tipo de distribución	μ	Σ	Min	Med	Max
Espesor Neto	Log-Normal	250	170			
Permeabilidad	Log-Normal	0.0002	0.0001			
Saturación del Agua	Uniforme			0.3		0.4
Porosidad	Uniforme			0.04		0.05
Contenido de Gas	Triangular			60	100	125

Tabla 4.7. Parámetros de Incertidumbre y Distribución de las Funciones para las Lutitas Barnett.⁵

Volumen Original (OGIP), Recursos Técnicamente Recuperables (TRR) y Factor de Recuperación para las Lutitas Barnett. El detallado geológico y los datos del yacimiento son ensamblados para establece el gas libre con el pozo como el gas adsorbido en las lutitas Barnett. El gas libre se convierte en los dominantes recursos In-Situ para esa profundidad, grandes contenidos en clastos de lutitas. La Ecuación 1 es utilizada para calcular el gas libre In-Situ para yacimientos de Lutitas,

$$FreeGIP = \frac{43560Ah\phi(1-S_w)}{B_{gi}} \quad (8)$$

Donde $B_{gi} = \frac{0.02829ZT}{p}$ (9)

Adicionalmente al gas libre, las lutitas pueden contener cantidades significativas de gas adsorbido en la superficie de los compuestos orgánicos en las formaciones de lutitas. El gas adsorbido puede ser dominante en los lugares más bajos, las lutitas son ricas en contenido orgánico. Una isoterma de Langmuir de volumen (V_L) y presión (P_L).

El gas adsorbido In-Situ es calculado con la siguiente fórmula:

$$Adsorción\ GIP = 43560Ah\rho_c G_c(1 - \phi) \quad (10)$$

Donde

$$G_c = \frac{V_L \cdot p}{p_L + p} \quad (11)$$

La distribución de las propiedades del yacimiento Barnett en la Tabla 4.5 producen una distribución normal, log-normal de OGIP por cada 110 acres (Ver Fig. 4.8). La P10, P50, P90 tienen los siguientes valores respectivamente: 6.4, 13 y 30.5 BPC/Pozo.

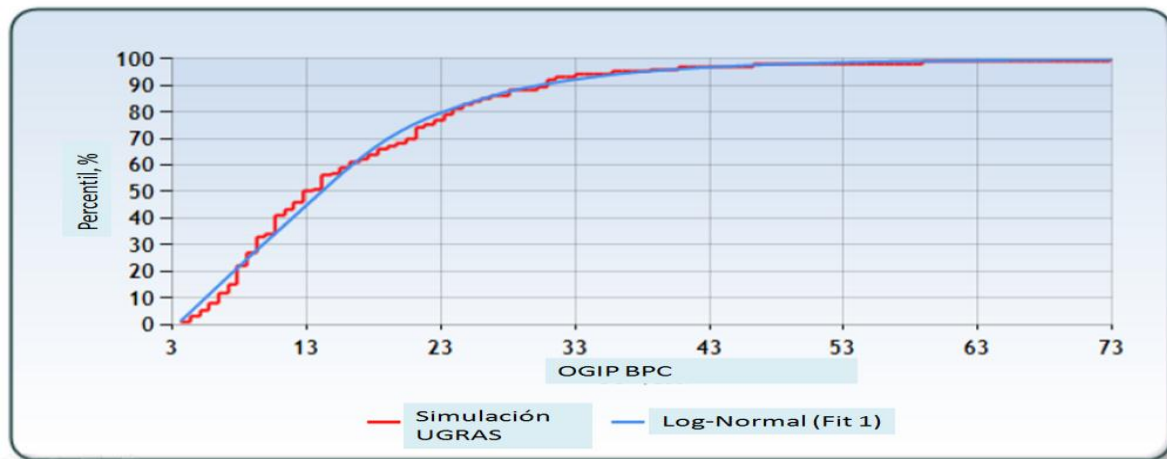


Fig. 4.8 Volumen Original por 110 acres para las Lutitas Barnett.⁵

La distribución de las predicciones del yacimiento, se realizó aleatoriamente mil predicciones para pozos productores utilizando los parámetros de la Tabla 4.1 y 4.2 en un periodo de 25 años. Se eligieron 25

años de producción histórica, en lugar de 30 o 40 años. En el actual entorno económico, no importa cuánto será el gas que digan la literatura para los próximos 40 años. Sin embargo, en el futuro, el plan es variar la vida de los pozos para determinar si en realidad cuanto de los términos de TRR llegará a ser ERR.

Los resultados de la simulación produjeron una distribución lognormal de TRR con una P10 para valores de 0.8 BPC/pozo, para P50 de 1.7 BPC/pozo y para P90 de 4.2 BPC/pozo (Ver Fig. 4.9). La distribución es bastante amplia, indicando una significativa incertidumbre en la previsión de las lutitas Barnett. El factor de Recuperación de las lutitas Barnett también tiene una distribución log-normal (Ver Fig. 4.10) para cada una de las percentil P10, P50, P90 dando los siguientes valores respectivamente 10%, 13% y 19%.

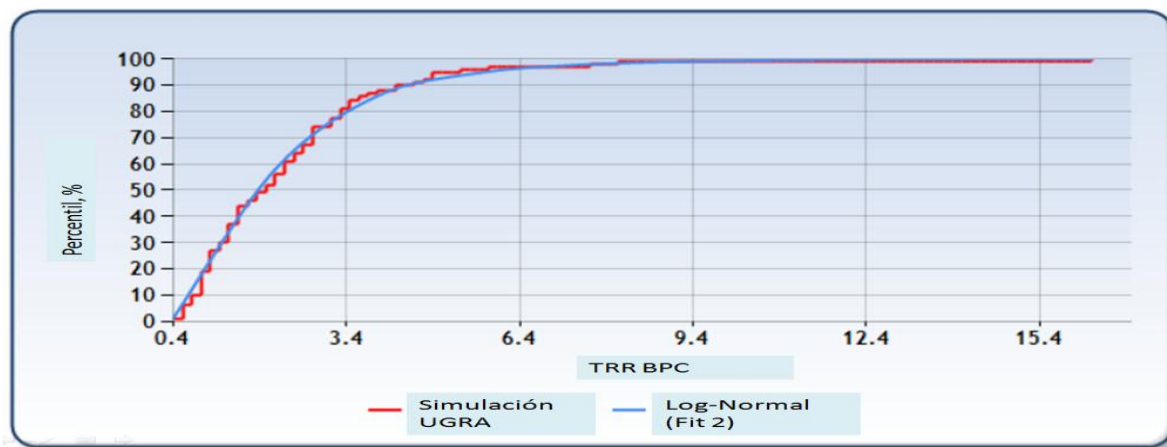


Fig. 4.9 . TRR por 110 acres a 25 años de vida para las Lutitas Barnett.⁵

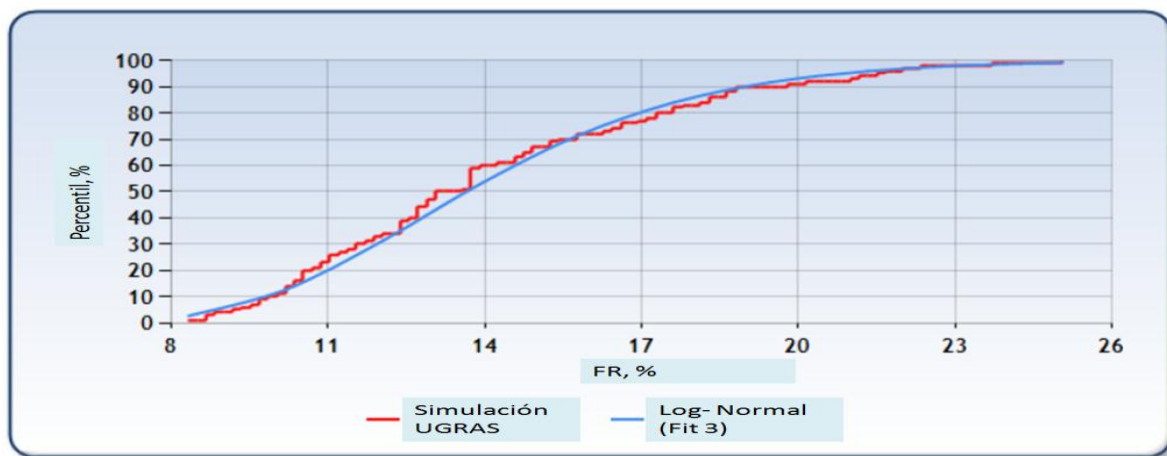


Fig. 4.10 . Factor de Recuperación a 25 años de vida para las Lutitas Barnett.⁵

Evaluación Económica para las Lutitas Barnett. Se examinó el impacto económico de diferentes precios del gas y costos F&DC para recursos económicamente recuperables en Barnett. Para hacer esto, por cada realización se determinó el precio del gas requerido para satisfacer sólo los obstáculos económicos para un costo en particular F&DC (Ver Fig. 4.9). Con un costo común de F/DC de \$3 millones para pozos

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

de Barnett incremente la fracción de los recursos técnicamente recuperables que son económicamente recuperables.

Con una estimación de 3.2 millones de acres de superficie y asumiendo un espaciamiento de 110 acres, 29,000 pozos podrían ser perforados en Barnett. Por lo tanto, el potencial de los recursos para las lutitas Barnett se estima de 377 TPC de OGIP (P50), 49 TPC de TRR (P50) y 17 TPC de ERR (35% de TRR) a un precio de \$4.0/MPC y un costo de \$3 millones/pozo F&DC (Ver Tabla 4.6).

