



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

TECNOLOGÍAS PARA EL MANEJO Y TRATAMIENTO
DEL FLOW BACK EN POZOS DE SHALE GAS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

RODRIGUEZ HUERTA IRVIN Yael

DIRECTOR DE TESIS
INGENIERO JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

Ciudad Universitaria, D.F. 2014.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	2-8
CAPÍTULO 1. ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS.....	2-10
1.1 SISTEMA PETROLERO	2-10
1.2 ROCA GENERADORA.....	2-10
1.2.1 MATERIA ORGÁNICA	2-11
1.2.2 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL.....	2-12
1.3 ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS.....	2-12
1.4 HIDROCARBUROS Y TIPO DE KERÓGENO.....	2-13
1.5 DIFERENCIA ENTRE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.....	2-14
1.6 LUTITAS	2-15
1.7 ORIGEN DEL SHALE OIL Y SHALE GAS.	2-16
1.8 DEFINIR DIFERENCIAS ENTRE GAS CRIOGÉNICO Y TERMOGENICO.	2-17
1.9 TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DEL SHALE GAS.....	2-17
1.9.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	2-17
1.9.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	2-18
2 CAPÍTULO 2. PROSPECTIVIDAD DEL SHALE GAS.	2-21
2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SHALE GAS	2-22
2.1.1 VENTAJAS.....	2-22
2.1.2 DESVENTAJAS.....	2-23
2.2 GAS NATURAL	2-24
2.3 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL	2-25
2.4 SHALE GAS EN MÉXICO.....	2-27
2.5 RECURSOS PROSPECTIVOS DE SHALE GAS EN MÉXICO 2014.	2-33
2.6 SHALE GAS A NIVEL MUNDIAL.....	2-37
2.7 PRINCIPALES PAÍSES CON RESERVAS RECUPERABLES EN EL MUNDO	2-39
2.7.1 GAS EN LUTITAS	2-39

4 CAPITULO 4. NUEVA TECNOLOGÍA PARA EL MANEJO Y RECICLAJE DEL AGUA EN LA EXPLOTACIÓN DEL SHALE GAS. 4-79

INTRODUCCIÓN	4-79
4.1 FLUIDO DE FRACTURA.....	4-81
4.2 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA	4-82
4.3 AGUA DE PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO.....	4-83
4.4 ALMACENAMIENTO DE LOS FLUIDOS.....	4-84
4.5 LAGUNAS O ESTANQUES ARTIFICIALES.....	4-85
4.6 ALMACENAMIENTO EN TAQUES	4-85
4.7 MANEJO DEL AGUA ASOCIADA CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	4-86
4.8 INNOVACIONES TECNOLÓGICAS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA	4-88
4.9 TRATAMIENTO DE AGUA POR MEDIO DE OSMOSIS INVERSA	4-88
4.9 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA OSMOSIS INVERSA.....	4-94
4.10 DESVENTAJAS	4-94
CONCLUSIÓN	4-95

REFERENCIAS..... 4-96

- World Shale Gas Resources: An initial Assessment Informe EIA, 2013.4-96
- PEMEX Exploración y Producción, “Documento Guía para Fracturamientos4-97
- Hidráulicos Apuntalados y Ácidos”. México, D. F. 2013.4-96
- Economides Michael J., Hill A. Daniel y Economides Christine-Ehlig, “Petroleum4-96
- Production Systems”. Prentice Hill Petroleum Engineering Series. New Jersey.....4-97
- 1994.4-97
- Cruz Hernández, J., Islas Juárez, R., Márquez Ramírez, E., Medina González, A. Influencia del agua de inyección durante un proceso de recuperación secundaria en yacimientos areno-arcillosos. CIPM. 2014 Acapulco Guerrero.4-96
- Agarwal R.G; Carter R.D. Pollock C.B. “Evaluation and Prediction of Performance of Low Permeability Gas Wells Stimulated By Massive Hydraulic Fracturing” JPT 19794-96
- Cinco Ley, H. Samaniego. “Transient Pressure Analysis for Fractured Wells “JPT 1749-1766, September 19814-96
- Roch Romanson, Reinhard Pongrats, Loyd East, Miload Stanojcic. “Novel.4-97
- Multistage Stimulation Processes Can Help Achieve and Control Branch.4-97
- Reservoirs”. SPE 149259. SPE, Halliburton. 2011.4-97
- Soriano Duverney Eduardo, Garcia Raul, Rivera Galvan Juan, Barrera Carrillo Alejandro. “Use of conductivity enhancement material to sustain productivity”4-97
- In Hydraulic Fractured Wells: “Northern Mexico Cases” SPE 108697, 2010.4-96
- Shale Developments, Halliburton, 2013.4-97
- Garaicochea P.F. ET AL. “Transporte de Hidrocarburos por Ductos.”4-96
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México”, A.C. 19914-96
- Izquierdo, J., Vélez, R., Game, C., Gallegos Orta, R. “Disposición y Tratamiento de Agua Producida”. ARPEL. Uruguay, Montevideo.4-97
- Veil, J. “Opciones para generar el agua producida”. No existe un método único. Distinguished Lecturer Program. SPE (www.spe.org/dl)4-98
- B.W. McDaniel, E.J. Marshall, L.E. East y J.B. Surjaatmadja. “CT – Deployed4-96
- Hydrjet PERforating in Horizontal Completions Provides New Approaches to Multistage Hydraulic Fracturing Applications”. SPE 100157. Halliburton. 20064-96
- RESERVOIR WELLBORE INTERFACE TEAM. “Hydraulic Fracturing in tight gas formation. Best Practices”, TOTAL. Exploración y Producción (2010).4-97

- ECONOMIDES, MICHAEL J., KENNETH G. NOLTE. "Hydraulic Fracturing".4-96
- Segunda Edición, Schlumberger Educational Services, Prentice Hall, Englewood Cliffs, (1989),4-97

INDICE DE ILUSTRACIÓN

ILUSTRACIÓN 1. IMAGEN DE UNA LUTITA	2-15
ILUSTRACIÓN 2. ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS	2-16
ILUSTRACIÓN 4. ESQUEMA DE LA UBICACIÓN DE LOS PLAYS DE SHALE GAS.....	2-19
ILUSTRACIÓN 5. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL	2-26
ILUSTRACIÓN 6. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL 2000-2011 (EN MMPCD)	2-30
ILUSTRACIÓN 7. PROYECCIÓN DE REFERENCIA. OFERTA - DEMANDA DE GAS 2012-2026 (MMPCD)	2-32
ILUSTRACIÓN 8. RECURSOS PROSPECTIVOS EN EL AÑO 2014.	2-34
ILUSTRACIÓN 9. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR PROVINCIA EN 2014	2-35
ILUSTRACIÓN 10. DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A CADA CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS TERMINADOS.....	2-37
ILUSTRACIÓN 11. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO A NIVEL MUNDIAL DE SHALE GAS	2-42
ILUSTRACIÓN 12. ILUSTRACION DE UN CORTE TRANSVERSAL DE LA PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA.	3-52
ILUSTRACIÓN 13. GEOMETRIA EN TRES DIMENSIONES DE UNA PERFORACIÓN CON FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	3-55
ILUSTRACIÓN 14. FRACTURA HORIZONTAL.....	3-63
ILUSTRACIÓN 15. FRACTURA VERTICAL.....	3-63
ILUSTRACIÓN 16. CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA	3-63
ILUSTRACIÓN 17. PROCESO DEL AGUA DURANTE LA OPERACIÓN DE UNA FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	4-80
ILUSTRACIÓN 18. LAGUNAS ARTIFICIALES, GENERALMENTE CUENTA CON TUBOS QUE SE CONECTAN A LA LAGUNA O ESTANQUE, DONDE SE PRODUCE EL AGUA DE LOS POZOS, ESTA AGUA A VECES SE REUTILIZA PARA OPERACIONES FUTURAS EN EL POZO. CUENTA CON SISTEMAS DE ALARMA PARA PREVENIR FUGAS.....	4-85
ILUSTRACIÓN 19. TANQUES DE RECEPCIÓN DE FLUIDO, TODOS LOS TANQUES DEBEN SER VERIFICADOS Y DEBEN CUMPLIR CON LOS REQUISITOS ESTABLECIDOS	4-86
ILUSTRACIÓN 20. CUANDO EL AGUA SE ENCUENTRA EN SOLUCIÓN CONCENTRADA Y LE APLICAMOS UNA CIERTA PRESIÓN PARA PASAR A TRAVÉS DE LA MEMBRANA, EN ESE MOMENTO OCURRE EL FLUJO NETO DE AGUA, POSTERIOR A ESTE PROCESO OBTENEMOS EL AGUA DESALINIZADA.	4-90
ILUSTRACIÓN 21. PROCESO DEL AGUA MEDIANTE OSMOSIS INVERSA.....	4-91
ILUSTRACIÓN 22. MOELADO EN 3D.....	4-92
ILUSTRACIÓN 23. BIORREACTOR DE MEMBRANA	4-93
ILUSTRACIÓN 24. IMAGEN REAL DE UN BIORREACTOR DE MEMBRANA	4-93

INTRODUCCIÓN

El gas es un hidrocarburo que ha mostrado un importante crecimiento a nivel mundial y ha tomado gran fuerza como sustituto energético.

A nivel mundial, localizar reservas de petróleo se está convirtiendo en una actividad cada vez más difícil, por lo que el ritmo de descubrimiento de reservas de petróleo es menor que el ritmo actual de consumo, y cinco de cada seis países productores tienen una producción descendente.

La necesidad de incorporar nuevas reservas de hidrocarburos es elemental para poder abastecer las necesidades energéticas del mundo, hoy en día la demanda se acerca a ser mayor que la oferta, durante las últimas décadas dicha situación ha motivado a la búsqueda de nuevas alternativas energéticas y la incorporación de reservas de hidrocarburos a través de recursos conocidos como No convencionales; tales como: Coalbed gas (gas asociado a depósitos de carbón), Tight gas (yacimientos de gas de baja permeabilidad o arenas comprimidas), Shale gas/oil (gas de lutitas o lutitas gasíferas/aceite de lutitas), hidratos de metano y arenas bituminosas.

En el pasado la explotación de los recursos de Shale Gas, era poco comercial debido a que no se contaba con la tecnológica adecuada para su explotación. Actualmente, los avances en nuevas tecnologías de exploración, perforación, fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, están permitiendo un mejor acceso a los recursos de gas no convencionales a precios competitivos, dando lugar a desarrollos masivos.

Hoy en día estos recursos se encuentran en una etapa de transición en la que se están volviendo parte de las futuras reservas de hidrocarburos, lo anterior impulsado por la declinación natural de la producción de recursos convencionales y la dificultad para incorporar nuevas reservas de hidrocarburos convencionales.

El énfasis en los recursos no convencionales se ha dado a nivel mundial, diversos países como Estados Unidos, China, Argentina, Polonia, entre otros han incrementado las inversiones para la investigación y el desarrollo de este tipo de recursos, ante todo en países que han llegado a su pico de producción y en países con potencial de recursos no convencionales que no cuentan con hidrocarburos convencionales propios pero debido a su desarrollo económico son altamente dependientes de los mismos.

Actualmente, la mayor parte de la producción de gas no convencional está localizada en Estados Unidos y Canadá, tan solo en los últimos tres años el rápido desarrollo de estos recursos ha transformado el mercado de gas en Norteamérica y ha permitido que en 2009 Estados Unidos haya superado a Rusia como primer productor de gas en el mundo.

Lo anterior, a su vez ha repercutido en el mercado de gas natural, ya que derivado de la explotación de estos recursos, ha incrementado la oferta y en consecuencia los precios del energético han disminuido. Por ello se estima que en el largo plazo, el gas natural proveniente de fuentes no convencionales ocupará una posición clave en la canasta energética mundial.

En México, en 2004 se llegó al pico máximo de producción tras la declinación natural de Cantarell, el principal yacimiento en México, y desde entonces se le ha dado prioridad a incorporar reservas para mantener en el futuro la plataforma de producción. Aunado a ello, México es considerado el 6to lugar a nivel mundial por los recursos de Shale Gas que cuenta, y en 8vo lugar por los recursos de Shale Oil.

OBJETIVO

El objetivo de este trabajo, es analizar una nueva alternativa con la cual se pueda manejar y tratar el Flow Back procedente de los pozos de Shale Gas. Se plantea que el Agua procedente del Flow Back sea reciclada y reutilizada por medio de Osmosis Inversa en conjunto con un Biorreactor, para que de esta manera, el agua utilizada en el proceso de Fracturamiento Hidráulico cumpla con las normas ecológicas y principalmente que sea un proceso económicamente rentable.

Capítulo 1. Origen de los Hidrocarburos

En este Capítulo se define que son los hidrocarburos y cuál es su origen.

1.1

1.1

1.1

1.1 SISTEMA PETROLERO

El sistema petrolero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que un yacimiento de aceite o gas exista en la naturaleza, los cuales se definen a continuación:

- Roca generadora
- Roca almacenadora
- Sello
- Trampa
- Sincronía (Relación Espacio-Tiempo)

Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a una acumulación de Hidrocarburos. La ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento de Hidrocarburos¹.

1.2 ROCA GENERADORA

El término Roca Generadora se ha empleado para asignar a las rocas que son ricas en materia orgánica que son o han sido capaces de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables.

¹ Guzmán, Holguín, 2001.

Actualmente se distinguen 3 tipos de roca generadora:

- Roca Generadora Efectiva: Cualquier roca sedimentaria que ha generado y expelido hidrocarburos.
- Roca Generadora Posible: Cualquier roca sedimentaria en la que su potencial generador no ha sido aún evaluado pero la cual pudo haber generado y expelido hidrocarburos.
- Roca Generadora Potencial: Cualquier roca sedimentaria inmadura con riqueza orgánica, la cual puede generar y expeler hidrocarburos si su nivel de maduración termal fuera más alto.

La determinación e identificación de una roca generadora está basada en dos factores:

- Contenido de Materia Orgánica.
- Tipo de Materia Orgánica.
- Grado de Madurez Térmica.

1.2.1 MATERIA ORGÁNICA

La materia orgánica es el material compuesto de moléculas orgánicas (monómeros y polímeros) derivados directa o indirectamente de la parte orgánica de los organismos, es decir, que primero es sintetizada por medio de organismos vivos, una vez que mueren se depositan y se preservan, sí el medio sedimentario está en condiciones reductoras; entonces parte de la materia orgánica sedimentada se puede transformar en compuestos del tipo del petróleo.

Por otro lado, llamamos kerógeno a la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias las cuales son insolubles en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno comienza a ser inestable y se produce reagrupamiento dentro de su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

1.2.2 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL

El parámetro de Carbono Orgánico Total (COT) refleja la riqueza orgánica de las rocas sedimentarias, y por ende el potencial generador que puede estar contenido en un nivel estratigráfico dentro de una cuenca sedimentaria. Si estas rocas alcanzan la madurez suficiente se convertirán en generadoras de hidrocarburos. Este parámetro se expresa en términos de por ciento en peso de carbono orgánico. Las rocas almacenadoras se caracterizan por con un alto grado de permeabilidad lo cual permite que el petróleo migre hacia ellas, y dadas sus características estructurales o estratigráficas forman una trampa la cual se va a encontrar rodeada por una capa sello la cual evitara que los hidrocarburos migren.