Categoría	P10	P50	P90
OGIP, TPC	186	377	885
TRR, TPC	23	49	122
ERR, TPC	8	17	43

Tabla 4.6 Potencial del Recurso para el Play de Lutitas Barnett.⁵

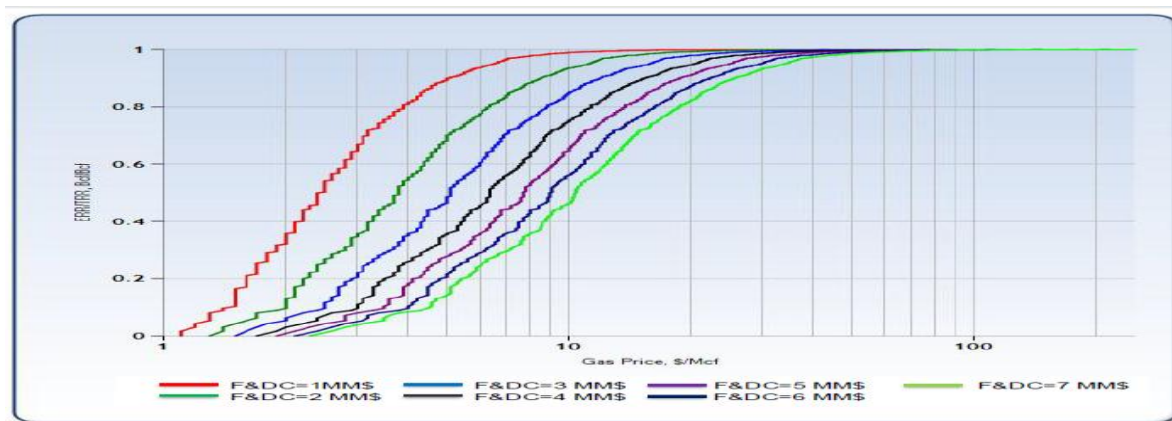


Fig. 4.11. Proporción de ERR a TRR en función del Precio del Gas y F/DC para las Lutitas Barnett.⁵

Aplicación de la Metodología de Almadani, en el campo Eagle Ford, que es un campo que tiene continuidad hacia nuestro país.

4.8.7.2.2 Gas de Lutitas de Eagle Ford

Distribución de los Recursos en la Ventana de Gas de Eagle Ford. Las lutitas de Eagle Ford son sedimentos del Cretácico que se localiza en el Sur de Texas (Fig.4.12). Es la roca generadora del aceite y gas de la formación sobresaliente Austin Chalk. Las lutitas Eagle Ford cubren un área de aproximadamente 11,000,000 acres y se extiende hacia el Golfo de México. Es en su infancia en términos de desarrollo comparado con otros plays de EUA. A finales del 2008 pocos pozos de exploración fueron perforados en Eagle Ford en la ventana de gas de La Salle County del play.

Este es mejor conocido como un productor variable en cantidad de gas seco, gas húmedo, NGLs, gas condensado y aceite. En este artículo, únicamente se evalúa la porción de gas seco de Eagle Ford, que es también la porción más profunda del play donde los costos de perforación son mayores. La estimación promedio de gas seco en la ventana es de 3,000,000 acres. En un futuro se planea evaluar la ventana de

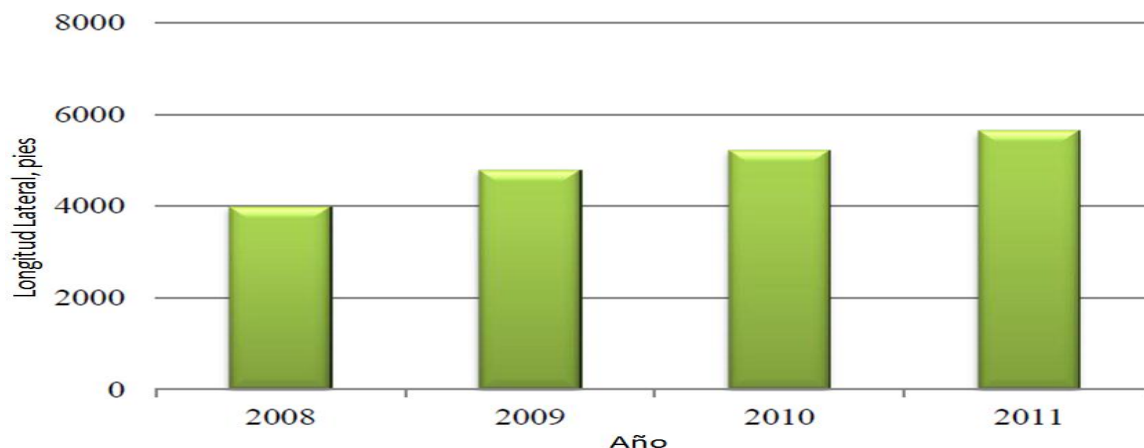


Fig. 4.14. Trayectoria del promedio de la longitud lateral de los pozos horizontales en el tiempo en las Lutitas Eagle Ford.⁵

Parámetros del Yacimiento. Los intervalos productores se encuentran a una profundidad de entre 4,000 y 14,000 pies. Las lutitas Eagle Ford tienen un gradiente de presión de 0.6 psi/pie. Generalmente, las fracturas naturales no son prominentes, son ricas en contenido orgánico, con 4.5% a 5.5% de Carbono Orgánico Total. La madures térmica (R_o) está en el rango de 0.5% a 2.2%.

Se obtuvo un mejor montaje de las funciones de densidad para cada uno de los cinco parámetros de incertidumbre para 103 pozos de gas horizontales mejorados por la industria en Eagle Ford (Ver Tabla 4.7). La Tabla 4.8 es un listado de otros yacimientos y parámetros de pozos utilizados para el modelado de Eagle Ford. El caso se basó en un pozo con 20 multiestaciones de fracturamiento transversal hidráulico, de longitud media de 200 pies y el total de la longitud del pozo es cercana a 5,600 pies, productor de gas natural para un periodo de 25 años. Se asume un espaciamento de 147 acres/pozo.

Parametro	Tipo de distribución	μ	σ	Min	Med	Max
Espesor Neto	BetaGeneral	1.16	1.8	246	2.9	
Permeabilidad	Log-Normal	3.66	0.03			0.11
Saturación del Agua	Uniforme	0.1	6.8			-0.4
Porosidad	Uniforme	0.0005	0.00007			-0.0002
Contenido de Gas	Triangular	7.6	6.3			-6.37

Tabla 4.8. Parámetros de Incertidumbre y densidad de las funciones para las lutitas de Eagle Ford.⁵

Datos de Capa (Unidad)	Valor
Profundidad Real Vertical (pies)	10,021
Temperatura del Yacimiento (°F)	247
Presión Inicial de Yacimiento (psia)	7,592
Presión de Fondo de Pozo (psia)	500
Longitud del Yacimiento (ft)	6,400
Espesor del Yacimiento	1,000
Lambda	0.0000006
Omega	0.01
Modelado del yacimiento	Característica
Porosidad	Porosidad dual
Conductividad de la Frac	Infinita
Limite Interior	TransFrac Horizontales
Limite exterior	Rectangular
Litología	Lutitas
Presión de Paso	Constante
Permeabilidad	Isotrópico
Ubicación del pozo	Centrado
Propiedades del Gas (Unidad)	Valor
Peso Especifico del Gas (aire=1)	0.60
Presión de Langmuir (psia)	1,000
Volumen de Langmuir (P ² /ton)	60
Densidad Aparente	2.52
Contenido de Ceniza	0
Datos de Pozo (Unidad)	Valor
Longitud de Fractura Media (pies)	200
Longitud Lateral del Pozo Horizontal (pies)	5,600
Numero de Fractura	20
Daño de la Fractura	0
Radio de Pozo	0.324

Tabla 4.9. Parámetros de entrada para el Modelado de las Lutitas Eagle Ford.⁵

Evaluación de los recursos. Las Fig. 4.14-4.17 muestran la probabilidad de la distribución para OGIP, TRR y RF, respectivamente, para gas seco en pozos de lutitas Eagle Ford. Los valores de OGIP están en el rango de 2.4 (P10) a 24.0 (P90) BPC/pozo. TRR para un periodo de recuperación de 25 años un rango de 1.0 (P10) a 9.2 (P90) BPC/pozo. Tanto OGIP y TRR siguen una distribución gama (Ver Fig 4.14 y 4.17). El Factor de Recuperación está en el rango de 34% (P10) a 47% (P90). Siguiendo una distribución log-normal (Fig. 4.15). Nuevamente, se escogieron 25 años para determinar TRR con una vida razonable para un pozo.