1.3 ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS

Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es de tipo orgánico (material orgánico contenido en las rocas sedimentarias). Es decir, los hidrocarburos son el resultado de un complejo proceso químico-físico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas.

Junto a esa materia orgánica y sobre ella se depositaron sucesivas capas de lodo, arena, arcilla y otros sedimentos, que fueron transportadas por los ríos, el viento y las mareas. Estos depósitos se compactaron conformando lo que geológicamente se conoce como “formaciones sedimentarias” o estratos de rocas sedimentarias.

1.4 HIDROCARBUROS Y TIPO DE KERÓGENO

Los tipos de macerales y partículas amorfas presentes en el Kerógeno afectan su capacidad para generar hidrocarburos, así como también, determinan el tipo de petróleo generado. Los Kerógenos precursores del petróleo pueden clasificarse en 4 tipos:

- El Tipo I o Algacio : Principalmente generadoras de aceite
- El Tipo II o Herbáceo : Tiende a producir petróleos nafténicos y aromáticos, y más gas que el tipo I
- El Tipo III o Maderáceo: Generará principalmente gas seco y algunos petróleos.
- El Tipo IV o Carbonáceo: Prácticamente no tiene capacidad para generar petróleo o gas.²

La madurez de la materia orgánica ocurre en un periodo de tres etapas, a la primera se le llama diagénesis la cual ocurre a una profundidad aproximada de 1 Km y llega a alcanzar temperaturas de hasta 50°C, comúnmente en esta etapa la materia orgánica es considerada como inmadura.

En la segunda etapa, la Catagénesis el Kerógeno sufre algunas transformaciones térmicas y es ahí cuando se genera el Hidrocarburo. Debido a estas condiciones más drásticas de temperatura y profundidad, es que se produce el gas seco o metano catagénico. En esta etapa, se alcanza temperaturas en promedio de 50°C hasta 230°C. Con relación a la temperatura se produce gas en un intervalo de 50°C y 225°C y aceite entre 60°C y 175°C.

² Apuntes de Clase de Geología General. M.I. Alberto Herrera Palomo

La Metagénesis es la última etapa y es considerada como el comienzo del metamorfismo, esta etapa se desarrolla a temperaturas mayores a los 230°C y es la última etapa dentro de la transformación de la materia orgánica, la generación de metano terina en 315°C.

1.5 DIFERENCIA ENTRE RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.

La diferencia entre un Yacimiento de Gas Convencional y un Yacimiento de Gas No Convencional es que los convencionales son creados cuando los hidrocarburos migran de la roca generadora, a zonas con menor presión para quedar atrapados por medio de rocas muy impermeables, en rocas que reciben el nombre de roca almacenadora donde es atrapado por una capa superpuesta de roca impermeable.

Mientras que por el contrario, los recursos en lutitas se forman en la roca generadora, y debido a la baja permeabilidad de las lutitas, quedan atrapados en la misma roca. Por lo tanto el gas es igual al de yacimientos convencionales y en yacimientos no convencionales, pero el método de producción es distinto.

1.6 LUTITAS

La lutita también conocida como Shale, por su nombre en inglés, es una roca sedimentaria de estructura laminar, como se muestra en la figura 1, y grano muy fino que se forma por la compactación del limo (0.063-0.002 mm) y partículas del tamaño de la arcilla (menor a 0.002 mm) comúnmente llamado "lodo".

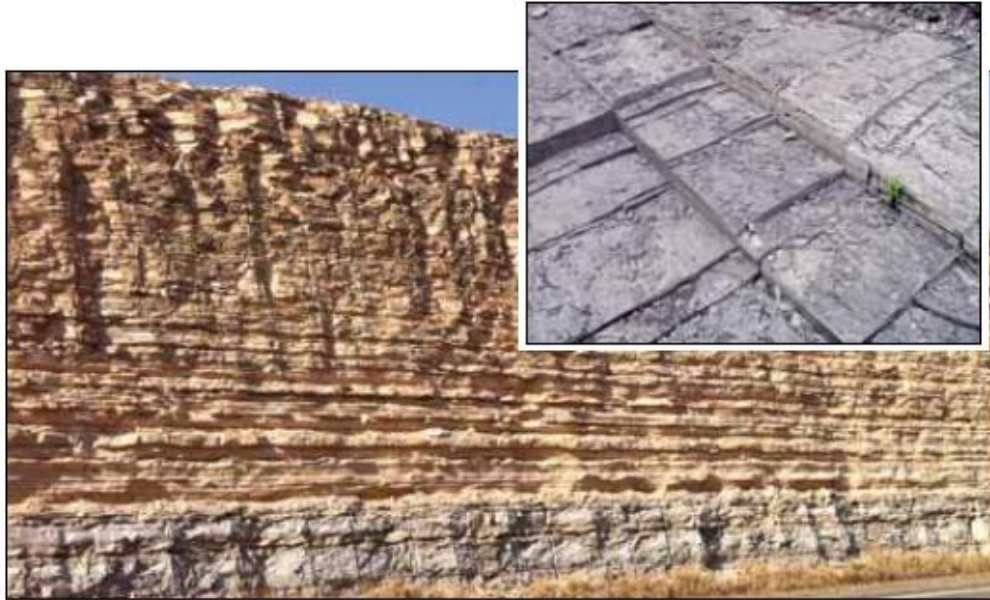


ILUSTRACIÓN 1. IMAGEN DE UNA LUTITA

FUENTE: SLB, EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO DEPOSITADO EN LUTITAS.

Se caracteriza por contener grandes cantidades de material orgánico, en comparación con otros tipos de rocas; por consiguiente, posee potencial para convertirse en una roca rica generadora de hidrocarburos. Adicionalmente, su granulometría fina característica, las dota de escasa permeabilidad, por lo que juegan el papel de trampas de hidrocarburos, y al mismo tiempo de roca almacenadora.

Otras características de los Play's de Shale Gas son:

- Es Gas está atrapado a nivel molecular.
- No se mueve dentro de la roca
- Porosidad no interconectada
- Gas libre en las micro porosidades y fracturas
- Gas adsorbido en la materia orgánica insoluble.

1.7 ORIGEN DEL SHALE OIL Y SHALE GAS.

Las lutitas se localizan en ambientes sedimentarios acuosos, caracterizados por existir en lugares, cuyo nivel de energía es muy bajo, como son: las llanuras de inundación de ríos; parte distales de abanicos aluviales; fondos de lagos y mares, etc. Los sedimentos de lutitas mezclados con agua se denominan genéricamente barros o lodos.

Sin embargo no todas las lutitas contienen suficiente materia orgánica para ser rocas madres. Las lutitas ricas en materia orgánica son originadas tanto por una alta tasa de producción de materia orgánica, como un alto potencial de preservación.

En términos generales, de acuerdo al tipo de materia orgánica que es la materia prima y el proceso bajo el cual es sometida, los hidrocarburos pueden estar en estado líquido o en estado gaseoso. En el primer caso es un aceite al que también se le dice crudo y en el segundo se le conoce como gas natural.



ILUSTRACIÓN 2. ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS

La calidad de los yacimientos de lutita depende de su espesor y extensión, el contenido orgánico, la madurez térmica, la profundidad y la presión, las saturaciones de fluidos, y la permeabilidad, entre otros factores.

1.8 DEFINIR DIFERENCIAS ENTRE GAS CRIOGÉNICO Y TERMOGENICO.

La mayor parte de las reservas de gas natural y petróleo provienen de lutitas ricas en materia orgánica. El proceso de formación de las rocas a partir de sedimentos tiende a reducir la porosidad y aumentar la aglutinación de los materiales. Este proceso diagenético se inicia antes del reposo de los componentes, por lo cual los fragmentos que terminan formando las rocas pueden quedar cubiertos por capas de óxidos metálicos y arcillas a partir de minerales degradados.

1.9 TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DEL SHALE GAS.

Como se mencionó anteriormente, la combinación de la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico ha permitido el acceso a grandes volúmenes de shale gas, y a su vez, han rejuvenecido la industria del gas natural en todo el mundo.

1.9.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico, representa la inyección de una mezcla de fluidos y sólidos suspendidos dentro del pozo, cuyo objetivo es incrementar la presión en la formación hasta crear la fractura de la roca. Una vez fracturada la roca se disminuye la presión para que los sólidos queden atrapados dentro de la fractura y permitan el paso de los fluidos hacia el pozo.

Los sólidos, que se inyectan al pozo son llamados apuntalantes, y por lo general son arenas naturales, o sintéticas.

1.9.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL

El proceso Se realiza, inicialmente, una perforación vertical hasta llegar al estrato de lutitas con alto contenido de hidrocarburos, una vez localizado, se perfora horizontalmente por aproximadamente 1000 a 1500 metros.

Ambos métodos tienen como objetivo incrementar el área de flujo, y para que el gas llegue a la superficie durante su producción, la roca debe contener trayectorias suficientes para estimular su migración hacia un pozo. Es decir, la baja permeabilidad de la matriz de roca puede compensarse en alguna medida con la permeabilidad causada por las fracturas de la roca generadora.

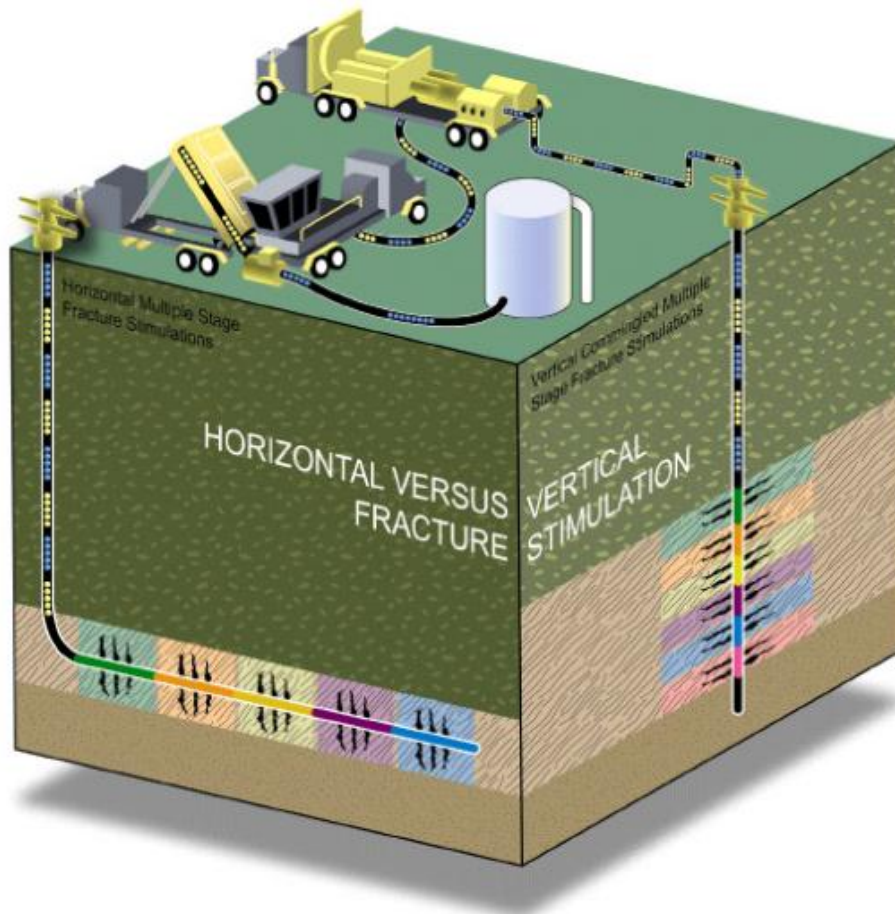


ILUSTRACIÓN 3. POZO HORIZONTAL VS POZO VERTICAL Y MÚLTIPLES ETAPAS DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Fuente: HALLIBURTO, 2012.

Los recursos entrampados en lutitas representan múltiples desafíos para ser explotados, como:

- Cuentan con permeabilidad escasa por lo que uso del fracturamiento hidráulico en múltiples etapas es necesario para crear el yacimiento.
- Pueden presentarse en forma de estratos dispersos y delgados lo cual hace necesario el uso de la perforación horizontal.
- Su declinación es pronunciada a partir de los primeros años de producción.
- Se ubican a mayor profundidad que los recursos de gas convencional.

Se encuentra a mayores profundidades que otras fuentes de gas natural convencional, como se muestra en la figura 4, lo cual si bien no representa un desafío mayor ingenierilmente hablando.

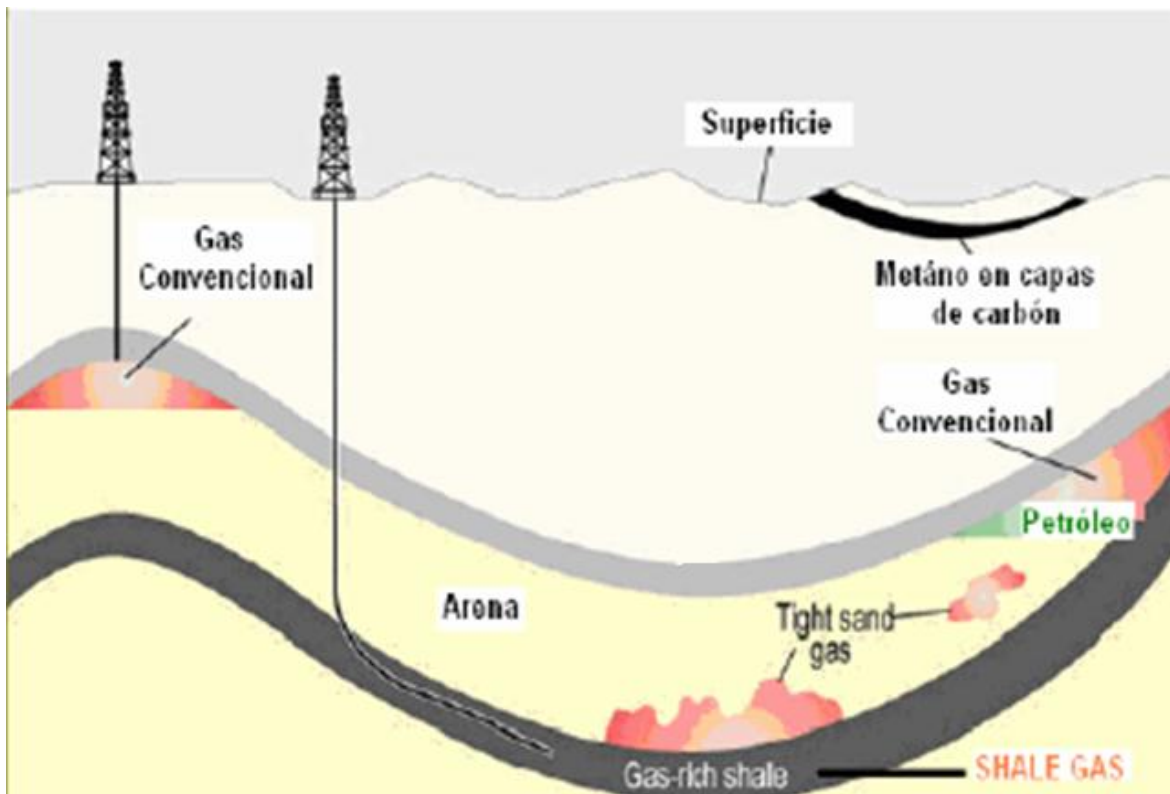


ILUSTRACIÓN 4. ESQUEMA DE LA UBICACIÓN DE LOS PLAYS DE SHALE GAS

FUENTE: HALLIBURTON 2013

Su viabilidad económica suele ser incierta debido a que presentan una declinación en los primeros años de producción, por lo cual es necesario continuamente perforar nuevos pozos o refracturarlos para mantener la plataforma de producción.

2 Capítulo 2. Prospectividad del Shale Gas.

En países como Estados Unidos, se inició la producción comercial de recursos de hidrocarburos en lutitas en la última década, derivado de la aplicación exitosa de tecnologías como la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. De acuerdo a la Agencia de Energética de Estados Unidos, por sus siglas en inglés EIA; la producción de shale Gas pasó de representar el 2% de la producción de gas seco en Estados Unidos en el año 2000, a más de 35% en la actualidad. Asimismo, se estima que en 2035 la producción de shale gas podría ubicarse entre 9.7 millones de millones de pies cúbicos.

En México también se ha comenzado con trabajos de Exploración realizados por Petróleos Mexicanos (PEMEX) que comenzó a principios del 2010, identificando 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos contenidos en shale:

- 1) Chihuahua
- 2) Sabinas-Burro-Picachos
- 3) Burgos
- 4) Tampico-Mizantla
- 5) Veracruz

De acuerdo con los geólogos, hay más de 688 plays de shale gas y oil en el mundo en 142 cuencas. Actualmente, solamente una docena de shales tienen potenciales de producción conocidos, la mayor parte de éstos están en Norteamérica. Esto significa que hay literalmente centenares de formaciones de shale en el mundo que podrían producir el gas natural. Los volúmenes potenciales de shale gas son enormes y esto probablemente cambie los mercados del gas natural significativamente en el mundo.

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

En las 110 cuencas que no tienen infraestructura, la inversión requerida será considerable y ésta puede dar lugar a retrasar la nueva producción o hacer la

explotación entera no viable económicamente, aunque por razones estratégicas u otras, las formaciones de shales podrían ser explotadas. Por supuesto, cada formación de shale será evaluada teniendo en cuenta sus propias características.

2.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SHALE GAS

La explotación de los recursos de Shale gas ha sido políticamente un tema sensible, ya que mientras algunos ven estos recursos como una oportunidad de desarrollo, algunos otros consideran técnicamente complejo el tener un aprovechamiento. El trabajo de este tema de tesis, se limita a mencionar cuales han sido las ventajas y las desventajas que han citado por diversos medios, cuya fuente es la experiencia internacional.

2.1.1 VENTAJAS

Grandes reservas de hidrocarburos disponibles; Se estima que las reservas de gas podrían cubrir el consumo mundial de energía para los próximos 60 años; mientras que la disponibilidad de petróleo solamente alcanzaría 40 años.

Reduce la emisión de gases de efecto invernadero. Disminuye de manera significativa las emisiones de gas de efecto invernadero en comparación con el carbón, el petróleo y el gas convencional, entre un 40% y un 45% menos contaminante que el carbón, y entre un 20% y 30% menos que el petróleo.

Otras tecnologías. Cada día se avanza en la creación de tecnologías para que la extracción del shale gas no tenga los efectos medioambientales (que veremos en la segunda parte) que en la actualidad padece. Se busca mantener por mucho más tiempo las grietas abiertas de las rocas, reutilizar el agua residual y realizar perforaciones en bloque, por medio de una sola perforación de otros pozos, lo que generaría una reducción de los costos de construcción y nuevas vías de acceso.

La creación de nuevos empleos. La incorporación de plantas de Shale gas requiere de una inversión considerable de capital humano, es decir, de personal de alto y mediano perfil, tanto para el proceso de la extracción del Shale gas como para el mantenimiento de las instalaciones. Por ejemplo, en el caso de Estados Unidos, alrededor de 600 mil personas trabajan en la industria del Shale gas. Y se espera que esta cifra aumente hasta 1,6 millones en 2035.

Disminución de importaciones de gas. El shale gas permite ahorrar los recursos que antes se destinaban para la importación de otros combustibles fósiles, en este caso del gas. En México, por ejemplo, se podría ahorrar hasta 259 mil millones de dólares (monto de las importaciones de gas en 2013), al abastecer su demanda interna con shale gas.

Al utilizar el shale gas, haremos más competitivo el sector energético al ampliar la gama de energéticos disponibles, haciéndolos más accesibles.

2.1.2 DESVENTAJAS

A pesar de los beneficios antes mencionados, la producción del shale gas genera externalidades negativas importantes para el medio ambiente y económicas.

No rentable. Los costos de producción son más altos a la utilidad inicial de venta. Esto es, producir millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) de shale gas cuesta entre 4 y 8 \$US, mientras que se vende aproximadamente a 2.5 \$US/MMBtu.

Podría provocar fenómenos naturales. Se ha comprobado que el proceso de la extracción del shale gas puede originar algunos sismos. El proceso de fracturación hidráulica crea rupturas, lo que produce micro desplazamientos de los planos de fractura, estos movimientos liberan energía y crean ondas de compresión y de cizalla que causan microsismos de valores de 3 a 1. Por ejemplo, en ciudades como Cleburne, Texas, se experimentaron más terremotos en ocho meses que en los últimos 30 años.

El escape no controlado de metano (CH₄). El shale gas también emite metano que de no ser controlado adecuadamente el impacto puede ser 20% mayor que el del carbón. Es decir, contribuiría más al cambio climático de lo que reduce.

Requerimiento de grandes cantidades de agua para su producción. El proceso de fracturamiento requiere agua de ríos y lagos. Por cada pozo, se necesitan 9970 m³ por etapa de fracturamiento y un sólo pozo puede ser fracturado hasta 18 veces.

Además, el agua que es utilizada una vez que regresa a la superficie es muy difícil su proceso de reutilización.

La contaminación del suelo y del agua. El proceso de la exploración y explotación del shale puede dañar los suelos, pues los lodos que salen del pozo pueden ir a parar a plantas de tratamiento inadecuadas o desembocar en los arroyos y ríos. Asimismo, por la presión ejercida en el fracturamiento se puede romper la estructura de cemento y perjudicar el subsuelo y aguas subterráneas. Por ejemplo, en varias comunidades de Estados Unidos cercanas a las instalaciones de extracción del shale gas se han encontrado en el agua sustancias tóxicas para la salud derivadas de los procesos para obtener el shale³.

2.2 GAS NATURAL

El gas natural es una fuente de energía fósil que, como el carbón o el petróleo, está constituida por una mezcla de hidrocarburos, unas moléculas formadas por átomos de carbono e hidrógeno. Es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido por una mezcla de hidrocarburos en la que su principal componente es el metano (CH₄), una molécula sencilla formada por 1 átomo de carbono y 4 átomos de hidrógeno.

El origen del Gas Natural data desde la antigüedad cuando tomo lugar la descomposición de restos de plantas y animales que quedaron atrapados en el fondo de lagos y océanos en el mundo. En algunos casos los restos se descomponen por oxidación, liberando gases a la atmosfera, evitando la oxidación al entrar en contacto con agua libre de oxígeno. La acumulación de lodos, rocas, arena y otros sedimentos durante miles de años, indujo un incremento de presión y calor sobre la materia orgánica, convirtiendo dicha materia en gas y petróleo.

El Gas Natural es un combustible de gran importancia en México y el mundo, se puede obtener de yacimientos independientes, donde se encuentran de manera no asociada o en yacimientos ocupados por petróleo crudo, así como en depósitos de carbono. La composición del gas natural puede variar dependiendo del tipo de yacimiento en el que se localice, la profundidad la ubicación y las condiciones geológicas del área.

³ Oil & Gas Accountability Project. Developed by OGAP/Earthworks

El gas Natural comercial está constituido principalmente por metano (95% aproximadamente) además el Gas Natural incluye otros hidrocarburos como etano, propano y butano. Al mismo tiempo, es posible encontrar pequeñas cantidades de ciertos contaminantes dentro de la composición debida que no fueron removidos al momento de su procesamiento.

Se clasifica de acuerdo a su origen:

- Gas Asociado: Se extrae junto con el petróleo.
- Gas No Asociado: Se encuentra en depósitos donde no existe petróleo crudo.

2.3 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL

El proceso de endulzamiento de gas natural se refiere a la purificación del gas, eliminando específicamente el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono, debido que son altamente corrosivos en presencia de agua y tienen un impacto negativo en la capacidad calorífica del gas natural.

Dicha operación involucra la remoción de las impurezas presentes en fase gaseosa.

La absorción de un líquido es una operación unitaria muy importante para la purificación del gas natural, en la cual los componentes de una mezcla gaseosa son disueltos selectivamente en un líquido. Esta operación se realiza generalmente en torres verticales que en su interior tienen platos, empaques y otros dispositivos que aumentan el contacto entre ambas fases las cuales fluyen a contracorriente.

Existen dos principales tipos de absorción que se emplean en el proceso de endulzamiento de gas natural, absorción física y absorción química, ambas son capaces de remover los gases ácidos. La absorción química emplea soluciones acuosas de alcano láminas para remover el CO_2 de la corriente de gas. El gas Natural es endulzado en una torre de absorción a una temperatura aproximada de 50°C . Posteriormente las alcano laminas son regeneradas a temperaturas de entre 110 y 120°C .

Este proceso es muy empleado a nivel comercial aunque su costo de operación es alto debido a la cantidad de energía que se emplea para la regeneración del solvente. En el caso de la absorción física los solventes empleados son glicoles u otros solventes orgánicos en donde la interacción con el CO_2 no es tan fuerte en

comparación del alcano láminas. Consecuentemente, se requiere una menor cantidad de energía en la regeneración.

Una planta endulzadora de gas natural consta de cuatro equipos principales: torre absorbedora, lavador (scrubber), evaporador (flash) y torre regeneradora (stripper).

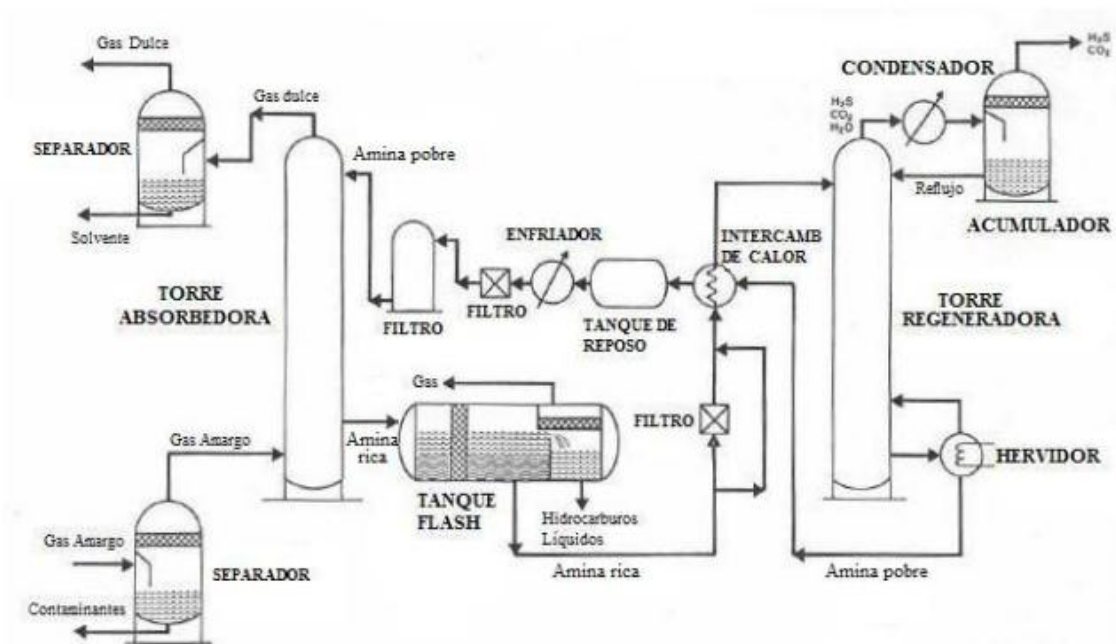


ILUSTRACIÓN 5. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL

FUENTE: OIL PRODUCTION 2013.

Las alcano laminas son solventes nitrógenos empleados para remover los gases ácidos de la composición del gas natural mediante absorción química, esto se facilita por su alta selectividad hacia los gases ácidos.

La razón de utilizar alcanolaminas para remover los gases ácidos de la corriente de gas se debe a que se puede considerar que el grupo hidroxilo sirve para reducir la presión de evaporación e incrementar la solubilidad del agua, mientras que el grupo amino es el que reacciona con los gases ácidos.

2.4 SHALE GAS EN MÉXICO

Los descubrimientos de aceite en Lutitas en las áreas geológicas de la Cuenca de Burgos, en Tamaulipas, y en la nueva zona productora conocida como “Burro-Picachos, en Coahuila, durante el primer trimestre del 2013 afianzan el programa de exploración y explotación de shale gas/shale oil en México.

También en el 2013 se obtuvo la primera producción de hidrocarburos en Lutitas, luego de cinco años de investigación y dos de exploración.

Diferentes estudios realizados por la Secretaría de Energía advierte que el shale gas es costoso en términos de extracción y barato en comercialización, lo que deja a la paraestatal en desventaja debido a que obtendrá niveles de rentabilidad muy bajos.

Incluso en algunos de estos estudios realizados por la secretaria de Energía, expresaba que la única posibilidad que existe para poder hacer rentable el shale gas, es localizar zonas en donde el gas se encuentra acompañado de líquidos, esto favorecería bastante, debido a que los líquidos tienen una mayor rentabilidad dentro del mundo de los energéticos.

Como se menciona a lo largo de este trabajo, es bien sabido que el Fracking es un proceso que llega a ser muy costoso, pero ese no es el factor primordial, el punto medular es el daño que causa al medio ambiente, es ahí en donde se concentra esta problemática. Al respecto de todo esto, en México se ha impulsado la elaboración de un mapa de las protestas contra Fracking, el cual señala en donde se han presentado denuncias de daños sufridos tanto en México como en otros países. En este mapa se especifica los Estados de América en donde se han decretado moratorias o se han prohibido esas actividades, como ejemplo tenemos a Francia.

Además en México se analiza, realizar nuevos trabajos de exploración en la región fronteriza en donde se planea perfilar un repunte de la extracción de gas, la sociedad coahuilense debe incorporar criterios de gradualidad, mecanismos de vigilancia sobre los impactos del fracking en los acuíferos y de las fórmulas de los ácidos usados en el mismo fracking”:

Expertos han señalado que se debe buscar nuevas formas más eficaces de aprovechamiento regional, planteando la construcción de plantas de amoníaco y fertilizantes, como se hace en

Texas, donde, ante los precios bajos del gas natural se acude a las exportaciones al mercado asiático con precios casi 10 veces más altos para el gas natural embotellado.

Informes de Pemex indican que en el primer trimestre del 2013 se obtuvo la primera producción de “Crudo de Lutitas”⁵. Los pozos en donde se logró extraer este aceite son:

Pozo Anélido 1, ubicado en el municipio de Cruillas, Tamaulipas, en un área al Sur de Cuenca de Burgos, donde según información de la paraestatal ya se están produciendo 400 barriles de 38° API por día.