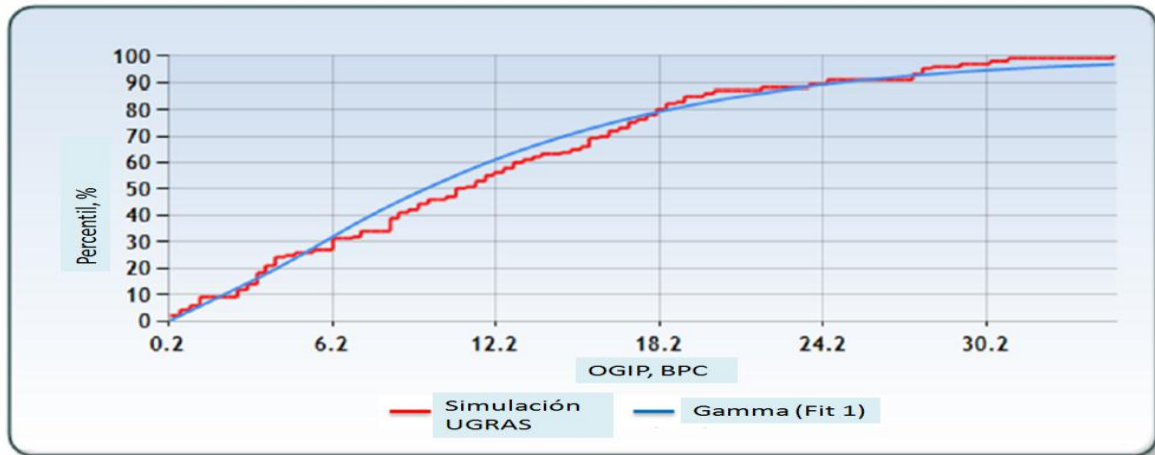


Fig. 14.15. OGIP para 147 acres en la ventana de gas de las Lutitas Eagle Ford.⁵

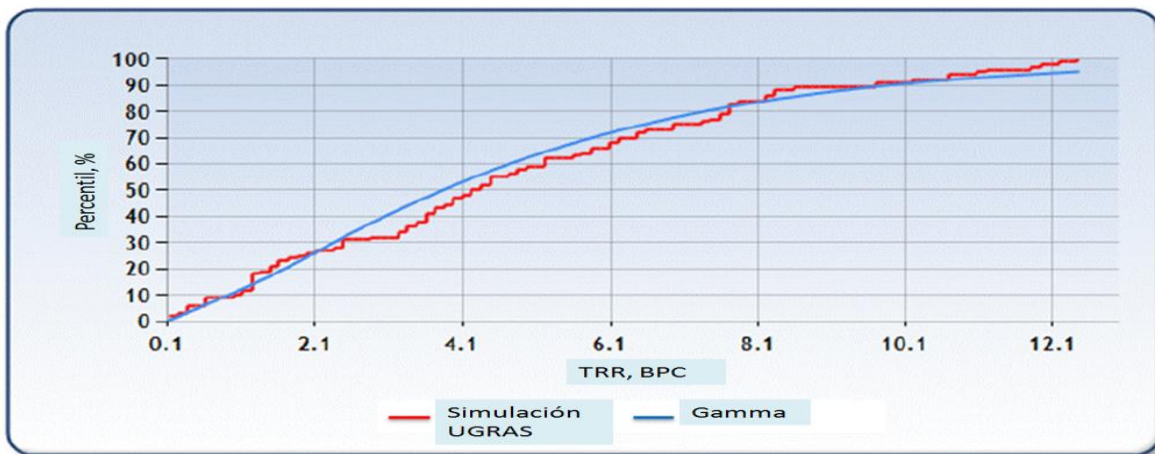


Fig. 4.16. TRR para 147 acres a 25 años de vida de la ventana de gas de las Lutitas Eagle Ford.⁵

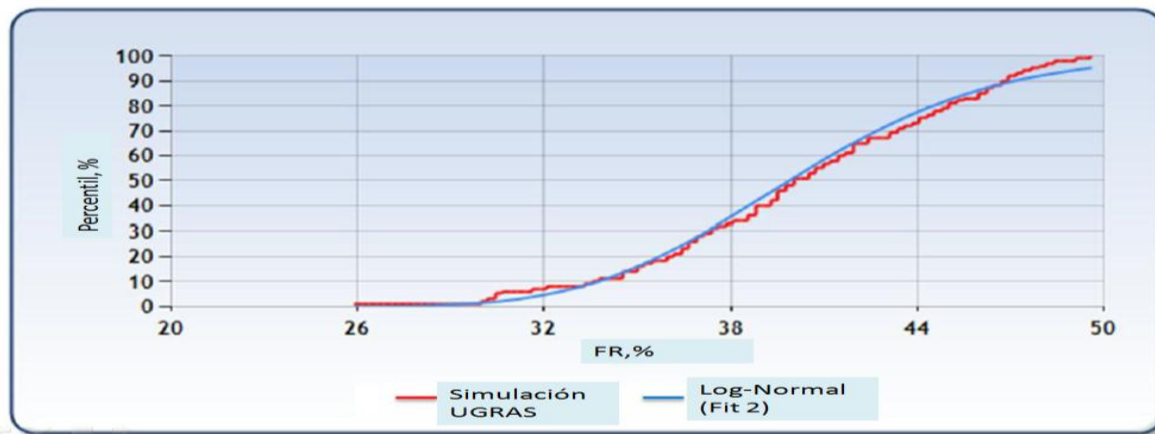


Fig. 4.17. Factor de Recuperación para 25 años de vida de la ventana de gas para las Lutitas Eagle Ford.⁵

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

La relación ERR/TRR en la porción de gas seco en las lutitas Eagle Ford por diferentes precios de gas y costos F&DC se muestran en la Fig. 4.18. Con un común costo F&DC de \$9 millones y el precio del gas de \$4.0/MPC, únicamente una fracción muy pequeña de TRR en la porción de gas seco es económicamente recuperable. Es claro que la porción de gas seco en la formación Eagle Ford, cualquiera de dos (1) mejoras tecnológicas para (a) incrementa el promedio de la recuperación del pozo o (b) decrezcan los costos de los pozos, o (2) suba el precio del gas se requiere para producir económicamente la gran cantidad de gas natural de la porción de gas seco en Eagle Ford.

El entorno económico, observa virtualmente que todo lo concerniente a la perforación (aparte de la superficie explotada) se produce en la ventana de gas y condensado o en la ventana de aceite en Eagle Ford (Ver Fig. 4.12). Adicionalmente la producción de líquidos del gas natural producido significativamente mejoran el promedio del precio del producto y la confiabilidad económica de estos pozos. En adición, el gas y condensado y la porción de Eagle Ford son menos profundas que la porción de gas seco, por lo tanto, los costos de perforación son menores en la porción del play menos profunda.

En la ventana de gas seco, la producción estimada en promedio se estima sea de 3 millones de acres. Se asume un promedio de espaciamento de 147 acres, 20,000 pozos podrían ser perforados en la porción de gas seco de Eagle Ford. Por lo tanto, el potencial de los recursos de la ventana de gas seco es de 208 TPC de OGIP (P50) y 82 TPC de TRR (P50) (Tabla 4.8). El valor de ERR es función del precio del gas en el futuro. Actualmente el precio del gas es cercano a \$4/MPC o menos, lo cual significa que muchos de estos pozos no podrán ser económicos. Sin embargo, la industria está trabajando para incrementar la demanda del gas natural, con lo cual podría incrementa el costo del gas. Como tal, mucho del TRR podría ser recuperado siempre que incremente el costo del gas al punto donde sea posible la perforación.

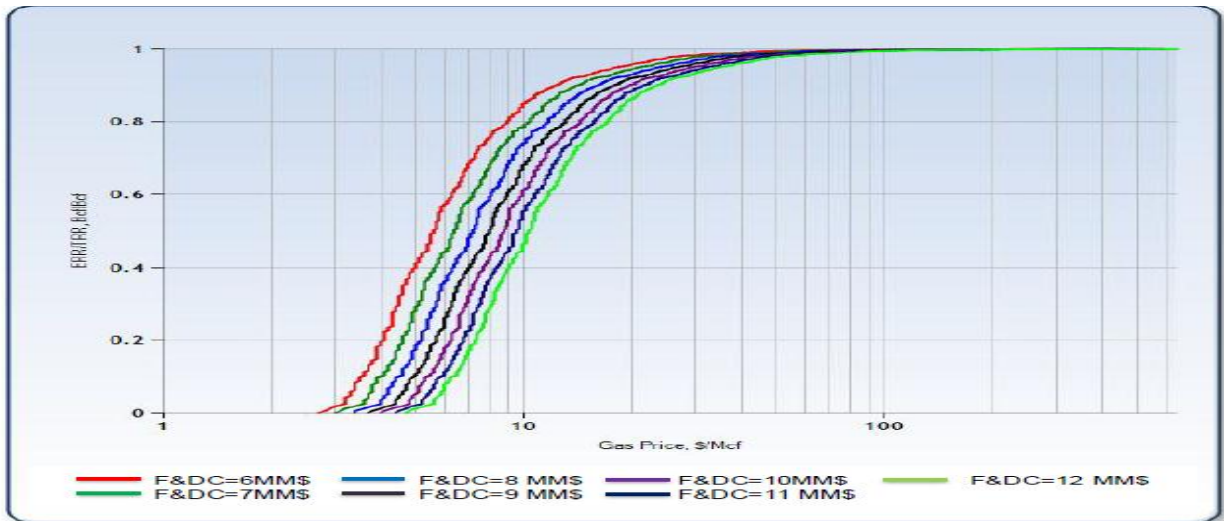


Fig. 4.18. Proporción de ERR a TRR en función del Precio del Gas y F/DC para la ventana de gas de las Lutitas Eagle Ford.⁵

Categoría	P10	P50	P90
OGIP, TPC	48	208	480
TRR, TPC	20	82	184

Tabla 4.8. Potencial del recurso para la ventana de gas seco en el Play Eagle Ford.⁵

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Comparación de las Lutitas Barnett y Eagle Ford. La porción de las Lutitas de Eagle Ford en la ventana de gas seco tienen más TRR que los pozos en Barnett, primero porque la presión del yacimiento es mayor, segundo lugar, parece que los operadores generalmente perforan longitudes laterales con más estaciones y utilizan fluidos y volúmenes propagadores pro estación de tratamientos de fracturamiento hidráulico bombeados en los pozos de gas seco de Eagle Ford (por lo tanto, se asume el espaciamiento de 147 acres/pozo para la ventana de gas de Eagle Ford contra 110 acres/pozo para Barnett). Estas dos razones son más propensas a tener un impacto mayor en la diferencia de TRR que diferencias en propiedades petrofísicas entre cuencas (Baihy et al. 2010).

La Tabla 4.9 se lista una oportunidad para incrementar ERR en ambas ventanas de lutitas gasíferas Barnett y Eagle Ford por incrementar los costos de gas y/o decrezcan los costos F&DC. Por instancias, decrecer los costos F&DC a 2 MM\$/pozo, 50% de TRR podría ser recuperado económicamente para las Lutitas Barnett a un costo de \$3.8/MCP. Si el precio del gas incrementa a \$5.2/MPC, 25% de TRR podría ser económicamente recuperado en Eagle Ford en la ventana de gas a un costo de F&DC de 9MM\$/pozo.

La tecnología y las herramientas pueden ser utilizadas en la evaluación tecnológica y en la recuperación económica de los recursos en los plays de lutitas. Sin embargo, es importante reconocer las suposiciones y las incertidumbres inherentes en los resultados presentados. Primero, se asumen una vida de pozo de 25 años para el cálculo de TRR y obstáculos económicos de IRR>20% y pagos en un tiempo <5 años para calcular ERR. Mientras se utilicen estos criterios razonables y valores similares los cuales son utilizados por muchos operadores e inversionistas en plays de gas de lutitas, reconocemos que otros operadores pueden usar diferentes criterios y, así, pueden obtener resultados diferentes.