Pozo Chucla 1, localizado en Coahuila en el municipio de Hidalgo, en el Activo Burgos, la paraestatal comprobó la existencia de hidrocarburos en la formación geológica Eagle Ford, con una producción inicial de 24 bd (barriles diarios) de crudo y condensados, además de 1.9 millones de pies cúbicos diarios. Actualmente se continúa explorando para incrementar la producción de este pozo. A diferencia del pozo anélido, este pozo es un gran productor de gas.

El hallazgo de estos pozos se logró tras cinco años de estudios e investigación y dos de perforaciones, con esto podemos asegurar que este país cuenta con esos recursos en el subsuelo y que en el futuro constataremos su desarrollo y aportes a la oferta de hidrocarburos. Con esto se rompe el mito que existía dentro de la industria energética en México, debido a que en años anteriores en cinco pozos perforados sólo encontraron gas seco.

⁵ PetroQuimex. Congreso Mexicano del Petróleo, Cancún 2013.

Pozo	Año en que se Terminó	Estado	Productor
<i>Emergente</i>	2011	Coahuila	Gas Seco
<i>Percutor</i>	2012	Coahuila	Gas Seco
<i>Montañés</i>	2012	Coahuila	No comercial
<i>Nómada</i>	2012	-----	Hoyo Seco
<i>Arbolero</i>	2012	-----	Gas Seco

Tabla 1.1. Pozos Perforados en México entre 2011 - 2012, en donde no se obtuvo éxito. Posteriormente se perforaron con éxito los pozos, Anélido y Chucla.

Fuente: CNH 2014

Con toda esta información precisada anteriormente la Agencia de Energía de Estados Unidos EIA (por sus siglas en inglés), ha calculado que México cuenta con un potencial aproximado de más de 60 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente con lo cual México se colocaría en el lugar número cuatro en reservas potenciales de hidrocarburos en Lutitas en el mundo.

En marzo de 2013 Pemex realizó diferentes convenios con algunas empresas, algunas de estas fueron COMESA y el IMP, esto para realizar la Exploración, Explotación y Evaluación de hidrocarburos en Lutitas (shale gas/oil), dentro de las cuencas petroleras en México. El IMP fungió como líder del proyecto, para lo cual se asignó un monto total de 244 millones 285 mil dólares, proveniente del Fondo Sectorial Conacyt-Sener-Hidrocarburos, “del cual se tomaron los recursos económicos necesarios para realizar las actividades que estuvieron programadas en el programa y el presupuesto del Plan General del Proyecto, parte del monto otorgado se destinó para:

- La formación de recursos humanos especializados en todas las etapas técnicas del proyecto
- La vinculación con universidades mexicanas, extranjeras y consorcios de investigación orientados a exploración y desarrollo de este tipo de yacimientos.

- Proporcionar información necesaria para una adecuada planeación de las operaciones petroleras y una sana interacción con el medio ambiente.
- Desarrollo de nuevas tecnologías, enfocadas en campos petroleros de México
- Protección del medio ambiente, monitoreo de las condiciones ambientales en las áreas en donde sea practicado el Fracturamiento Hidráulico.

En estudios realizados por la SENER se estima que en 2026 México demandará 13.207 mmpcd de gas natural, así que requeriría poco más de 7.000 mmpcd adicionales a los 6.224 mmpcd que Pemex entregó al mercado nacional en 20126. El escenario asume que la producción de gas natural crecerá ligeramente los próximos 15 años (2,8% anual), pero será inferior al crecimiento de la demanda, lo que se traduciría en importaciones crecientes, aunque moderadas.

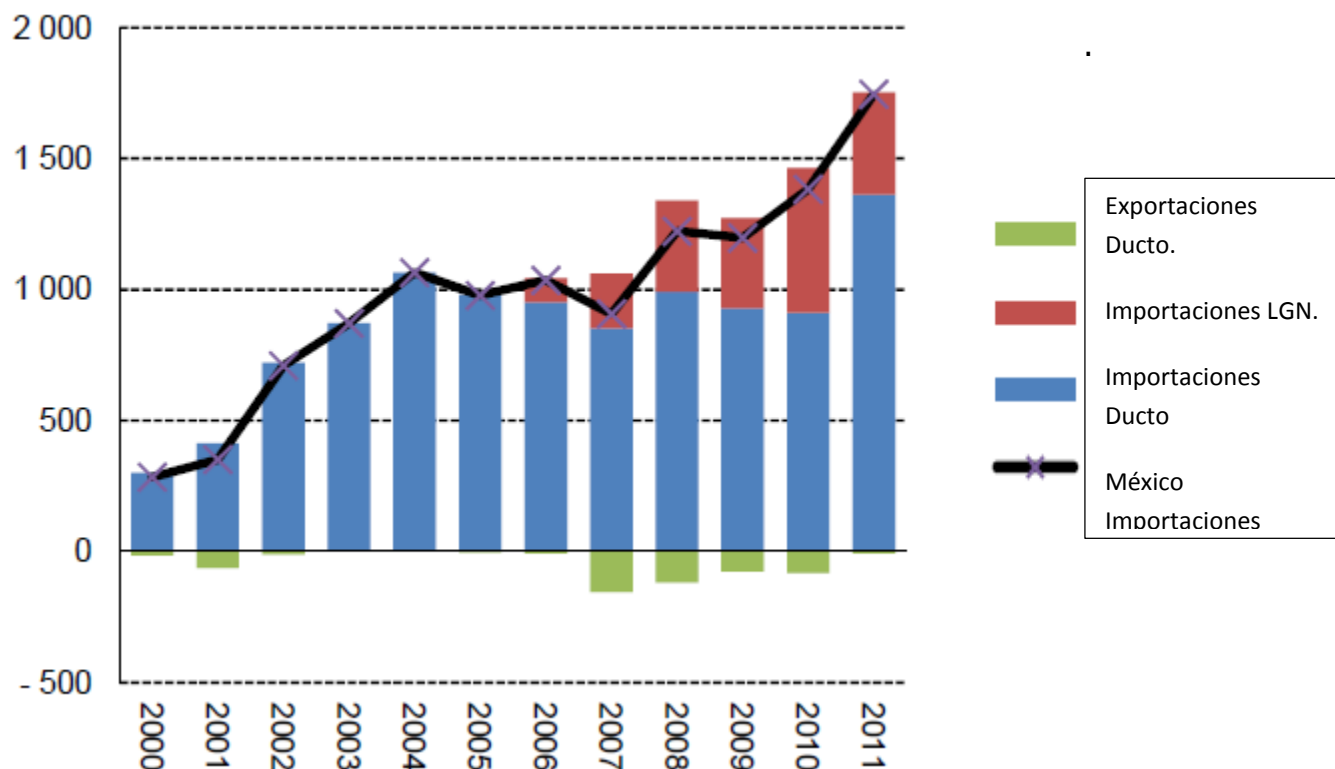


ILUSTRACIÓN 6. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL 2000-2011 (EN MMPCD)

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

⁶ Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

La tecnología disponible para uso de gas natural permite concebir escenarios de mayor demanda del combustible. La experiencia muestra que, a menor precio, mayor demanda de gas, si bien los precios de la gasolina, gas licuado de petróleo (GLP) y electricidad en México suelen ser administrados por las autoridades para mitigar su efecto económico. Por ello es difícil conocer de antemano el efecto de sustitución de energéticos causado por las variaciones del precio internacional.

De cualquier forma, el mercado potencial de México es muy grande, ya que el gas puede generar electricidad, abastecer el transporte terrestre, marítimo y aéreo (en forma directa o mediante conversión de gas a hidrocarburos líquidos), abastecer hornos, motores, calentadores y turbinas industriales, clima artificial o presión inyectada en pozos petroleros para aumentar la recuperación de crudo. Por ahora no todas estas tecnologías son competitivas ni todas pueden obtenerse e instalarse con facilidad. Sin embargo, en los Estados Unidos ya se empieza a sustituir la gasolina por gas natural.

A mediano plazo, la demanda de gas natural tiene un gran campo de expansión en México. No obstante, los escenarios de demanda deben estimar el punto de coincidencia entre inversión e infraestructura a fin de prever que la oferta llegue a los nuevos consumidores⁷.

⁷ IMP Instituto Mexicano del Petróleo, Prospectiva del Shale gas en México 2000-2026 con base en información de CFE, CRE, SENER, PGPB y empresas privadas.

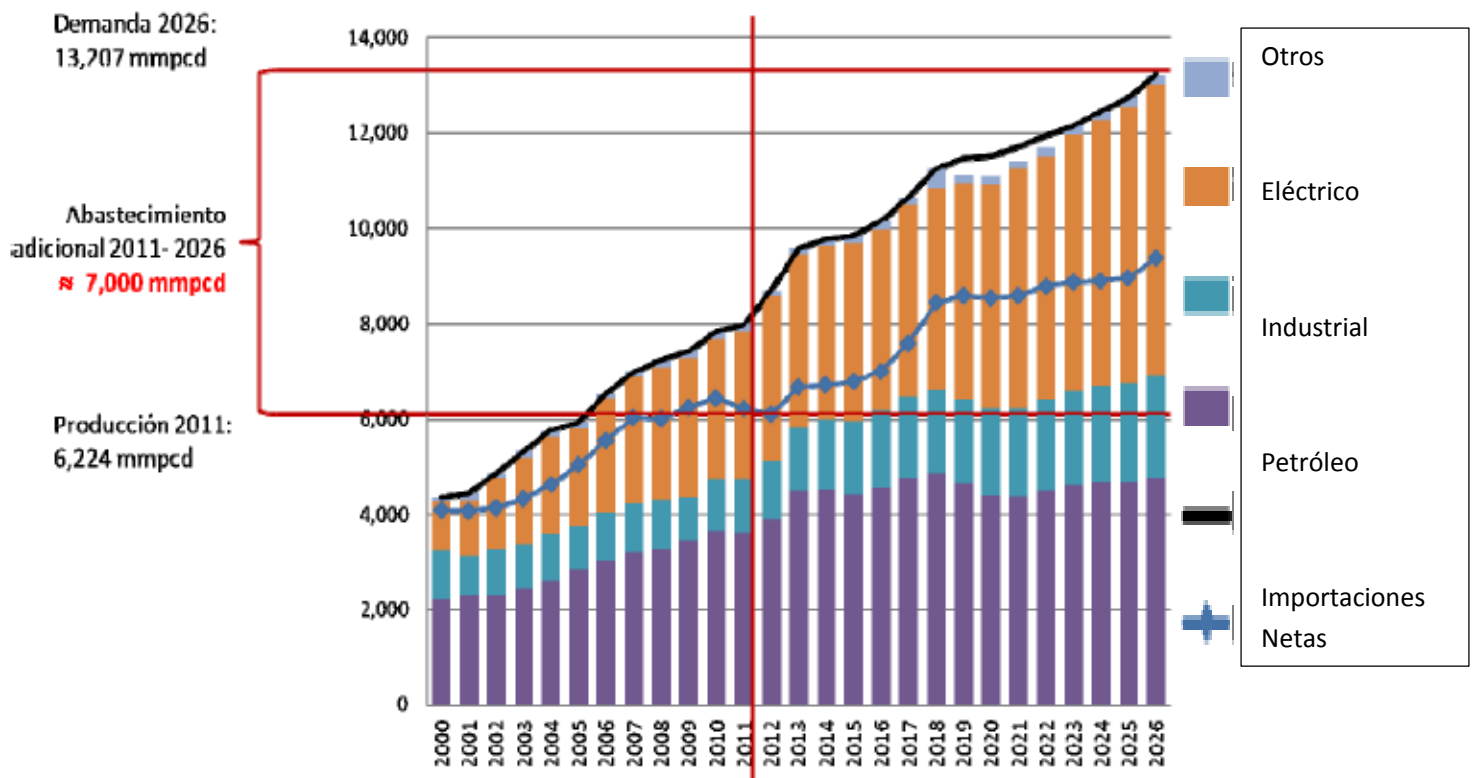


ILUSTRACIÓN 7. PROYECCIÓN DE REFERENCIA. OFERTA - DEMANDA DE GAS 2012-2026 (MMPCD)

Fuente: Obtenida de la base de estadísticas publicadas por SENER.

Las variables relevantes para el incremento de la demanda son: actividad y tasa de crecimiento de los sectores económicos, equipos diseñados para el consumo de gas natural, expansión del SNG, de las redes de distribución y de la capacidad de almacenamiento de gas.

En cuanto a la oferta nacional, las variables relevantes son:

- Identificación de los recursos,
- Definición del portafolio de exploración y explotación
- Inversión en recolección, separación y dulcificación
- Tecnología, mejoras en las tasas de recuperación de reservas y adaptación al marco legal e impositivo.

2.5 RECURSOS PROSPECTIVOS DE SHALE GAS EN MÉXICO 2014.

EL país cuenta con un total de 60.2 mmmbpce, distribuido entre cinco provincias petroleras, la región norte es la principal productora de Gas.⁸

Provincia	Aceite Mmb	Gas Mmmmpc	PCE Mmmbpce
<i>Tampico-Misantla</i>	30.7	20.7	34.8
<i>Burgos MZ</i>	0.0	53.8	10.8
<i>Burro-Picachos</i>	0.6	18.0	4.2
<i>Sabinas</i>	0.0	49.0	9.8
<i>Veracruz</i>	0.6	0.0	0.6
<i>Total Shale</i>	31.9	141.5	60.2

Tabla 1.2. Recursos Prospectivos 2014

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos Abril 2014.

Como se aprecia en los datos anteriores cerca de 29 mmmbpce son producción de Gas, que aproximadamente sería un 47 % del total de la producción, por otro lado casi 31 mmmbpce son producción de aceite, lo cual sería aproximadamente un 53 % de total de la producción.

⁸ Comisión Nacional de Hidrocarburos, Seguimiento de la Exploración y Extracción de aceite y gas en Lutas, abril 2014. Base de Datos Institucional. Información de Reservas enviada a la CNH. Información del portal PEMEX-SENER

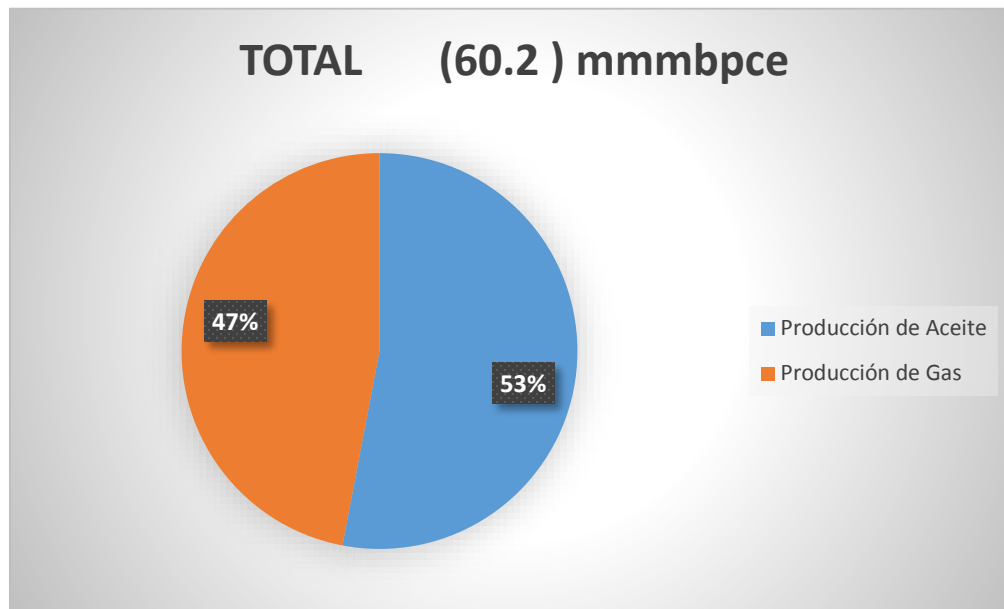


ILUSTRACIÓN 8. RECURSOS PROSPECTIVOS EN EL AÑO 2014.

Fuente: COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS CNH 2014.

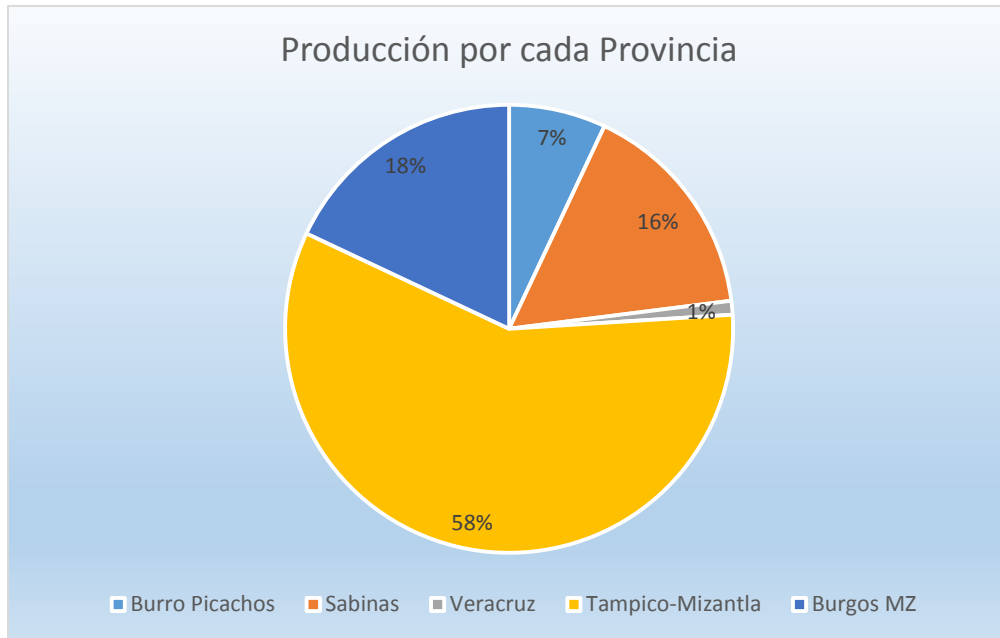


ILUSTRACIÓN 9. DISTRIBUCIÓN DE LAS PRODUCCIÓN POR PROVINCIA EN 2014

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH 2014

Con respecto a los pozos Exploratorios de Aceite y Gas en Lutitas terminados, México cuenta con 13 pozos explorados terminados, todos ubicados en la Región Norte del país los cuales fueron terminados entre 2011 y 2013, el 91 % de estos pozos son productores de gas seco y gas y condensado, solo dos pozos se encuentran sin producir o no es económicamente rentable su explotación.⁹

⁹ Comisión Nacional de Hidrocarburos. Aceite y Gas en Lutitas – Fichas 2014. Petróleos Mexicanos: Base de Datos Institucional. Información de Reservas enviada a la CNH. Información del portal PEMEX-SENER

Pozo	Región	Prof. Total	Terminación	Intervalo	Municipio	Entidad	Resultado
<i>Emergente 1</i>	Norte	4 071	17/Feb/11	3618-3670	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de Gas Seco
<i>Percutor 1</i>	Norte	3 436	30/Mar/12	3330-3390	Progreso	Coahuila	Productor comercial de Gas Seco
<i>Habano 1</i>	Norte	3 770	15/Abril/12	3703-3643	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de Gas y Condensado
<i>Montañez 1</i>	Norte	3 200	30/Abril/12	3155-3080	Guerrero	Coahuila	Productor NO comercial de gas
<i>Nómada 1</i>	Norte	2 850	30/Jun/12	2806-2737	Nava	Coahuila	Improductor
<i>Arbolero 1</i>	Norte	4 007	07/Julio/12	3878-3825	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de Gas Seco
<i>Anhélido</i>	Norte	3 945	28/Dic/12	2847-2922	Cruillas	Tamaulipas	Productor comercial de gas y aceite
<i>Chucla 1</i>	Norte	3 705	30/Mar/13	3560-3645	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
<i>Durian 1</i>	Norte	4 250	05/Jul/13	4155-4215	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de Gas Seco
<i>Nuncio 1</i>	Norte	4 900	23/Nov/13	4821-4865	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de Gas Seco
<i>Tangram 1</i>	Norte	4 426	31/Dic/13	4320-4400	China	Nuevo Leon	Productor comercial de Gas Seco
<i>Gamma 1</i>	Norte	3793	22/Dic/13	3690-3740	Guerrero	Coahuila	
<i>Kernel 1</i>	Norte	4 404	31/Dic/13	4292-4364	Melchor Ocampo	Nuevo León	Productor comercial de Gas Seco

Tabla 1.3 Pozos Exploratorios de Aceite y Gas en Lutitas Terminados.

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos 2014

Pozos Exploratorios de Gas y Aceite en Lutitas Terminados

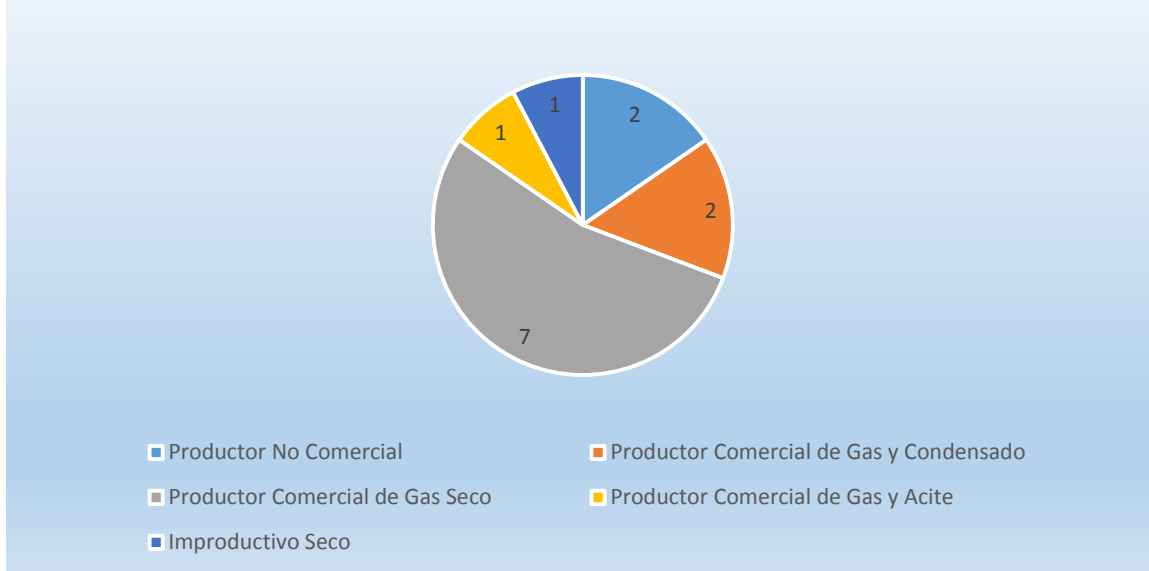


ILUSTRACIÓN 10. DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A CADA CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS TERMINADOS

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH 2014

En la actualidad en México existen muchos campos que se encuentran todavía en desarrollo, por lo tanto la estimación todavía no está completa a lo que se refiere a los plays en el país.

2.6 SHALE GAS A NIVEL MUNDIAL

El auge del shale gas ha provocado un incremento de las reservas a nivel mundial. Actualmente, se está hablando de una horquilla de entre 150 y 250 años de reservas, según el consumo actual, ubicadas en gran parte en América del Norte.

Muchos expertos aseguran que el Shale Gas significará para el sector energético mundial en el siglo XXI lo que el petróleo significó durante el siglo XX. La creciente demanda del Shale Gas en mundo hace suponer que podrá incrementar su importancia en la matriz energética mundial. Como se menciona a lo largo de este trabajo, es Estados Unidos el principal vanguardista y el país que principalmente ha ido desarrollando la exploración y explotación de sus cuencas a lo largo de todo este tiempo. Por lo tanto, es Estados Unidos también el principal consumidor de petróleo del mundo.

El mayor crecimiento en la demanda se debe al uso como combustible para generación eléctrica y para calefacción en países con inviernos rigurosos. Estados Unidos se abastece en mayor parte por las explotaciones de yacimientos de América del Norte (Canadá y EUA).

La concentración de un elevado porcentaje de las reservas conocidas de gas natural en pocos países productores, (aprox. 80% en solo 10 países), repercute definitivamente en las relaciones comerciales entre proveedores y consumidores.

Finalmente, uno de los elementos principales del desarrollo del gas natural es el importante papel que jugará a medio y largo plazo, para satisfacer la demanda energética y reducir las emisiones contaminantes. Este mensaje permitirá afrontar con más decisión inversiones en el sector del gas, que requieren períodos largos de amortización.

A continuación tenemos una tabla con los principales países con reservas recuperables a nivel mundial, tanto en gas como en aceite. En aceite se cuenta con una reserva de 345 mmmb total a nivel mundial, Rusia es quien encabeza esta lista con una reserva de 75 mmmb, México se coloca en el lugar número 8 con 13 mmmb, mientras que por otro lado en cuestión de gas el mundo cuenta con una reserva de 7 299 mmmmpc, China es quien toma la delantera con 1 115 mmmmpc, México se localiza en la posición número 6 con 545 mmmmpc¹⁰.

¹⁰ Principales Países con Reservas Recuperables 2014. Energy Information Administration EIA

2.7 PRINCIPALES PAÍSES CON RESERVAS RECUPERABLES EN EL MUNDO

2.7.1 GAS EN LUTITAS

País	mmpcm
<i>China</i>	1 115
<i>Argentina</i>	802
<i>Algeria</i>	707
<i>Estados Unidos</i>	665
<i>Canadá</i>	573
México	545
<i>Australia</i>	437
<i>Sudafrica</i>	390
<i>Rusia</i>	285
<i>Brasil</i>	245
<i>Resto</i>	1 535
<i>Total de Mundo</i>	7 299

Tablas 1.4. Reservas Recuperables a Nivel Mundial

Fuente: Energy Information Administration EIA 2014.

El crecimiento del consumo de Aceite y Gas en Lutitas en el mundo, durante las últimas décadas, es mayor que el de los otros combustibles fósiles. En el caso de continuar esta tendencia podrá tornarse tal vez la segunda fuente más importante de energía. En la actualidad, las mayores reservas de Shale Gas y los mayores productores no son necesariamente lo que más consumen el combustible.

El comercio exterior es importante y los grandes países exportadores son pocos, alrededor del 76% de las exportaciones están concentradas en 10 países. La existencia de shale gas en países que son grandes consumidores puede cambiar notablemente la configuración del comercio exterior de gas natural y las matrices energéticas de algunos países.

De manera general, el comercio exterior de gas natural en el continente americano es marcadamente regional. El porcentaje de comercio exterior con países de otros continentes es ínfimo, 9% en importaciones y 8% en exportaciones.

Las mayores concentraciones de Shale Gas se localizan en Oriente Medio, seguido del conjunto de países de la Comunidad de Estados Independientes (CEI), donde sigue sobresaliendo Rusia, que acoge la cuarta parte de los recursos mundiales de gas natural.

En cuanto a Europa, las reservas continúan con una tendencia a la baja, representando poco más del 2% de las reservas mundiales. Esta capacidad permitiría hacer frente al consumo del continente solamente durante unos ocho años.

La región del mundo que más ha visto aumentar sus reservas probadas de gas natural en los últimos años es América del Norte, hecho relacionado directamente con los recursos no convencionales. Concretamente en este continente, la producción de gas natural en EE.UU. ha aumentado un 30% desde 2005. Pese a ello, la cifra de reservas evaluadas de gas natural creció un 70% desde esa fecha. La causa es el aumento de las reservas contabilizadas de gas no convencional, en especial de shale gas o gas de esquisto.

Esta evolución explica que las exportaciones de gas natural de EE.UU. (principalmente a México) hayan aumentado un 50% en los últimos tres años, mientras que sus importaciones han descendido un 15% durante ese mismo período. Hace tres años, las exportaciones de gas natural de EE.UU. suponían el 24% de las importaciones; en la actualidad esa relación está alrededor del 50%. Las previsiones señalan que en unos pocos años, dependiendo del ritmo de construcción de las terminales de licuefacción, el saldo neto será exportador.

Los mayores productores de shale gas en el mundo son Estados Unidos y Rusia, con volúmenes de producción muy similares y que en conjunto representan un 37% de la producción mundial.

Cabe destacar la trayectoria seguida por la producción de shale gas en los Estados Unidos, que ha pasado de 28 bcm en 2006, a más de 200 bcm en 2012. Junto con EE.UU., Oriente Medio y Asia-Oceanía han aportado las cantidades más significativas de producción adicional en 2012.

Tocando otro punto, de igual manera muy importante en el campo del shale gas, tenemos el consumo a nivel mundial de shale gas, en general América del Norte en su conjunto, así como el mercado asiático, son los dos países con un mayor consumo a nivel mundial.

Por otro lado, la demanda europea, se ha mostrado menos activa por dos causas principales: el poco rendimiento de las economías y la competencia del carbón procedente de Estados Unidos en generación eléctrica. Este último elemento se ha visto favorecido por una menor presión para el descenso de los gases de efecto invernadero.