	Lutitas Barnett		Ventana de Gas de Eagle Ford	
ERR/TRR %	Costos F&DC, MMUSD/MPC	Precio del Gas USD/MPC	Costos F&DC, MMUSD/MPC	Precio del Gas USD/MPC
75	1	3.1	6	8
75	2	5.1	7	9
75	3	7.1	8	10
75	4	9.5	9	10.3
75	5	11	10	10.6
75	6	13	11	11
50	1	2.3	6	5.5
50	2	3.8	7	6
50	3	5.0	8	7
50	4	6.1	9	7.2
50	5	7.9	10	8.1
50	6	9.0	11	9
25	1	1.8	6	4
25	2	2.3	7	4.1
25	3	3.0	8	5
25	4	4.0	9	5.2
25	5	4.3	10	6
25	6	5.2	11	6.3

Tabla 4. 9. Oportunidades para incrementar la relación ERR/TRR.⁵

4.9 Análisis económico de pozos horizontales

Se realizó el análisis económico para un pozo horizontal estimulado en el condado de Wayne, con el objetivo de determinar que costos de perforación y terminación podrían tener y de esta manera calcular ganancias aproximadas después del pago de impuestos en tres y cinco años, para precios de \$2.00 USD/MPC y \$3.50 USD/MPC. El análisis mostro que se requiere un precio del gas de \$3.50 USD/MPC para pagar una inversión de no más de \$687,000 USD en cinco años con una tasa de retorno del 20%.

El dato fue generado usando un modelo de descuento de flujo de caja desarrollado específicamente para los pozos del Lutitas Devonian y se resumen en la **Tabla 4.10**. Se realizó también el análisis para determinar si dos pozos verticales podrían competir con un pozo horizontal de 610 m. Se predijo que el pozo horizontal tendría un tiempo más corto de pago y grandes ganancias después del pago de impuestos, superiores a las de los dos pozos verticales a cualquier precio del gas; estos datos están resumidos en la **Tabla 4.11**. También se realizó el análisis para un pozo estimulado en Meigs, en este caso el aspecto económico no fue tan favorable para el pozo horizontal de 610 m, con una inversión de no más de \$255,999 USD, que podrían requerirse para el pago de un pozo en cinco años a un precio del gas de \$3.50 USD/MPC; esta información esta resumida en la **Tabla 4.12**. Nuevamente, se obtuvo que para un pozo horizontal el tiempo de pago sea corto y grandes ganancias después del pago de impuestos, por encima de lo calculado para dos pozos verticales en el condado de Meigs, para cualquier precio del gas. Estos datos están resumidos en la Tabla 4.13.

		20 Años de producción (MMPC)	Ganancias antes de Impuestos en 20 años (1986K\$)	Costo de perforación y Terminación (1986K\$)
Caso No. 1		835	467	207
Precio del gas	\$2.00 USD/MPC			
Tiempo de pago	3 años			
Tasa de retorno	0.2			
Caso No. 2		835	376	326
Precio del gas	\$2.00 USD/MPC			
Tiempo de pago	5 años			
Tasa de retorno	0.2			
Caso No. 3		835	855	397
Precio del gas	\$3.00 USD/MPC			
Tiempo de pago	3 años			
Tasa de retorno	0.2			

Tabla.4.10. Analisis económico de un pozo horizontal en el condado de Wayne.⁶

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Precio del Gas (\$/MPC)	Antes del pago de impuestos		Tiempo de pago	
	2 Verticales	1 Horizontal	2 Verticales	1 Horizontal
2	-78	157	--	12
2.5	-14	333	--	8
3	51	510	15	6.5
3.5	116	687	10.5	5.5
4	180	863	9	5
4.5	245	1040	8	4.6
5	310	1217	7.4	4
5.5	374	1394	7	3.4
6	439	1570	6.6	3
6.5	504	1747	6	2.5
7	568	1924	5.5	2.2
7.5	633	2102	5.2	1.8
8	698	2277	4.5	1.4
8.5	762	2454	4	1.2
Costos asumidos de perforación y terminación				
\$ 133,000 Pozo Vertical				
\$657,000 Pozo Horizontal a 610m, incluyendo la sección Vertical				

Tabla.4.11. Analisis económico de un pozo horizontal contra dos verticales en el condado de Wayne⁶.

		20 Años de producción (MMPC)	Ganancias antes de Impuestos en 20 años (1986K\$)	Costo de perforación y Terminación (1986K\$)
Caso No. 1		571	253	90
Precio del gas	\$2.00 USD/MPC			
Tiempo de pago	3 años			
Tasa de retorno	0.2			
Caso No. 2		571	606	108
Precio del gas	\$2.00 USD/MPC			
Tiempo de pago	5 años			
Tasa de retorno	0.2			
Caso No. 3		571	540	225
Precio del gas	\$3.00 USD/MPC			
Tiempo de pago	3 años			
Tasa de retorno	0.2			

Tabla.4.12. Analisis económico de un pozo horizontal en el condado de Meigs⁶.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Precio del Gas (\$/MPC)	Antes del pago de impuestos		Tiempo de pago	
	2 Verticales	1 Horizontal	2 Verticales	1 Horizontal
2	-103	-38	--	--
2.5	-69	82	--	17
3	-34	203	--	13
3.5	0	324	--	11.5
4	35	445	16.8	9
4.5	69	566	14	8
5	103	687	12.6	7.5
5.5	138	808	10.5	7
6	172	929	9.5	6.5
6.5	207	1050	8.6	6
7	241	1170	5	5.8
7.5	276	1291	7.4	5
8	310	1412	6.8	4.8
8.5	345	1533	6.3	4.5
Costos asumidos de perforación y terminación				
\$ 133,000 Pozo Vertical				
\$657,000 Pozo Horizontal a 610m, incluyendo la sección Vertical				

Tabla 4. 13. Análisis económico de un pozo horizontal contra dos verticales en el condado de Meigs⁶.

Lo anterior demuestra de manera contundente la ventaja que tiene el uso de pozos horizontales sobre los pozos verticales; de ahí la proliferación de estos en el desarrollo de los campos de gas en lutitas en los últimos años, se ha convertido en la técnica más viable para la explotación de estos yacimientos.

Referencias

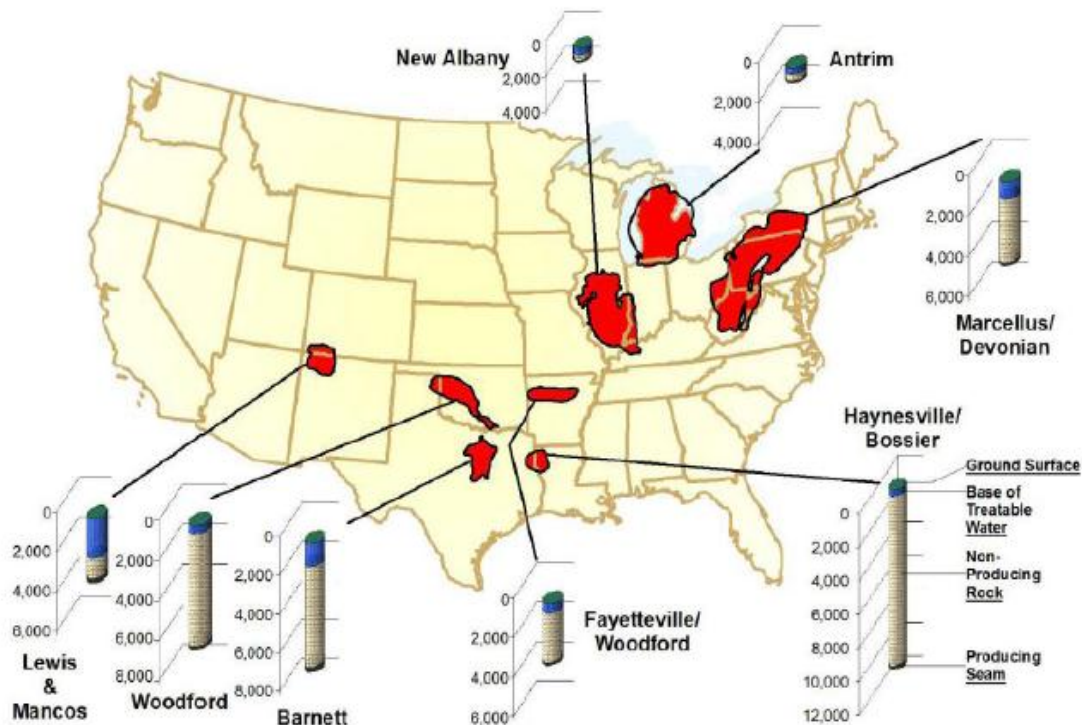
1. HusamAdDeen S. Madani, SPE, Saudi Aramco; Dr. Stephen Holditch, SPE, Texas A&M University, "A Methodology to Determine both the Technically Recoverable Resource and the economically Recoverable Resource in an Unconventional Gas Play", SPE 141368, Bahrain, 25-28 de Septiembre 2011.
2. HusamAdDeen S. Madani, SPE, Saudi Aramco; Dr. Stephen Holditch, SPE, Texas A&M University "Global Unconventional Gas-It Is There, But Is It Profitable?"
3. Salman A. Mengal and R:A. Wattenbarger, Texas A&M University, "Accounting For Adsorbed Gas in Shale Gas Reservoir", SPE 141085, September 2011.
4. Vivian K. Bust, SPE, Azlan A Majid, SPE, Joshua U. Oletu, SPE, and Paul F. Worthington, SPE, Gaffney, Cline & Associates, "The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions", ITPC 14631, Tailandia 7-9 February 2012.
5. Z. Dong, SPE, S. A. Holditch, SPE, D. A. McVay, SPE, Texas A&M University, "Resource evaluation for Shale Gas Reservoir", SPE 152066, USA, 6-8 February 2012.
6. Saradji B. S., "Recovery efficiency Aspects of Horizontal Well Drilling in Devonian Shale", S.P. Salamy, SPE/DOE 16411, E.U.A. 1987.