2.8 CONSUMO DE SHALE GAS A NIVEL MUNDIAL

Continente **Consumo en el 2011**
(10⁹m³)

<i>América del Norte</i>	796.0
<i>América Central y Sur</i>	209.6
<i>Europa</i>	550.2
<i>CEI¹¹</i>	633.6
<i>África</i>	109.6
<i>Oriente Medio</i>	395.9
<i>Asia-Oceanía</i>	603.7
Total - Mundial	3298

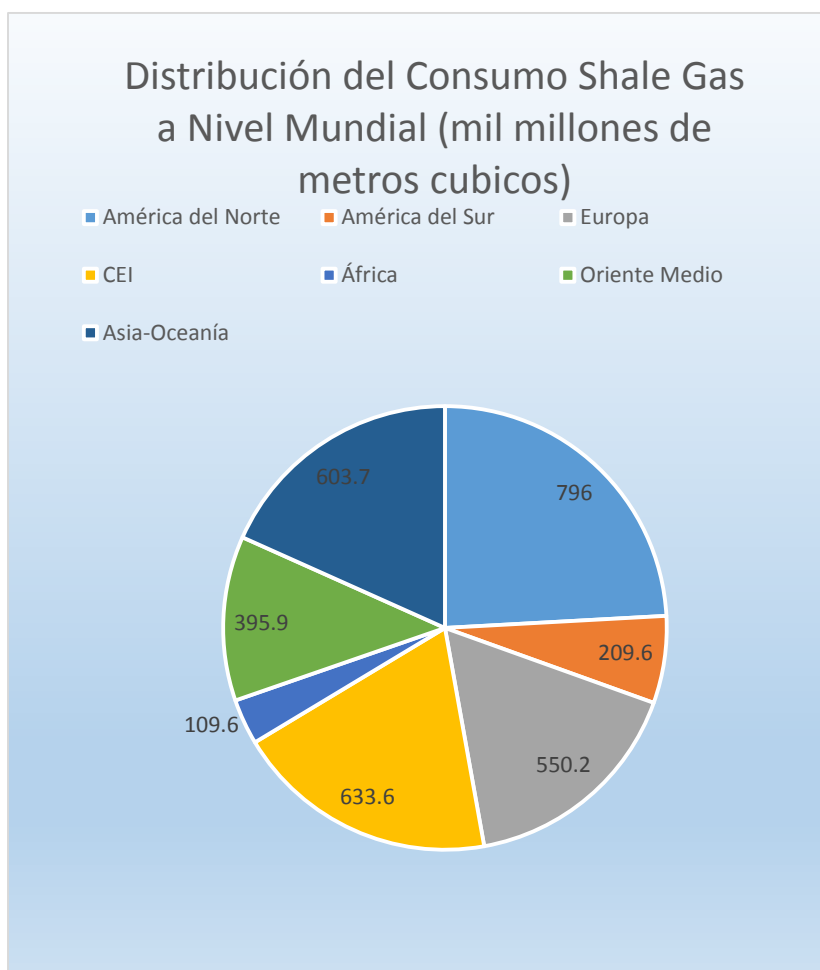


ILUSTRACIÓN 11. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO A NIVEL MUNDIAL DE SHALE GAS

Fuente: Shale Gas en el Mundo SEDIGAS 2013

Tabla 1.5 Consumo Gas Proveniente de Shale Gas a Nivel Mundial por Áreas Geográficas
Fuente: Shale Gas en el Mundo SEDIGAS

¹¹ ° CEI Comunidad de Estados Independientes. Miembros integrantes de la CEI: Armenia, Bielorrusia, Ucrania, Azerbaiyán, Kazajistán, Turkmenistán, Uzbekistán, Moldavia, Kirguistán, Tayikistán y Rusia.

En 2011 el consumo energético mundial creció 2.5%, respecto al año anterior. El consumo de carbón fue el de mayor aumento, impulsado principalmente por China. El petróleo, que ha sido el principal combustible a nivel mundial, registró una participación de 33.1%.

El uso de energías renovables creció 17.7%, sobresaliendo el aumento de Estados Unidos y China. La energía nuclear disminuyó su demanda 4.3%; la región Asia Pacífico presentó la mayor reducción, principalmente en Japón.

China ha duplicado su consumo de gas natural desde el año 2007. Por otro lado, India ha aumentado su consumo desde 2007 en un 50%. Ambos países, junto a Japón desde el tsunami de marzo de 2011, son dos de los grandes destinos de los buques de GNL y los principales causantes de unos precios más elevados en la zona asiática.

Cabe resaltar que el alto nivel de contaminación en buena parte de las ciudades chinas, está generando la potenciación del transporte mediante vehículos de gas natural (NGV). Así, el consumo en transporte ha pasado de 2 bcm en el año 2000, a más de 10 bcm en 2010; el mayor importador de GNL de China (CNOOC) construirá al menos 1.000 estaciones de servicio de GNL para automoción hasta 2015.

De acuerdo con estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, se espera que el gas natural tenga un papel cada vez más relevante en la economía energética global. La demanda de gas natural crecerá 1.7% promedio anual entre 2010 y 2035. Es importante mencionar que los pronósticos de crecimiento de demanda son superiores en comparación con el año pasado. Se prevé que la demanda de gas natural a nivel mundial crecerá de 3,300 miles de millones de metros cúbicos en 2010 a 4,750 en 2035, lo que representara un incremento de 43.9%. Estados Unidos es el país que consume más gas natural en el mundo, aproximadamente un 22% sobre el total. Le siguen Rusia, Irán, China y Japón.

2.9 CUENCA EAGLE FORD

La lutita del Cretácico Superior, Eagle Ford es un play de shale gas emergente en el sur del centro de Texas, con un estimado de reservas recuperables de aproximadamente 150 MMMMCF. Las altas cantidades de condensado y líquidos de gas natural en Eagle Ford, 60 a 210 B/MMCF, lo distingue de otros plays de lutitas y lo hace uno de los plays de mayor calidad en EU.

La lutita de Eagle Ford es una roca generadora con kerógeno tipo II marino, localizada directamente bajo de la creta de Austin. En este caso el término "lutita" está más referido al tamaño de partícula que al tipo de mineralogía, mientras que las típicas lutitas no constituyen yacimientos. La tendencia de la actividad actual en Eagle Ford se extiende Maverick, Dimmit y el noroeste de Webb hacia los condados de Bastrop, Lee y Washington. Es una mezcla de unidades de siliciclasticos/carbonatos depositados durante la transgresión del Cretácico Tardío (Cenomaniano a Turoniano). Las dos unidades de depositación mayores que comprenden Eagle Ford son: una unidad baja (transgresiva) dominada por lutitas oscura bien laminadas (baja bioturbación); y por una parte superior (regresiva) que consiste en delgadas lutitas, limestones y siltstones interestratificados (delgadamente laminados y con ciclos de alta frecuencia).

Existen seis Micro-Facies en Eagle Ford:

- Lutitas piríticas
- Lutitas fosfáticas;
- Lutitas bentoníticas
- Lutitas fosilíferas
- Lutitas silíceas
- Bituminosos
- Lutitas y claystones

La discordante lutita de Eagle Ford se superpone al limestone de Buda y a la creta de Austin esta formación de lutitas ocurre como una amplia capa (40 a 4000 ft de grosor) a profundidades de entre 4000 y 14500 ft, que adelgaza de norte a noroeste.

La porción productiva de Eagle Ford se da a profundidades de entre 4000 y 14500 ft TVD en una banda SO—NE desde el condado de Webb al de Burleson. La localización del área principal está relacionada con la formación Edwards del Cretácico Inferior y los márgenes de la plataforma de Sligo, la cual controla las localizaciones de la parte profunda de los yacimientos y campos de gas de la formación Edwards. A lo largo la franja SO—NE, un número grande de parámetros como profundidad, espesor, TOC, Ro, y mineralogía pueden cambiar dramáticamente.

Gran parte de la actividad actual está centrada en 12 condados: Maverick, Zavala, Dimmit, Webb, LaSalle, Frio, Atascosa, McMullen, Live Oak, Wilstone, Karnes, Gonzales y DeWitt. A la fecha, la producción incluye gas seco, aceite y gas húmedo.

Los sedimentos ricos en materia orgánica de Eagle Ford fueron depositados como dos secuencias de amplios depósitos transgresivos en una rampa dentro de la cuenca con sedimentos anóxicas. Las unidades de lutitas transgresivas más bajas, las cuales contienen kerógeno tipo II marino, generador de aceite, enriquecido en hidrogeno) constituye la parte más prospectiva de Eagle Ford, es capaz de generar grandes cantidades de hidrocarburos líquidos. El TOC promedio es de 5% pero puede llegar a 9%.

En suma al kerógeno marino tipo II, las lutitas regresivas contienen más kerógeno terrestre tipo III generador de gas. La lutita de Eagle Ford es reconocida como un importante recurso para la mayor parte del aceite encontrado por encima de la creta de Austin.

Distintos operadores ven a Eagle Ford como dos plays separados, uno superior de aceite y uno inferior de gas seco, con gas húmedo/condensado en la zona de transición entre los dos. El play de aceite está localizado en el norte del límite de la plataforma de Edwards donde Eagle Ford está relativamente somero, con baja presión y dentro de la ventana de generación de aceite debido a la inmadurez termal.

El play de gas seco está localizado en el sur del límite de la plataforma de Edwards, donde Eagle Ford es más profundo, termalmente maduro y generador de aceite. Una zona de transición entre las dos zonas produce aceite de alta gravedad.

En Eagle Ford, aunque la mayoría de los operadores tienen grandes extensiones de terreno, la falta de acceso a localizaciones potenciales en superficie y la existencia de zonas de no perforación complican el posicionamiento de equipos de perforación. Más aun, los pozos requieren fracturamientos con pozos horizontales multietapa para alcanzar viabilidad económica. Las localizaciones de superficie para los equipos de perforación o para pozos individuales son típicamente determinada en visualización 3D donde la información geofísica, geológica y de ingeniería, puede ser evaluada simultáneamente.

2.1 CUENCA WOODFORD

La lutita de Woodford produce aceite y gas en Oklahoma y en la cuenca del Pérmico en Texas. Aunque la estratigrafía y el contenido orgánico de la lutita de Woodford es bien comprendido, la compleja geología estructural de las cuencas de Oklahoma y en si la compleja mineralogía de Woodford, afecta al diseño de la perforación y la terminación, así como las prácticas de producción y la productividad del pozo. La parte superior del play tiene varias ventajas que mejoran el aspecto económico: una gran producción de hidrocarburos con poco o nada de agua, localizaciones de los pozos en áreas rurales y la existencia de varios pozos verticales viejos.

La cuenca de Woodford es una extensa lutita ubicada entre el Devónico Tardío y Mississipiano Temprano, está compuesta por lutitas negras ricas en contenido orgánico depositadas a lo largo de la cuenca Mid—continent en Oklahoma y Kansas. Su edad es equivalente a la de otras lutitas como Bakken (cuenca de Willistone), Chattanooga (cuenca de Mid—continent y Black Sarrío). Estas formaciones han sido consideradas como las rocas generadoras de aceite y gas de estas y otras cuencas.

El espesor de Woodford está influenciado por el engrosamiento regional del noroeste al sureste hacia la parte del piso de la cuenca y por los canales erosivos locales en el grupo de limestones inferior. La base de Woodford está compuesta de cuarzoarenitas. -Aunque la lutita de Woodford es normalmente más delgada que otras lutitas productoras, esta posee una mayor relación NTG.

Las pizarras de Woodford contienen aproximadamente 4.5% del TOC. El cuarzo ocurre por la recristalización diagenética de los esqueletos de radiolarios. La porosidad es altamente variable (0.59—4.90%), baja permeabilidad (0.0003 y 0.274 md, y pequeñas aperturas de poro promedio (5.8—18.6 nm).

La primera producción de Woodford en Oklahoma comenzó en la década de los 30 con pozos verticales con objetivos en los horizontes profundos. El desarrollo extensivo no se da sino hasta después del 2000, después de exitosos desarrollos horizontales en el play de Barnett en la cuenca de Fort Worth.

Esto incluye el oeste de Arkoma y el este de Anadarko, dos pequeños plays en Ardmore y otro en la plataforma de Cherokee donde la producción es somera y con baja madurez termal.

La principal formación productora es la cuenca de Arkoma, cubriendo entre 1500 a 2000 mi^2 , donde Woodford es relativamente somera, gruesa, rica en sílice y madurez termal. Esta porción de la cuenca contiene objetivos potenciales que históricamente se terminaron con pozos verticales y producción mezclada.¹² En 2003, después del éxito de Barnett, Newfield Energy decidió perforar al oeste de Arkoma. Las similitudes con Barnett en profundidad, porosidad, abundantes fracturas naturales, alto contenido de sílice y alta relación NTG, contribuyeron al éxito en el Play. Los gradientes de presión son normales o ligeramente geopresurizados. Barnett tiene más del doble de espesor que Woodford, y esto se refleja en las estimaciones de gas in situ de 60 MMMCF/ mi^2 contra las de Barnett de 147 MMMCF/ mi^2 .

En resumen la lutita de Woodford es principalmente un play de pozos horizontales y los operadores tratan de incrementar las eficiencias de las perforaciones y terminaciones para mejorar la parte económica y obtener mayores recuperaciones finales. Las eficiencias de la perforación incluyen, la perforación rápida de pozos laterales y multilaterales, usados sistemas de fluidos de perforación especiales, equipos de perforación multipozo para el uso más eficiente de equipos de perforación, equipos y personal de terminación y un menor impacto ambiental. Las eficiencias de terminación incluyen tratamientos de fractura con agua, incrementando el número de etapas de fracturamiento, fracturamiento simultáneo, reciclaje del agua de fractura, reducción del ciclo de tiempo entre las etapas de fractura y monitoreo microsísmico en tiempo real.

¹² Halliburton, Ing. Margiolis Mora Villa, Petrofísica 2013.

2.2 CUENCA HAYNESVILLE

La lutita de Haynesville es una lutita negra fisil con alto contenido orgánico del Jurásico superior situado en la elevación de Sabine, la cual separa las cuencas del este de Texas y el norte de Louisiana. El play se encuentra a una profundidad de entre 10000 y 14000 ft, cubriendo un área de aproximadamente 9000 mi^2 . Las tasas de producción más altas ocurren en los condados De Soto, Red River, Bienville Parishes y el norte de San Agustín. La formación se encuentra por debajo de zonas que han producido gas y aceite por varios años. Las facies están constituidas por rocas ricas en calcita con un poco de arcilla hacia lutitas silíceas altamente laminadas y pequeñas cantidades de calcita, con un espesor de 80 a 350 ft. La formación posee altas porosidades, aunque hoy en día son inciertas las reservas exactas del play.

Comparado con el play de Barnett, ubicado al oeste, el de Haynesville es mucho más profundo, grueso y con mayor porosidad temperatura y presión, contenido de gas y producciones iniciales. La profundidad, temperatura y presión incrementan desde el noroeste hacia el sureste a lo largo del este de Texas y el Norte de Louisiana. La profundidad del play incrementa 10000 a 14000 ft en la misma dirección.

La profundidad media de los pozos verticales es de 11800 ft, las temperatura media de fondo es de 300 °F y la presión de los tratamientos de estimulación está por encima de los 10000 psi. La calidad del yacimiento, porosidad llena de gas y TOC también incrementa hacia el sureste.

Dentro del área productiva de Haynesville hay dos facies ricas en contenido orgánico: bancos de carbonatos ricos en calcita compuestos con un porcentaje entre 35 y 60% de calcita, de 20 a 30% de ilita y de 15 a 30% de cuarzo; y facies de claystone silíceo con alto contenido de cuarzo, de 25 a 30%, con menos calcita de 20 a 30%, y finalmente minerales arcillosos, de 25 a 45%. Las dos terceras partes inferiores de Hynesville están compuestas por lutita, principalmente ilita y montmorillonita. La tercera parte superior consiste en altos porcentajes de arcilla que hacen a la roca más dúctil y reducen su permeabilidad y porosidad. Por lo tanto, como tenemos una formación más dúctil que su vecina Barnett, la hace más difícil de fracturar. Se deben tomar en cuenta los cambios en la fragilidad para la perforación de pozos ya que de esto depende la eficiencia de la terminación.