5. Riesgos Ambientales y Regulación

Recientemente el gas de Lutitas ha recibido una especial atención ya que es un potencial negativo en el impacto en su desarrollo en el medioambiente de las comunidades, como son la contaminación del agua, contaminación del aire y sismos que han sido asociado con las actividades de la extracción de gas de lutita. A través del entendimiento de las técnicas utilizadas para la extracción de gas y el almacenaje que son la llave para prevención del daño al medioambiente.

5.1 Contaminación de acuíferos superficiales

Una expresión frecuente concerniente a el desarrollo de las Lutitas gasíferas es que la operación de fracturamiento hidráulico a la profundidad de la formación de las Lutitas podría crear fracturas que se extienden hasta acuíferos superficiales, permitiendo la migración de metano, la contaminación ocurre en la formación de agua y los fluidos de fracturamiento migran hacia el acuífero de uso humano. Aunque los yacimientos se encuentran a una profundidad considerable lejos del alcance del agua de uso humano con la notable excepción de las Lutitas poco profundas de Antrim y Albany, que contaminaron un acuífero separado a unos miles de pies del yacimiento más grandes de los Estados Unidos (ver Figura 5.1).



Source: GWPC

Fig. 5.1. Acuíferos asociados a las Lutitas Gasíferas¹.

La contaminación de una fuente subterránea de agua para consumo humano se crea por las fracturas hechas por el fracturamiento hidráulico, la contaminación del acuífero asociado con las Lutitas Antrim y New Albany pueden haber sido causada por las hidrofracturas que se propagaron varios miles de pies más allá de los límites de la formación objetivo a través de muchas capas de roca, esto se puede evitar con un buen diseño de fracturamiento; ejemplo de ello son las Lutitas Marcellus que recorren parte de Nueva York a través de Pensilvania, sur de Virginia y partes de Ohio con una profundidad de 4,000 a 8,500 pies de la superficie. La profundidad de las fuentes subterráneas de agua para uso humano en esta región a la profundidad de unos 850 pies de la superficie. Los geólogos estiman que hay cerca de una milla de rocas entre el yacimiento de gas natural y el acuífero, incluyendo nueve capas de Lutitas impermeables, cada una de las cuales actúa como una barrera vertical a la propagación de las fracturas naturales y artificiales².

Como se mencionó anteriormente, el monitoreo sísmico es una herramienta esencial para el aseguramiento del fracturamiento hidráulico induce actividad microsismos únicamente dentro del yacimientos de gas de Lutitas. Únicamente cerca de 3% de los 75,000 fracturamientos hidráulicos conducidos en los Estados Unidos en el 2009 son monitoreados sísmicamente. La confianza pública en la salvaguardo del fracturamiento hidráulico debería ser mejorado para más monitoreo microsísmico y diseminando al público con los resultados.

El fracaso de la cementación o alrededor de la tubería del pozo posee un gran riesgo a las fuentes de agua. El espacio anular es un sello para el gas natural, los fluidos del fracturamiento y la contaminación del agua de formación altamente concentrada de sólidos disueltos, además de la comunicación directa tanto del pozo como la del yacimiento, del acuífero de consumo humano y las capas de roca entre ellas. Por ejemplo en 2007, un pozo que se perforo casi a 4,000 pies dentro de la formación de arenas consolidadas Bainbrige, Ohio no proporciono un sello en la cementación, permitiendo que el gas de la capa de Lutitas por encima de la formación objetivo de arenas, viajara a través del espacio anular dentro de una fuente subterránea de consumo humano. El metano eventualmente creó una explosión en el sótano de una residencia que alerto al estado.

Existe una variedad de herramientas para ayudar a producir y regular al mínimo los riesgos de una cementación y fallas de tubería. La American Petroleum Institute (API) desarrollo y actualiza estándares y “recomienda practicas” para la exploración y explotación de aceite y gas. Muchas regulaciones de los estados requieren de tubería de acero y cemento para la construcción del pozo para el aceite y gas de acuerdo a los estándares del API u otras instituciones. Frecuentemente el monitoreo y las pruebas también permiten producir y regular el chequeo de la integridad de la tubería y el trabajo de cementación. Muchos estado requieren que para la operación de perforación una prueba de cementación logarítmica, que mida la calidad de la cementación de la tubería y la formación cementada. Asegurando que la prueba se conduce y van de acuerdo con las regulaciones requeridas por el estado donde actualmente son voluntarias, es esencial la prevención de accidentes como ocurrió en Bainbridge.

5.2 Reventones

Recientemente los reventones de los pozos en Pensilvania y el Sur de Virginia durante las operaciones de perforación en las Lutitas Marcellus, se conjugaron con los recientes reventones costa afuera y derrames en el Golfo de México, con los riesgos públicos asociados a la perforación dentro de zonas altamente presurizadas de hidrocarburos e introducir fluidos presurizados durante el fracturamiento hidráulico. Los operadores en Pensilvania reportaron que el reventón ocurrió por el preventor de reventones se probó inadecuado para el manejo anticipado de presión alta. En el sur de Virginia, los perforadores reportaron que se encontró una inexplicable bolsa de gas metano en una mina abandonada de carbón cercana a unos 1,000 pies bajo la superficie y un preventor de reventones no había sido instalado todavía^{3,6}.

La preocupación que causaron los desastres hizo la necesidad de recaudar información correcta acerca de sub-superficie y del aseguramiento de la preparación que el personal necesita para la perforación para las inusuales e inexplicables situaciones, incluidos los reventones. Incluso si perforación y la construcción del pozo son llevadas del todo con las regulaciones locales, estatales y federales, y la mejora de las prácticas industriales son seguidas, muchas de las decisiones durante la perforación y fracturamiento pudieran ser individuales; la preparación y la experiencia, junto con el esfuerzo de regulaciones rigurosas y la adaptación de la mejora de la práctica de la industria son críticas para la protección del público y del medio ambiente.

5.3 Riesgos sísmicos

Otro riesgo de la sub-superficie que ha recibido atención recientemente es la posibilidad que la perforación y fracturamiento hidráulico de Lutitas gasíferas podría ser una causa de los sismos de baja intensidad. En el 2008 y 2009, el pueblo de Cleburne, Texas, experimento un grupo pequeño de sismos débiles de una magnitud de 3.3 en escala Richter. Desde que el pueblo adquirió un registro sísmico se obtuvo la lectura de un sismo en 142 años de historia, algunos residentes se preguntaron si el reciente incremento en la actividad local de perforación de las Lutitas Barnett sea la responsable. Un estudio por sismólogos con la Universidad de Texas y la Universidad Southern Methodist, encontraron no conclusivo una relación del fracturamiento hidráulico y los sismos pero indicaron que el desperdicio de agua para la operación de gas dentro de numerosos depósitos salinos en el pozo que son operados en la vecindad podrían haber sido la causa de la actividad sísmica. Acabados 200 pozos que existen en las Lutitas Barnett y son el significado preferente del desperdicio del agua para las áreas de operación.

Mientras que el proceso fracturamiento hidráulico crea un gran número de eventos micro-sísmicos, o micro-terremotos, la magnitud de estos es generalmente pequeña para ser detectados en la superficie. El más grande de los micro-sismos tiene una magnitud de cerca de -1.6. Un terremoto de este tamaño representa menos de una centésima de pulgada, cerca del espesor un cabello humano. El número es extremadamente pequeño para un terremoto (menos que una magnitud cercana a -2.8) y no puede ser detectada por ser tan pequeña^{1,4,6}.

La inyección de fluidos subterráneamente es una parte integral no únicamente para el fracturamiento hidráulico, pero el desperdicio de agua deposicional en pozos de inyección, algunos proyectos de energía geotérmica y secuestro de dióxido de carbono. La discusión del monitoreo sísmico del fracturamiento hidráulico es crítica y se necesita para mejorar el entendimiento de cómo podría ser la inyección subterránea para altas magnitudes en la actividad sísmica.

5.4 Agua superficial y Sólidos Contaminantes

Las cantidades de químicos que se tienen que almacenar durante la perforación y el volumen de líquidos desperdiciados y sólidos que se producen, es importante tomar atención a estos materiales no contaminen el agua superficial y sólidos durante su transporte, almacén y deposición.

Los fluidos que se ocupan para el fracturamiento hidráulico (slickwater) comúnmente son más del 98% de agua fresca y arena, y el resto se puede mejorar químicamente la efectividad del tratamiento, tanto como el espesor y la fricción se reducen, además de la protección de la tubería, también se inhibe la corrosión y los bióxidos. Estos fluidos son diseñados por compañías de servicio para cada fracturamiento en particular. En el año 2009 se examinaron a seis compañías y 12 químicos proporcionados por el Departamento de Conservación Ambiental del estado de Nueva York revisaron la lista de 200 aditivos químicos que las compañías podrían utilizar para el fracturamiento hidráulico.

Debido a que los fluidos en cada tratamiento de fracturamiento deben de contener diferentes modulaciones de químicos y porque estos químicos podrían ser peligrosos en concentraciones altas, se reveló al público que los químicos utilizados durante el fracturamiento hidráulico necesitan de normas regulatorias por agencias gubernamentales, médicos y ciudadanos que conduzcan y sean testigos y respondan apropiadamente a posibles exposiciones a contaminación^{1,5}.

Los químicos son utilizados en el fracturamiento y son almacenados generalmente en el lugar donde se está perforando en tanques de almacenamiento antes de ser mezclados con agua en la preparación para trabajos de fracturamiento. La compañía Emergency Planning and Community Right to Know Act of 1986 (EPCRA), envió Material Safety Data Sheets (MSDSs) una lista de propiedades y efectos a la salud del almacenamiento de químicos en cantidades de más de 10,000 libras, se declaró que los químicos almacenados en cantidades pequeñas cantidades no es actualmente requerida por la ley, y acceso a MSDSs puede ser a menudo limitada. Se han hecho esfuerzos para el conocimiento público de algunos químicos dañinos a la salud y medioambienteun; el Senador John Kerry (D-MA) y Joe Lieberman (I-CT) autorizaron en mayo del 2010 algunas modificaciones a EPCRA para revelar algunos químicos que se utilizan en el fracturamiento hidráulico y son dañinos a la salud y medio ambiente en sitios web.