Los puntos objetivos deben estar ubicados en las zonas con alto contenido de sílice o de carbonatos. Los esfuerzos en el área son altos, lo cual resulta en altas presiones de fractura. Los trabajos de fractura son más costosos así como el manejo en condiciones HPHT, lo cual requiere asegurar altas recuperaciones finales para que los desarrollos sean económicos.

La porosidad de matriz es relativamente alta, se encuentra entre 6 y 15%, pero la permeabilidad es baja, es aproximadamente de 350 y 600 nanodarcies. La alta porosidad de matriz, el alto contenido de TOC de entre 2 y 5% y por último la ausencia general de significativas fracturas naturales se traducen en un sistema dominado por la porosidad de matriz y gas libre por encima del adsorbido.

2.3 CUENCA MARCELLUS

La lutita de Marcellus es un play que se comenzó a desarrollar aproximadamente entre 3 y 4 años, las lutitas contenidas en esta cuenca se encuentran a profundidades relativamente bajas (entre 4000 ft a 8500 ft).

Geográficamente se encuentra en el estado de Kentucky, Ohio, el oeste de Virginia, Maryland, Pennsylvania y Nueva York, cuenta con un espesor aproximado de 95000 mi². Este play se encuentra por debajo de la cuenca de Catskill/Deleware, la cual abastece de agua a 17 millones de personas, incluyendo al 90% de los residentes de Nueva York. La principal zona almacenadora de Marcellus es aproximadamente la mitad de grosor que el de las lutitas de Barnett y tiene menor contenido de gas, es cerca de 10 veces mayor en extensión areal que la principal zona de almacenamiento de Barnett.

La lutita de Marcellus se extiende a través de 160 000 mi² de la cuenca de los Apalaches. Las secuencias arcillosas del devónico son secuencias de arcillas negras, café oscuro y gris oscuro, ricas en contenido orgánico, que fue depositado en zonas marinas someras a lo largo del margen distal del delta de Catskill del Acadiano.

Hablando de la parte económica de Marcellus cuenta con distintos factores positivos, algunos factores favorables son:

- Los bajos costos de localización y desarrollo (en comparación con otros grandes play de gas en lutitas)
- La larga vida de sus reservas
- Proximidad a los grandes mercados del gas natural en EU y bajos costos de proceso y transporte.

Se ha determinado que las Lutitas contenidas en la cuenca Marcellus son ricas en contenido orgánico del devónico, por lo tanto se les considera importantes yacimientos de gas y las tecnologías implementadas para su explotación, podrían hacer una gran diferencia en el desarrollo de estos recursos no convencionales.

Investigaciones realizadas por Gas Research Institute (GRI) han revelado que, como se mencionó anteriormente un buen proceso de explotación lograría un incremento del 50% de la producción en esta cuenca, esto gracias al gran potencial de las lutitas del devónico.

En Marcellus se han perforado más de 20000 pozos a través de la cuenca de los Apalaches, la mayoría en yacimientos profundos. Cabe mencionar que estos pozos cuentan con una gran aportación de gas, es por esto que se le considera una de las cuencas más importantes.

La cantidad estimada de reservas recuperables en Marcellus ha continuado creciendo con el desarrollo por lo que no se ha determinado un valor fijo, esto debido a que hoy en día se le continúan realizando trabajos de exploración.

3 CAPITULO 3. Fracturamiento Hidráulico

INTRODUCCIÓN

Los beneficios potenciales del fracturamiento hidráulico han despertado el interés en los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que, bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye o aumenta la producción de los pozos, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos. Los 70 000 pozos nuevos que se perforan aproximadamente cada año, representan solo entre el 7 y 8 % del total de los pozos productores de todo el mundo.

En consecuencia obtener mayor producción de los más de 830 000 pozos terminados previamente resulta esencial para el desarrollo de campos petroleros el mejoramiento de la producción y el manejo de los yacimientos.

El Fracturamiento hidráulico día con día toma un papel muy importante dentro del mundo petrolero, esto porque se le ha considerado el motor de la economía mundial, existen grandes volúmenes de reservas de gas no convencional en el mundo. En E.E.U.U los precios del gas han caído el 75 % después de que se comenzó a explotar el Shale Gas.

El Fracturamiento Hidráulico es uno de los principales métodos de extracción gas natural de fuentes no convencionales, aunque estas tecnología ha existido desde hace décadas, la combinación, junto con los avances tecnológicos y la reducción de costos, fue la llave para abrir las vastas reservas de shale gas, que se encuentran principalmente en Norte América

El primer fracturamiento hidráulico específicamente diseñado para estimular la producción de un pozo fue llevado a cabo en el campo de gas Hugoton en julio de 1947, en el pozo Kelper 1 localizado en el estado de Kansas. El pozo se encontraba en cuatro zonas productoras de gas, en un intervalo de 2340 a 2580 pies. La presión

en el fondo del pozo era de aproximadamente 420 [psi]¹³. Este pozo, fue terminado con una estimulación ácida, fue escogido para fracturarse hidráulicamente porque tenía una baja producción y ofrecería una comparación directa entre los tratamientos de acidificación y fracturamiento hidráulico.

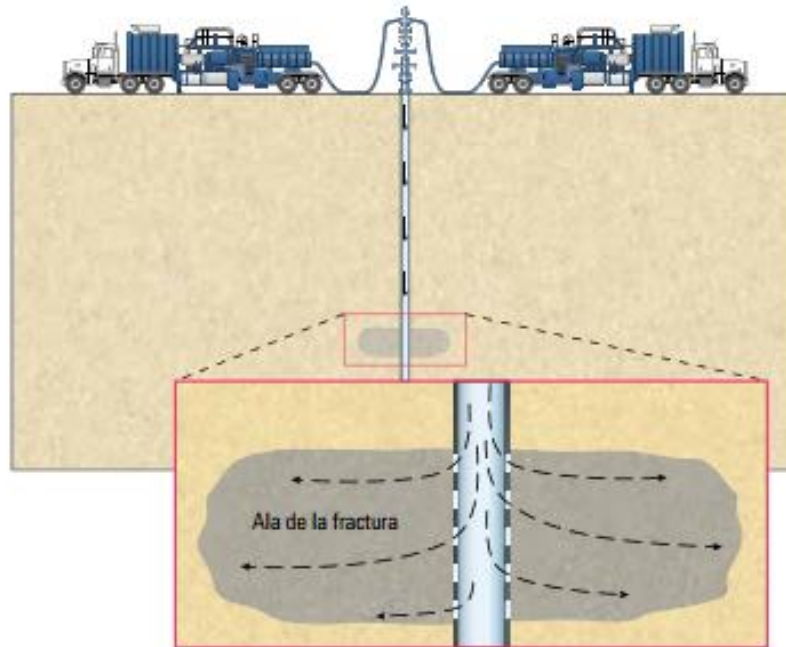


ILUSTRACIÓN 12. ILUSTRACION DE UN CORTE TRANSVERSAL DE LA PROPAGACIÓN DE LA FRACTURA.

Como se puede observar, mientras más fluido es inyectado mayor será el diámetro de propagación de la Fractura.

Fuente: Matt Gillard, Matt Miller, Alejandro Peña. Oilfield Review, Slb 2011.

El equipo de bombeo usado consistía en una bomba centrífuga para mezclar la gasolina napalm usada como fluido de fracturación y una bomba dúplex, de desplazamiento positivo para bombear el fluido hacia el interior del pozo. Debido al peligro y riesgo de fuego, todos los equipos utilizados fueron colocados a una distancia de 150 pies del pozo, lo cual complicaba la operación.

¹³ Matt Gillard, Matt Miller, Alejandro Peña. Oilfield Review Slb 2010.

El trabajo consistía en realizar cuatro diferentes tratamientos de fracturamiento, (uno en cada zona productora). El tratamiento de fracturamiento para cada zona consistía en bombear 1000 galones de gasolina napalm seguido por 2000 galones de una gasolina que contenía 1 % de una emulsión catiónica rompedora que actuaba como reductora de la viscosidad.

Para mediados de los años 60's, el método de fracturamiento hidráulico se convirtió en el más utilizado en este campo petrolero. El uso de grandes volúmenes a bajo costo, de fluidos base agua bombeados a grandes gastos proveyó un efectivo y económico procedimiento para el fracturamiento hidráulico en los pozos del campo Hugoton.

3.1 CONCEPTO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Desde sus inicios, el proceso de fracturamiento hidráulico han sido desarrollados desde lo más simple (volúmenes bajos y gastos bajos) hasta procedimientos de ingeniería muy complicados. Este proceso puede ser usado para mejorar la productividad del pozo minimizando así los daños en el agujero por la perforación y la terminación de pozos; también puede ser usado para crear un canal altamente conductivo en yacimientos de baja permeabilidad.¹⁴

El fracturamiento hidráulico consiste en mezclar una serie de componentes químicos para crear un fluido fracturante, dicho fluido es bombeado hacia la formación productora a presiones y gastos lo suficientemente altos para crear y propagar la fractura a través de la formación.

Dicho de otro forma el Hidráulic Fracking como también se lo conoce consiste en la inyección a alta presión de los fluidos en una formación de gas natural para crear fracturas y fisuras que permitan que el gas natural fluya libremente a través de los poros de la roca, para que este pueda ser bombeado a la superficie. Un componente clave para el Fracturamiento es la inyección a alta presión del fluido fracturante. Este fluido aumenta la permeabilidad de la fractura y mantiene abiertas las fracturas.

¹⁴ Society of Petroleum Engineers. Shale Gas Developments in North America.

A lo largo del tiempo se ha desarrollado una serie de fluidos a base de agua y tratamientos para inducir de manera más eficiente y mantener fracturas permeables y productivas.

La composición de estos fluidos varía de manera significativa, a partir de agua simple y arena para sustancias poliméricas complejas con una gran cantidad de aditivos. Cada tipo de fractura tiene características únicas, y cada una posee sus propios rasgos de comportamiento. Para un rendimiento ideal, los fluidos de fractura deben poseer las siguientes cuatro cualidades:

- Ser lo suficientemente viscoso para crear una fractura de un espesor adecuado.
- Maximizar la distancia de desplazamiento del fluido para extender la longitud de la fractura.
- Ser capaz de transportar grandes cantidades de hidrocarburo en la fractura.
- Exigir agente gelificante mínima para permitir la degradación más fácil o "fracción" y la reducción de costos.

El fluido o gel lineal (Arena Agua y Productos Químicos) debe ser propagado en la fractura a través de la formación productora, Posteriormente se introduce un gel mezclado con un sustentante o apuntalante en el Tubo de Acero, el gel introducido deberá ser bombeado hasta extender la fractura y simultáneamente transportar el sustentante a través de la formación.

El siguiente paso es bombear el fluido hasta alcanzar los gastos y presiones deseadas para establecer la geometría de la fractura, el gel químicamente se rompe y baja su viscosidad logrando así que este fluya hacia afuera del pozo, dejando así una fractura altamente conductiva para que el aceite y/o gas fluyan fácilmente hacia el pozo.

En los fracturamientos, el gasto de inyección es sumamente importante porque es un factor de alto peso específico en la inducción de formación de capas de arenas depositadas preferentemente en multicapa. Para tal propósito es conveniente efectuar las operaciones con alto gasto de inyección (de 30 a 50 bpm) para apuntalar a la longitud creada en algunas zonas con multicapas y otras con mono capas. El gasto de inyección es específicamente más importante durante la etapa de colocación

de la arena de malla pequeña, aprovechando la moderada velocidad de asentamiento de esta arena.

Para inducir una adecuada longitud de fractura es necesario tener una magnitud en presión neta adecuada para tener permanentemente un ritmo de crecimiento óptimo en la longitud hidráulica originada. La presión neta está íntimamente relacionada con la presión de extensión de fractura, ambas presiones en magnitud sobrepasan a las condiciones de esfuerzo in-situ del yacimiento tratado y consecuentemente son de vital importancia para el crecimiento geométrico de la fractura.

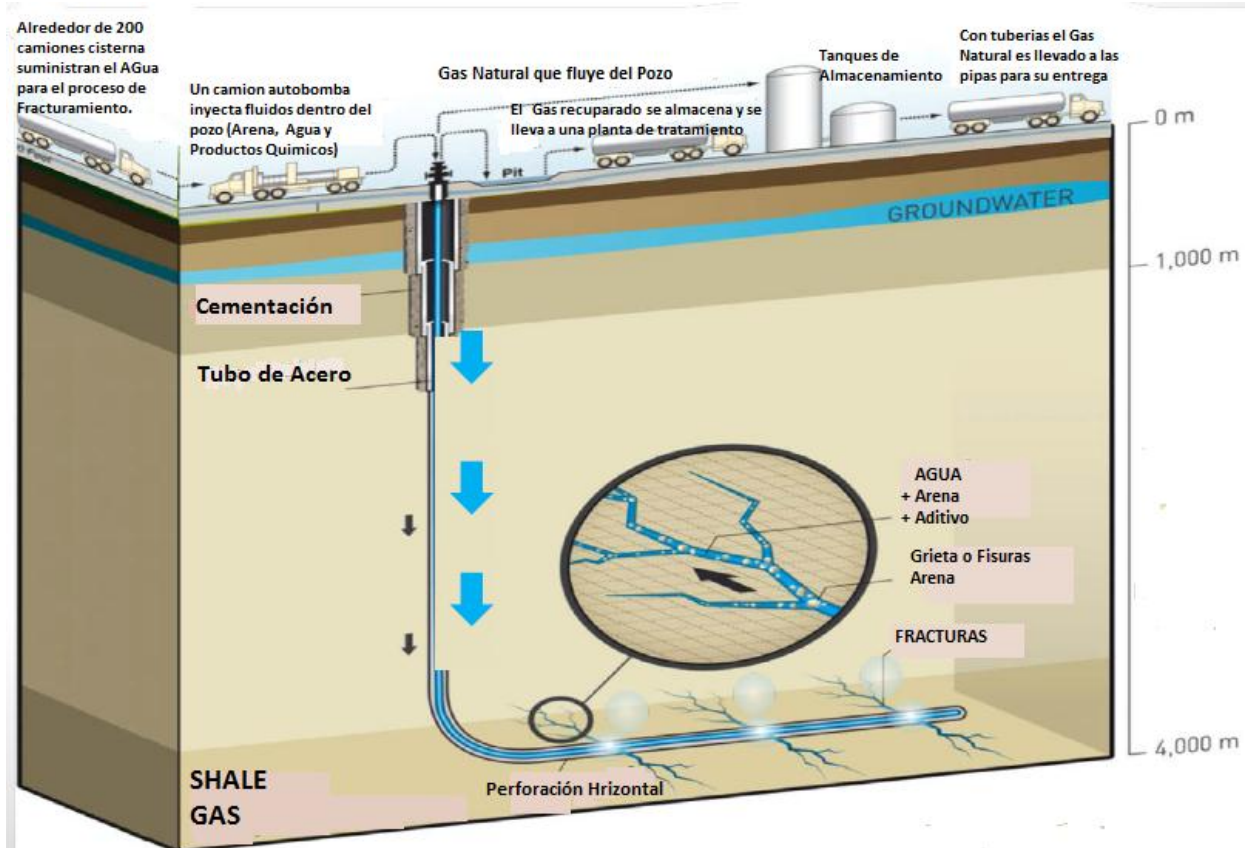


ILUSTRACIÓN 13. GEOMETRIA EN TRES DIMENSIONES DE UNA PERFORACIÓN CON FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Fuente: Imagen Editada. Oil Production 2013.