Después de cada fracturamiento organizado, el fluido de fracturamiento, además de la presencia de agua originalmente de la formación de Lutitas, es de flujo de retorno(flow back) a través del pozo a la superficie. El Flowback y el agua producida durante la vida del pozo puede contener naturalmente agua de la formación que contiene millones de partículas radioactivas (NORM) y otros contaminantes incluyendo arsénico, benceno y mercurio. El periodo común del “flowback” dura unas horas a la semana, aunque algunas veces puede seguir produciéndose durante varios meses junto con el gas. En

las Lutitas Marcellus, aproximadamente el 25% de agua que se inyecta para el fracturamiento hidráulico se produjo durante el flowback.

El agua del flowback se trata de diferente forma en diferentes estados. En las Lutitas Barnett, Fayetteville, Haynesville, Woodford, Antrim y New Albany, el método de desecho primario fue la inyección dentro de acuíferos salados subterráneos, como son los de la Caliza Ellenberger que es subyacente a la formación Barnett. Mientras que la inyección es regulada a niveles federales dentro de Safe Drinking Water Act (SDWA), es vital un adecuado desecho del agua proveniente del fracturamiento hidráulico en las lutitas gasíferas.^{3,6}

Actualmente las facilidades del tratamiento del agua de desecho en las Lutitas Marcellus son insuficientes en el manejo de los volúmenes del fluido que podría ser producidos con en el desarrollo de las Lutitas gasíferas incrementa significativamente, en adición no hay muchos diseños del manejo de altas salinidades en el agua producida por la perforación que algunas veces son desechadas en la superficie como en los ríos y arroyos.

En el 2008 y en el 2009 hubo un significativo repunte en el nivel del total de sólidos disueltos (TDS) en el Río Monongahela de Pensilvania, que es fuente de agua potable de cerca de 350. 000 personas. El flowback contiene grandes cantidades de sólidos totales disueltos (TDS), y los fluidos de la perforación constituyen cerca de 20% del agua de desecho se trata con facilidades, el departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (Pennsylvania Department Environmental Protection, PADEP) ordeno la restricción a estas facilidades para el agua de desecho de la perforación. PADEP reporto que los niveles de TDS, que también pueden ser influenciado por el abandono de un drenaje de una mina y las descargas de la industria de plantas de tratamiento de aguas residuales, exceden a los estándares dos veces más en el 2009.

La opción sería limitar la inyección subterránea de agua producida durante el flow back y el tratamiento y descarga en las Lutitas Marcellus, serias investigaciones en avances de tecnologías de tratamiento que permiten a las compañías reutilizar el agua de las operaciones de fracturamiento. Como el compromiso del flowback es de únicamente el 25% del agua de inyección dentro del pozo en Marcellus, el agua tratada del flowback puede ser diluida con agua fresca y ser re-inyectada. Reciclar minimiza la cantidad agua utilizada por el fracturamiento y reducir la disposición de ella. Varios procesos del tratamiento de agua son actualmente investigados, lo cual podrían ser un potencial para el uso a gran escala y tener un impacto significado en este problema.

Finalmente una de los aspectos problemáticos del manejo del agua del flowback es el almacenamiento temporal y transporte de estos fluidos previo al tratamiento al desecho. En muchos casos, muchos fluidos pueden ser almacenados con recubrimiento o sin recubrimiento para evitar la evaporación en las minas. Incluso si el agua producida no es filtrada directamente de sólidos, una lluvia pesada puede causar que una mina se inunde y cree contaminación. El almacenamiento del agua producida se puede encerrar en tanques de acero, una práctica antigua que es de ahora es utilizada en algunos pozos, podría ser reducir el riesgo de contaminación para su reutilización.

En adición, los equipos utilizados para mover los fluidos entre el tanque de almacenamiento o mina y la cabeza del pozo deben ser los más monitoreados y probados regularmente para prevención de derrames y tener más precaución mientras se transporta el agua de producción para ser inyectada o tratada, si es por tubería o por camiones. En mayo del 2009, PADEP descubrió que dos conjuntos de tuberías tuvieron escapes los cuales llevaban agua de desecho dentro de Cross Creek, causando la muerte de algunos peces e invertebrados. Los recursos y el dueño de los pozos fueron multados por esta violación a los estatutos del medioambiente de Pensilvania.

5.5 Otros Impactos Superficiales

Las operaciones de perforación requieren de un significativo desarrollo superficial, adicionalmente al pozo mismo, las carreteras pueden ser necesarias por ende su construcción construidas y el reunir además la instalación de infraestructura para traer el gas natural desde la cabeza del pozo a las líneas de descarga, esto puede requerir el desarrollo de algunos acres de tierra. El total de la tierra utilizada puede ser reducida para multiplicar la perforación de pozos para un pozo en particular, como es en áreas de abrupta topografía o sensibilidad ambiental. Las decisiones del uso de la tierra afecta desde hacendados, vecindarios y comunidades circundantes, produciendo la necesidad a evaluar la necesidad de cada una de las partes interesadas e incluyendo la limpieza y hacer cumplir las estrategias de remediación para asegurar al mínimo el impacto y el máximo la restauración de la tierra asociada con la producción de gas natural.

Los camiones utilizados para transportar el equipo, los ingredientes del fracturamiento hidráulico y el agua para el pozo, los anillos de perforación, compresores y las bombas todos emiten aire contaminante incluyendo dióxido de carbón, nitrógeno y óxidos de sulfuro (NO_x y SO_x) y partículas madre. Los compuestos orgánicos volátiles (VOCs) y otros contaminantes asociados al gas natural y fluidos de fracturamiento pueden estar en contacto con el aire y haber evaporación en las minas. Adicionalmente, el gas natural, del cual el metano es el principal componente, que es un potente gas de efecto invernadero más que el dióxido de carbono y podría representar una significativa fuente de emisiones durante los procesos de producción.

Muchas tecnologías y prácticas a reducir la ventilación y las fugas durante la producción de gas el transporte han sido compiladas por el programa U. S. EPA's Natural Gas STAR. La emisión de gases que contribuye a la contaminación del aire local, los riesgos de salud pública y los cambios climáticos pueden ser reducidos por el control de tecnologías viables, mejorando el monitoreo y la producción más eficiente (Los impactos del desarrollo ambiental con la calidad del aire es el foco de futuras reuniones del Natural Gas and Sustainable Energy Initiative)^{1,4,6}.

Incluso comparando con la perforación, que podría utilizar un millón de galones de agua por pozo, fracturamiento hidráulico es producida intensivamente, requiriendo entre 2 y 8 millones de galones por pozo fracturado. En las Lutitas Barnett, por ejemplo, un promedio de 3 millones de galones de agua utilizados por pozo, la gran mayoría utilizada en el fracturamiento hidráulico.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

Algunas regulaciones obligatorias del uso del agua deben de rendir cuentas del área local hidrológica y la competencia del uso del agua en el área. Los operadores y las regulaciones tienen que trabajar en conjunto con la exploración de oportunidades para reducir el uso del agua así como el reciclaje del agua de producción. La reutilización de los fluidos de fracturamiento podría reducir las demandas de fuentes locales de agua. Pudiendo dar un paso hacia adelante también tomar para utilizar el excedente de agua a un punto óptimo estacional de empate y para intentar el uso de menos agua durante la operación de fracturamiento hidráulico (slickwater) (El agua requerida para el desarrollo de gas natural es el foco de futuras reuniones del Natural Gas y Sustainable Energy Initiative).

Mientras que un pozo es perforado y terminado, los operadores generalmente trabajan durante varias semanas, perforando se generan cantidades significativas de contaminación por ruido, aunque el ruido puede reducirse a través de la construcción de barreras de sonido. El desarrollo del gas puede también afectar las comunidades menos tangible a los caminos. Mientras se estimula la economía local y la mejora del trabajo, el desarrollo del gas puede también tener la ventaja de incrementar el tráfico y esforzar grandemente los recursos públicos. Las operaciones deben de trabajar con las partes interesadas para minimizar el impacto del desarrollo de las actividades de gas en los recursos de una comunidad y la calidad de vida.

Las nuevas fuentes de gas de Lutitas pueden mejorar mucho los estados productores de EUA con un atractiva transición de combustible a una fuente baja de carbón con una de fuente de energía del todo renovable, mientras se mejoran los trabajos y genera apreciables ingresos, esta oportunidad puede no realizarse si no se poseen los riesgos ambientales por el desarrollo de las Lutitas gasíferas y sean dirigidas correctamente. El análisis sugiere que mientras el desarrollo de Lutitas gasíferas posea riesgos significativos al medioambiente incluyendo defectos en la construcción del pozo, reventones y contaminación sub-superficial tanto escapes y derrames de los fluidos de fracturamiento y de agua de desecho, la ayuda de las tecnologías y las mejoras prácticas existentes pueden ser de ayuda para el manejo de estos riesgos^{4,1}.

Las mejora de las prácticas actualmente son solicitadas por algunos productores en algunas locaciones, pero no por todos los productores en las locaciones. El esfuerzo de las regulaciones rigurosas es necesario para asegurar ensanchar la adopción de estas prácticas y así minimizar los riesgos ambientales. Adicionalmente, si se incrementa el desarrollo de las Lutitas gasíferas se abordara con responsabilidad, los riesgos acumulativos del desarrollo de pozos deberán ser considerados. Los estudios en desarrollo por Environmental Protection Agency y otros exámenes del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico irán del brazo con el estado y las leyes federales en las decisiones del mercado sobre la información crítica en los cuales servirán de base para regulaciones futuras.

Para el desarrollo y adoptar innovaciones para la mejora de las prácticas, la industria puede tomar un rol proactiva en la dirección de los riesgos ambientales con el desarrollo de las Lutitas gasíferas. La Houston Advanced Research Center y la Universidad de Texas A&M trabajan con compañías, organizaciones ambientales, universidades, laboratorios gubernamentales, el estado y agencias federales y otros para reducir los impactos ambientales por la perforación y la producción. El programa de Environmentally Friendly Exploration and Production enfoca una solución para reducir la huella de las actividades de la

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

perforación, asegurar el salvamento del transporte y los desechos de los fluidos de perforación y los recortes, el aire y la contaminación por ruido y minimizar otros riesgos al medioambiente.

Caja: Regulaciones Gubernamentales Actuales en el Ámbito del Desarrollo de Lutitas Gasíferas

La mayoría de las regulaciones de desarrollo de aceite y gas actualmente salen de los estados donde las regulaciones son un cargo del esfuerzo de las leyes estatales ambientales, las normas y regulaciones específicas de pozos de producción de aceite y gas. El desarrollo de normas y regulaciones de las agencias estatales como son Colorado Oil and Gas Conservation Commission, Texas Railroad Commission, o Pennsylvania Department of Environmental Protection gobiernan las especificaciones de la producción de gas, las cuales requieren que antes de producirse la perforación obtengan los permisos y requiere el aseguramiento del cumplimiento con las prácticas para el uso de la construcción del pozo, fracturamiento hidráulico, manejo de los desperdicios y la conexión a batería. Las regulaciones estatales también tratan con los tanques y las minas como pozos algunos químicos o derrames del agua de desecho.

Actualmente, esto significa variaciones en las normas particulares y regulaciones de estado a estado. Por ejemplo, en el 2009 se examinó 27 estados productores de gas, la Ground Water Protection Council (GWPC) encontró que 25 estados requieren de tubería superficial para aislar acuíferos profundos, 21 requieren de una revisión periódica de la cementación así mismo una cementación graficada logarítmicamente, 10 compañías requieren de una lista química o la presión utilizada para el fracturamiento hidráulico y ninguna compañía requirió estimar en una lista cuanto flowback obtienen después del fracturamiento hidráulico. La falta de información actualizada de las directrices la STRONGER (State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations) ha sido reexaminada de los programas desde 1999. Como la lista de los estados ha sido terminada inicialmente y el examen aprobó su viabilidad en el sitio web STRONGER (www.strongerinc.org).

Adicionalmente estas normas y regulaciones, algunas regulaciones federales ambientales también solicita el desarrollo de las Lutitas gasíferas. Por ejemplo, las regulaciones Clean Water Act de la contaminación del agua de lluvia y las descargas superficiales del agua de la perforación y en 1986 Emergency Planning and Community Right-to-Know Act (EPCRA) las compañías requieren publicar la seguridad del material se describan las propiedades y los efectos a la salud de algunos químicos almacenados en cantidades que exceden a las 10,000 libras. En algunos casos, los estados pueden obtener autoridad para forzar las leyes federales. La Safe Drinking Water Act (SDWA), que regulan la inyección subsuperficial de agua de desecho de los pozos de gas, aunque no del fracturamiento hidráulico, es un ejemplo de una ley federal que permite ser regulada por agencias que están por encima de la aplicación de la demostración que puede estar dentro de los mínimos de los estándares para la Environmental Protection Agency¹.

Las regulaciones rigurosas son un importante ingrediente para el aseguramiento ambiental y la protección del público. Dentro de las leyes actuales de EUA, algunos aspectos del desarrollo de las Lutitas gasíferas son regulados por Clean Water Act, la Clean Air Act y la Safe Drinking Water Act, pero las regulaciones de la perforación y el fracturamiento hidráulico los dictaminan por los estados, el nivel de la regulación capacidad y aplicación, como el pozo como las regulaciones ellos mismos las varían generalmente.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

El estado de Colorado recientemente revisa que las normas de aceite y el gas sean forzadas a proteger el medioambiente local. Las nuevas normas, que se realizaron el 1 de abril del 2009, después hubo un escándalo en la producción de gas grisú y las arenas compartimentalizadas fueron vinculadas al medioambiente y la salud pública como los pozos permitiendo el entorpecimiento. El gobernador Bill Ritter de Colorado ha discutido que el aseguramiento público de la creación de las normas fue un pre-requisito para la adopción de Colorado's 2010 Clean Air-Clean Jobs Act., el acta requiere la tasa regulada de las utilidades de Colorado para retirar o la energía de algunos 900 megawatts de las plantas de energía de quema de carbón, desplazándolos primordialmente con gas natural. Sin embargo, muchos productores independientes sienten que son excluidos de que fueron revendidos de los procesos de las múltiples partes interesadas (multi-stakeholder) y discutir Colorado Oil and Gas Conservation Commission no falle con las cantidades para el incremento de los costos de las nuevas normas que se impusieron, mientras que algunos ambientalistas sienten que la revisión no es suficiente¹.

Colorado es un ejemplo de que los demás estados deben perseguir sus propias reformas de sus propias regulaciones de aceite y gas. La Wyoming Oil and Gas Conservation Commission paso el nuevo paquete de las normas de perforación de aceite y gas en junio 8 del 2010. Estas normas hicieron que Wyoming fuera el primer estado que requirió operadores que revelaron la composición y concentración de el uso de los químicos en el fracturamiento hidráulico, otros estados productores de Lutitas deben seguir con este ejemplo.

Nueva York, un relativo recién llegado a la moderna industria del aceite y gas, ha sido el sitio de continuos debates sobre el futuro del desarrollo de los recursos estatales del gas en las Lutitas Marcellus. El New York Department of Environmental Conservation (NYSDEC) se encargo de actualizar las normas regulatorias de la perforación horizontal y el gran volumen de agua del fracturamiento hidráulico y fueron evaluados públicamente en un borrador llamado Supplemental Generic Environmental Impact Statement que se libelaron en septiembre del 2009. En el tiempo promedio, 10 cuentas relativas al desarrollo de Lutitas gasíferas, incluyendo la demora de 120 días después de la terminación y del estudio EPA's del fracturamiento hidráulico, hicieron camino en esta legislatura. En el vecindario de Pensilvania, donde se perforaron cerca de 564 pozos en las Lutitas Marcellus durante el primer semestre del 2010, el gobernador Ed Rendell dijo que es probable que exista una cuenta que demorara tres años en un nuevo arriendo de bosque del estado para la exploración de gas mientras se estudian los impactos ambientales¹.

Las experiencias de Colorado, Wyoming, Pensilvania y Nueva York ha demostrado que la presión pública por los descuidos de la industria de aceite y gas que los estados regulan pueden y deben ir hacia delante con sus estrategias para sus regulaciones. Si se produce responsabilidad en la producción, los recursos de las Lutitas gasíferas en los Estados Unidos podría jugar un rol central en el alza de la energía económica y baja en carbón. El gran alcance y la educación pública acerca del desarrollo de las Lutitas gasíferas son claramente necesarias a permitir requerir servicios de algunas partes interesadas en el desarrollo de Lutitas gasíferas para el trabajo junto con la efectividad de las tecnologías y la solución de las regulaciones del desarrollo de Lutitas gasíferas mientras se protege al medioambiente y al público interesado^{3,4,5}.

Referencias

1. G. M. S. Lucas, E. M. Moura, A. R. de Andrade, Baker Hughes incorporated; R. B. Z. L. Moreno, UNICAMP, "Understanding Unconventional Gas Reservoirs Damages", OTC 223421, Brasil, 4-6 de Octubre.
2. Mark Zoback, Saya Kitasei, Brad Copithorne, "Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development".
3. J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, and David Cornue, Consultants, "Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development", SPE 122931, USA, 4-7 Octubre 2009.
4. Y. Beaudoin, J.K. Serry, Blake, Cassels & Graydon, "Shale Gas Development in Canada: The Regulatory Framework", CSUG/SPE 138105, Canadá, 19-21 Octubre 2010.
5. S. L. Sakmar, Esq., University of San Francisco Law School, "Shale Gas Developments in North America: An Overview of the regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry", SPE 144279, USA, 14-16 Junio 2011.
6. Patrick Horner, P. Eng., Aqua Pure Ventures and Brent Halldorson, P. Eng., Fountain Quail Water Mgmt and James Slutz, SPE, Global Energy Strategies LLC, " Shale Gas Water Treatment Value Chain- A Review of Technologies, including Case Studies", SPOE 147264, USA, 30 October-2 November 2011.

Conclusiones

- El gas natural ocupará nuevos roles como combustible complementario a las fuentes renovables de energía, permitiendo la instalación y el desarrollo de las mismas, que son de generación intermitente.
- El gas no convencional actualmente en desarrollo aumentará las estimaciones de reservas globales de British Petroleum en 60%.
- El descubrimiento de nuevas reservas de gas de lutita en Estados Unidos es resultado de la aplicación de tecnologías de punta que puede “ser emplazada en otros lugares del mundo”. Como consecuencia de esto, las cifras del gas natural en Estados Unidos se transformaron en un muy corto período de tiempo. En México, tecnologías como Sísmica 3D está permitiendo la estimación de nuevas reservas prospectivas, junto con tecnologías de perforación que se han aplicado en campos de Estados Unidos tal es el caso del pozo Emergente-1, Habano-1, Nomada-1, Montañas-1 que se perforaron horizontalmente y con fracturamiento multiestacional. PEMEX ha estimado un potencial de gas de lutita de 150 a 459 MMMMPc.
- En México se considera que podrían existir condiciones favorables en las Provincias Geológicas de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, dentro de las formaciones La Casita/Pimienta, Agua Nueva y Eagle Ford; mientras que en las Cuencas Tampico-Misantla y Veracruz en la Formaciones Pimienta, Maltrata y Agua Nueva. El otorgamiento de recursos hasta por tres mil 133 millones de pesos aprobado por el Consejo Técnico del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos permitirá estimar los recursos prospectivos de shale gas/oil en México, a través de tecnología de punta, en un impulso sin precedentes a la investigación en este sector a nivel nacional, por la magnitud del impacto tecnológico y en inversión que significa el monto aprobado. Los trabajos de investigación y desarrollo de tecnología permitirán jerarquizar las áreas con recursos potenciales y se determinará si se trata de formaciones de aceite o gas, así como el diseño conceptual de la perforación y terminación de pozos, buscando tener el mínimo impacto ambiental y social, y la mayor rentabilidad.
- El cambio del sector energético en el escenario mundial exige investigaciones y metas de largo plazo para que haya certeza de que no faltará gas. Esa seguridad sólo es posible mediante investigaciones y desarrollo de tecnologías, de forma constante y permanente. Los avances en la tecnología para extraer gas de lutita y coal bed methane (metano de la capa de carbón o gas grisú) se aceleraron radicalmente y cambiaron el equilibrio de energía global más rápido de lo previsto. Thomas Skains, presidente de American Gas Association, señaló que las empresas de investigación independiente difundieron reportes que “ratifican que el potencial para los recursos de gas no convencional es verdaderamente enorme”. En México se está llevando a cabo investigación de los campos que son continuaciones de Eagle Ford, Haynesville y Wood Ford, con la instalación de **cinco laboratorios de campos (Nómada, Montañas, Biosfera, Imperio y Anhélido)** con una inversión promedio de 975 millones de dólares por laboratorio, los cuales se esperan contratar por adjudicación directa a partir de agosto de 2012, en un área total de 621 km².
- Los precios de comercialización del gas no convencional son bajos, dato que podría retrasar las decisiones de inversión en este sector. Lo sorprendente es que, a pesar de los precios, el gas no convencional es mucho más interesante que el gas convencional para las empresas. Existen las

probabilidades de hallar nuevas fuentes de gas no convencional en áreas como Europa central, Oriente Medio y el sudeste asiático, sitios donde hay grandes secuencias sedimentarias.

- Las necesidades encontradas de asegurar una provisión de energía económica, y la reducción de los efectos sobre el cambio climático, sabiendo que casi 70% de las emisiones de CO₂ están relacionadas con la generación de energía.
- Pese al rápido incremento del uso de las energías solares y eólicas, así como de los biocombustibles, estas fuentes de energía aún no alcanzan el 2% del total de la producción energética global, por lo que continuaremos dependiendo durante un largo período de tiempo del carbón y los combustibles fósiles que están en rápido crecimiento.
- Para 2020, la población mundial va a llegar a 8500 millones de habitantes, con un aumento del consumo de gas per cápita aportado principalmente por China, India, Brasil e Indonesia”, empresas como Gazprom que provee el 70% del gas que consume Europa será insuficiente.

Recomendaciones

- Aun siendo el gas de lutita un combustible del grupo de los hidrocarburos, se ha transformado también en una parte importante para la solución del problema del cambio climático, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, reemplazando en el mercado a otros combustibles con mayores emisiones de CO₂, y a través del uso de tecnologías mucho más eficientes (como turbinas de gas o celdas de combustible). Dependiendo de la calidad del combustible, la combustión del gas natural puede emitir hasta 25-30% menos de CO₂ que el petróleo y por lo menos hasta 40-50% menos que el carbón.
- El ingreso per cápita de los países emergentes, que hoy representan dos tercios de la economía mundial, y el hecho de que hay 1500 millones de personas que aún no tienen acceso a la energía eléctrica, permiten asegurar una creciente demanda de gas natural a largo plazo. En México la Conapo estima que 1.77% de los habitantes del total de hogares del país carece de energía eléctrica, lo cual es equivalente, según los datos del Censo, a 513 mil viviendas sin electricidad, la explotación de gas de lutita en México podría solucionar la demanda energética de este sector.
- Los temas políticos y geopolíticos pueden amenazar la continuidad del desarrollo económico óptimo de la industria de gas. Los acuerdos y las soluciones internacionales son necesarios para asegurar que las inversiones requeridas en lugares clave de la cadena de gas no sean retrasadas o impedidas.
- El gas en materia de normatividad no puede ser comparado con el aceite crudo ya que no hay parámetros de comparación, si se tratan de igual forma el gas de lutita no es rentable comparado con el aceite crudo.
- Las inversiones tienen que ser suficientes para garantizar el suministro a largo plazo a 25 años para tener una tasa de retorno aceptable.
- El potencial de la demanda de gas en Europa es inmenso, hay mercados para todo el mundo, Los contratos de largo plazo seguirán siendo básicos para el comercio de GNL en el futuro. Se requiere de una mayor flexibilidad en los contratos de GNL ayudará a asegurar que toda la industria siga creciendo y permanezca competitiva en función de precios.

Bibliografía

- G. M. S. Lucas, E. M. Moura, A. R. de Andrade, Baker Hughes incorporated; R. B. Z. L. Moreno, UNICAMP, "Understanding Unconventional Gas Reservoirs Damages", OTC 223421, Brasil, 4-6 de Octubre.
- Mark Zoback, Saya Kitasei, Brad Copithorne, "Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development".
- J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, and David Cornue, Consultants, "Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development", SPE 122931, USA, 4-7 Octubre 2009.
- Y. Beaudoin, J.K. Serry, Blake, Cassels & Graydon, "Shale Gas Development in Canada: The Regulatory Framework", CSUG/SPE 138105, Canadá, 19-21 Octubre 2010.
- S. L. Sakmar, Esq., University of San Francisco Law School, "Shale Gas Developments in North America: An Overview of the regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry", SPE 144279, USA, 14-16 Junio 2011.
- Patrick Horner, P. Eng., Aqua Pure Ventures and Brent Halldorson, P. Eng., Fountain Quail Water Mgmt and James Slutz, SPE, Global Energy Strategies LLC, "Shale Gas Water Treatment Value Chain- A Review of Technologies, including Case Studies", SPOE 147264, USA, 30 October-2 November 2011.
- HusamAdDeen S. Madani, SPE, Saudi Aramco; Dr. Stephen Holditch, SPE, Texas A&M University, "A Methodology to Determine both the Technically Recoverable Resource and the economically Recoverable Resource in an Unconventional Gas Play", SPE 141368, Bahrain, 25-28 de Septiembre 2011.
- HusamAdDeen S. Madani, SPE, Saudi Aramco; Dr. Stephen Holditch, SPE, Texas A&M University "Global Unconventional Gas-It Is There, But Is It Profitable?"
- Vivian K. Bust, SPE, Azlan A Majid, SPE, Joshua U. Oletu, SPE, and Paul F. Worthington, SPE, Gaffney, Cline & Associates, "The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions", ITPC 14631, Tailandia 7-9 February 2012.
- Z. Dong, SPE, S. A. Holditch, SPE, D. A. McVay, SPE, Texas A&M University, "Resource evaluation for Shale Gas Reservoir", SPE 152066, USA, 6-8 February 2012.
- Saradji B. S., "Recovery efficiency Aspects of Horizontal Well Drilling in Devonian Shale", S.P. Salamy, SPE/DOE 16411, E.U.A. 1987.
- Claudia J. Hackbarth, Shell Exploration and Production Co., Danny Soo and Navpreet Singh, Shell china exploration and Production Co. Ltd., "Sichuan Basin Shale Gas, China: Exploring the Lower Silurian Longmaxi Shale", IPTC 14487, Tailandia, 7-9 Febrero 2012.
- Christopher J. Schenk, U. S: Geological Survey, "Potential Unconventional Oil and Gas Resource Accumulations, Onshore Thailand", ITPC 14922, Tailandia, 15-17 Noviembre 2011.
- A.N. Martin and R. Eid, Baker Hughes, "The Potential Pitfalls of Using North American Tight and Shale Gas Development Techniques in the North African and Middle Eastern Environments", SPE 141104, Bahrain, 25-28 Septiembre 2011.

Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México

- Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb. F. González Sánchez, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, tomo LIX, 2007.
- Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México, Servicio Geológico Mexicano, Eguiluz, 2007.
- Tabla realizada a partir de datos tomados del Boletín AMGP, VOL 17, 1992. Hernández D., 2009.
- Samuel Eguiluz y de Antuñano, Servicio Geológico Mexicano, Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de los Estudios de Plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México, México, Abril de 2007
- Raúl González García, Noel Holguín Quiñones, Las Rocas Generadoras de México, PEMEX Coordinación de Exploración, Boletín AMGP Vol. XLII, México 1992.
- Portilla E. Ochoa, Lagunas Costeras de Veracruz, Instituto de Investigación Biológicas, Universidad Veracruzana, Noviembre de 2005.
- PEMEX Exploración y Producción, Subsistemas Generadores de la Región Norte de México, Boletín AMGP Vol. XLIX, México 2001.
- Comisión de seguridad e intercambio, 2005.
- Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development.
- Juan C. Gloriososo, Aquiles Rattia, Repsol, “ Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas”, SPE 153004, Austria 20 -22 March 2012.
- Creties D. Jenkins, SPE, DeGolyer and MacNaughton, and Charles M. Boyer II, SPE, Schlumberger, “Coalbed- and Shale Gas Reservoirs”, SPE 103514
- An introduction to shale gas, June 2011.
- Charles Boyer, Pittsburgh, Pennsylvania, EUA, John Kieschnick, Roberto Suárez-Rivera, Salt Lake City, Utah, EUA, Richard E. Lewis, George Waters, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, “Producción de gas desde su origen”
- C. H. Sondergeld, SPE, University of Oklahoma; K. E. Newsham, SPE, J. T. Comisky, SPE, And M. C. Rice, SPE, Apache Corp; and C. S. Rai, SPE, University of Oklahoma, “Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources”, SPE 131768 USA 23-25 February 2010.
- Roberto Aguilera, Schulich School of Engineering/University of Calgary, “ Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs”, SPE 132845, Spain 27-30 June 2010.
- Salman A. Mengal and R. A. Wattenbarger, Texas A&M University, “Accounting For Adsorbed Gas in Shale Gas Reservoir”, SPE 141085, September 2011.
- Juan C. Gloriososo, Aquiles Rattia, Repsol, “ Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas”, SPE 153004, Austria 20 -22 March 2012.
- Franklin Baez and Steve Barton, NOV Downhole, “Delivering Performance in Shale Gas Plays: Innovative Technology Solutions”, SPE/IADC 140320, The Netherlands 1-3 March 2011.
- J. Daniel Arthur, SPE, Brian Bohm, Bobbi Jo Coughlin, and Mark Layne, SPE, ALL Consulting, “Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs”, SPE 121038, USA, 23-25 March 2009.

- Yost A.B., W.K. Overbey, "Devonian Shale Horizontal Well: Rationale for Wellsite Selection and Well Design", SPE/DOE 16410, 1987.