El fracturamiento hidráulico tiene diversos objetivos en los cuales puede ser empleado, ha sido usado en procesos de recuperación secundaria y mejorada, como las operaciones de inyección de agua, combustión in situ e inyección de vapor, para mejorar la eficiencia de barrido. Actualmente el fracturamiento hidráulico es el proceso que más se emplea para la estimulación de pozos de aceite y gas.

A todo lo mencionado anteriormente, podemos resumir que el fracturamiento hidráulico ha sido un método exitoso ya que en el pasado no se tenían que diseñar tratamientos con un alto grado de precisión para poder trabajar adecuadamente, por el contrario hoy en día se tiene que tomar en cuenta un mayor número de factores, como materiales (espumas, emulsificadores, sustentantes, fluidos, etc.) realizar valuaciones económicas, etc., lo que demanda un diseño de fracturamiento hidráulico más riguroso y preciso.

3.2 EXTRACCIÓN DE SHALE GAS POR MEDIO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La extracción de Gas por medio del Fracturamiento Hidráulico se compone de un pequeño número de pozos verticales se perforan y se fracturan, para determinar si el shale gas que se encuentra presente puede ser extraído. Esta etapa de exploración puede incluir una fase de valoración donde más pozos son perforados y de igual manera se fracturan para realizar una caracterización de la roca, esto para examinar cómo las fracturas se tiende a propagar, y así poder establecer si es económicamente rentable extraer el gas.

3.3 APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En el mundo petrolero el fracturamiento hidráulico ha sido empleado para realizar múltiples tareas:

Aumento de la Producción: Como hemos mencionado a lo largo de este trabajo, el aumento de la producción de un pozo generalmente se da como consecuencia de la creación de una fractura, la cual se convierte en un canal de flujo a través de la zona de permeabilidad alterada o zona skin; entre más profunda sea la fractura, mayor es el aumento de la producción ya que se

conoce que la eficiencia de drenaje disminuye naturalmente con la distancia, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación se permite que más hidrocarburos alcancen la cara del pozo, un incremento de la capacidad de flujo de la fractura, genera un incremento del potencial, como efecto, el daño alrededor del pozo cerca de la zona fracturada tiene un menor efecto en la productividad, pero un daño en la cara de la fractura tiene mayor efecto de la producción.

Si un yacimiento posee gas o petróleo para producir, y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa la producción y se obtiene un rápido retorno de la inversión, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados, a menudo responden en primer instancia con una productividad de varios cientos de veces la prueba inicial, en algunos casos este incremento de productividad puede mantenerse.

Cuando el yacimiento aún tiene una presión adecuada, por ejemplo, pozos viejos en bombeo mecánico, generalmente responden con aumentos de 5 a 10 veces la producción de aceite. Ninguno de estos promedios debe considerarse como la última palabra en la posibilidad de incrementar la productividad por medio de fracturas. A medida que las nuevas técnicas de tratamiento producen fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtienen mayores incrementos de producción.

Corrosión de daño a la formación: El daño a la formación consiste en la reducción de la permeabilidad en los alrededores de la cara del pozo y se interpreta como una caída de presión adicional al (ΔPS) y es proporcional a la tasa de producción. En las operaciones de cementación y perforación se utilizan lodos para estos fines dentro de los cuales ahí sólidos que se encuentran dispersos y son los que pueden invadir la matriz de la roca taponándola.

Otro aspecto que se puede presentar es la reacción entre el filtrado y la formación, por ejemplo hinchamiento de arcillas por la presencia de filtrado con baja salinidad ocasionando una disminución de la permeabilidad. Este fenómeno provoca una marcada reducción en la habilidad de fluir del aceite o el gas desde la formación hacia el pozo.

La caída de presión desde la zona alterada, es la diferencia entre la presión del pozo fluyendo, y la que presentaría si no existiera el daño. EL efecto del daño o efecto skin, se cuantifica mediante variables adimensionales llamadas factor de daño S, definido en unidades de campo:

$$S = \frac{kh}{141.2qB\mu} * \Delta P_s$$

K= permeabilidad de la formación (md)

h= espesor del intervalo productor (pies)

q= Caudal $\left(\frac{STB}{día}\right)$

β =Factor volumétrico de la formación de aceite $\left(\frac{bbl}{STB}\right)$

μ =Viscosidad (Cp)

ΔP_s =Caída de presión adicional por daño (LPC)

En términos de daño para la diferencia de presión se tiene:

$$AP_s = \frac{141.2qB\mu s}{kh}$$

El valor positivo de S indica una restricción al flujo. A mayor sea su valor, su restricción será más severa. Un valor negativo indica que se ha efectuado una estimulación. A mayor valor absoluto de S más efectivo es el tratamiento. En el fracturamiento hidráulico es común encontrar valores de daño entre 3 y 5.

Desarrollo comercial de Yacimientos con Baja Permeabilidad: En campos donde la permeabilidad de la formación es muy baja se utiliza la técnica de fracturamiento hidráulico masivo, esto implica el uso de 50 000 a 500 000 galones de fluido fracturante y de 100 000 a un millón de libras de material de soporte. El propósito de fracturamiento hidráulico masivo, exponer una gran área superficial de la formación para permitir el flujo hacia el pozo. Si define una formación con baja permeabilidad la que tiene una permeabilidad in situ de 0.1 md o menos.

Inyección de fluidos a la formación: En yacimientos en donde no hay empuje de gas o de agua, se requiere la implementación de pozos inyectores para tratar de mantener la presión del yacimiento y así sostener la producción en condiciones económicamente viables. En estos tipos de yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector.

Otra de las aplicaciones que se le ha dado en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, es la inyección a presión de desperdicios y residuos de aguas pesadas como las utilizadas en plantas nucleares, residuos químicos y algunas otras sustancias en formaciones a profundidades intermedias.

Recuperación Secundaria: La recuperación secundaria fue el objetivo primordial del fracturamiento hidráulico hasta hace varios años, en los campos donde la producción dacia se realizaban trabajos de fracturamiento en sus pozos, aumentando la permeabilidad cerca de la cara del pozo y de esta forma mejoraba la productividad. Este incremento ha sido estimado entre 5 y 15% del total de la recuperación primaria. La fractura incrementa la recuperación final ya que ensancha los canales de flujo y aumenta la eficiencia de drenaje.

3.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

Las propiedades de las rocas cambian a medida que la profundidad se incrementa por ejemplo la porosidad y la permeabilidad tienden a cambiar debido a la presión de los estratos superiores.

La presión para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Debido a esto las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Cuando en el material, en este caso la roca, se inicia y se propaga la fractura, significa que el material responde de una manera plástica y los cambios que se producen en el son irreversibles. Una herramienta útil que se utiliza cuando se estudian fracturas es el comportamiento lineal e la elasticidad, debido a que los esfuerzos y las deformaciones pueden ser descritos por la teoría elástica.

Un material elástico es caracterizado por constantes elásticas que pueden ser determinadas en forma elástica o dinámica por cargas experimentales aplicadas. Para un material isotrópico, solo se necesitan de dos constantes para describir el comportamiento elástico estas son:

Materiales Plásticos: Cuando un material es sometido a una fuerza de tensión hasta el extremo y este no es capaz de recuperar sus dimensiones originales al retirar la fuerza aplicada, se dice que ha experimentado una deformación plástica. Por otra parte cuando en un material se aplica una fuerza de tensión uniaxial y este se deforma pero el material regresa a sus dimensiones originales cuando case la fuerza deformante, se dice que la deformación es elástica.

La elasticidad es el principal fundamento para todos los aspectos de la mecánica de las rocas, por lo tanto, las rocas están dentro de la clasificación de materiales elásticos.

Permeabilidad y porosidad bajo esfuerzo: Generalmente estas propiedades se determinan en núcleos a la presión atmosférica. Los valores medidos pueden estar muy cercanos o muy lejanos de los existentes a condiciones de yacimiento. Las diferencias dependen de la naturaleza y tipo de roca, de su estructura y las fisuras que contenga, además de la presión efectiva ($P_{efectiva} = P_{externa} - P_{interna}$) a que está sometida. Al aumentar esta presión la permeabilidad de las rocas fisuradas disminuye rápidamente, variando después lentamente.

Presión de Fractura: La presión de fractura es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura.

Presión de Cierre: Se le conoce como P_e es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.

Presión Neta: Se le conoce como P_{ne} y es la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra. La presión neta controla el crecimiento de la fractura y mantiene separadas sus paredes, generando un ancho suficiente para permitir el ingreso de la lechada de fracturamiento compuesto de fluido y apuntalante; sólidos que mantienen abierta la fractura después de que se interrumpe el bombeo.

Presión de extensión de Fractura: Es la presión requerida en el fondo para fracturar la formación. También puede ser llamada presión de tratamiento en el fondo.

Esta presión de fractura es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada. El gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, si no que varía a medida que la presión del yacimiento se modifica.

Gradiente de Fractura: Al conocer la presión necesaria para extender la fractura se puede relacionar con la profundidad de la formación en forma de gradiente de fractura.

$$G_f = \frac{BHTP}{TVD}$$

Donde:

G_f = Gradiente de Fractura

$BHTP$ = Presión de Extensión de Fractura

TVD = Profundidad

3.5 DISEÑO DE UNA FRACTURA

Cada punto de una formación se encuentra bajo los efectos de los esfuerzos causados por sobrecargas y por fuerzas tectónicas.

El sistema de esfuerzos que actúan en un punto puede reemplazarse por tres esfuerzos principales. Para poder iniciar una fractura, el máximo esfuerzo de tensión inducido en la roca del pozo debe exceder la resistencia de la formación a la tensión. Por lo tanto la fractura se iniciara perpendicularmente al menor esfuerzo.

3.6 INICIO DE UNA FRACTURA

Nos referimos, al inicio de una fractura a la ruptura de las rocas adyacentes a las paredes del pozo. Esta ruptura ocurre solamente si los esfuerzos creados exceden la resistencia de la deformación. Durante los tratamientos de fracturamiento, el inicio de la fractura se identifica por la caída instantánea de presión de fondo de inyección, acompañada de un aumento de la tasa de inyección.

Los esfuerzos creados alrededor del hueco antes que la fractura se inicie dependen de los siguientes factores:

- Los valores de los esfuerzos principales "In situ" y su relativa orientación con respecto al hueco
- La presión del fluido dentro del hueco

- La cantidad de fluido que se fuga hacia las paredes del hueco
- La existencia del casing, cemento y perforaciones
- Propiedades mecánicas de la formación
- La presión de formación

Para condiciones de hueco abierto el rompimiento de las paredes del mismo como resultado de la falla a la tensión de las paredes, lo que ocurre posteriormente se debe a esfuerzos axiales o tangenciales que actúan sobre la pared del pozo que exceden la resistencia a la tensión de la formación.

Cuando los esfuerzos tangenciales exceden la resistencia de la tensión, el resultado es un fracturamiento vertical en la pared del pozo. El tipo de fractura hidráulica creada inmediatamente después del rompimiento depende solo de la orientación del mínimo esfuerzo in situ.¹⁵

Las fracturas horizontales raramente ocurren en la práctica, excepto a profundidades someras. La presión a la cual se generan las fracturas hidráulicas, generalmente se incrementan con la profundidad, debido a que los esfuerzos principales in situ aumentan con la misma.

La mayoría de los fracturamientos comerciales se realizan en huecos revestidos, en este caso, la presión de rompimiento será función además de los factores anotados anteriormente, del número de arreglo de las perforaciones.

Generalmente se consideran dos arreglos:

- Todas la perforaciones están en una o dos líneas diametralmente opuestas alrededor del hueco.
- Todas las perforaciones están alrededor del hueco en un arreglo helicoidal.

¹⁵ Hydraulic Fracturing for Natural Gas Development, Investor Environmental Health Network 2012 IEHN
<http://iehn.org/overview.naturalgashydraulicfracturing.php>

3.7 ORIENTACIÓN DE LAS FRACTURAS

Uno de los planteamientos que surgen para explicar la orientación de las fracturas es aquel que supone que en las regiones donde se encuentran fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical e igual a la presión efectiva e sobrecarga. Por el contrario, cuando existen fallas geológicas transversales, el mayor esfuerzo es el horizontal. Analizando lo antes mencionado podemos llegar a la conclusión que la fractura será horizontal cuando el esfuerzo vertical sea menor que el horizontal, o la fractura puede ser vertical cuando crece perpendicularmente al esfuerzo mínimo horizontal.

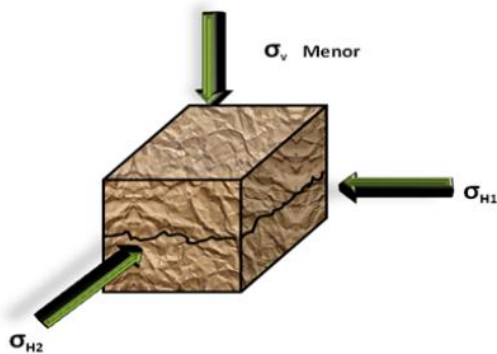


ILUSTRACIÓN 14. FRACTURA HORIZONTAL

Fuente: Imagen Editada por Richard Nolen-Hoeksema, Sib. 2013.

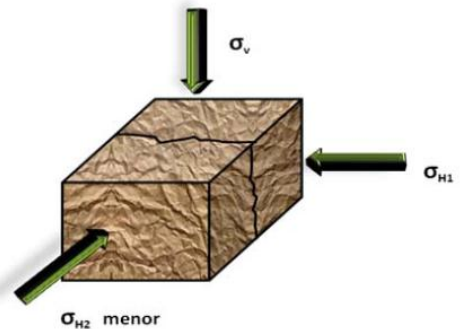


ILUSTRACIÓN 15. FRACTURA VERTICAL

Fuente: Imagen Editada por Richard Nolen-Hoeksema, Sib. 2013.

Conductividad de la Fractura: La conductividad de la fractura es el producto del ancho de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante.

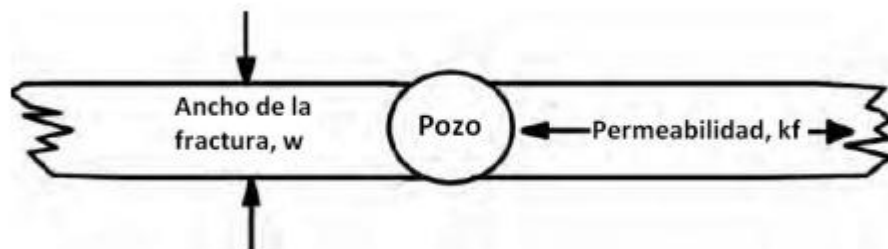


ILUSTRACIÓN 16. CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA

Fuente: Por Richard Nolen-Hoeksema, Sib. 2013.

La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente son de 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se haya aplicado. Sin embargo, la conductividad de la fractura disminuirá durante la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión bajo tensión afecta la fuerza del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o pérdidas de aditivos.

El esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante es la diferencia entre el esfuerzo in-situ y la presión fluyendo en la fractura. Cuando el pozo está produciendo, el esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante, aumentará normalmente debido a la disminución de la presión de fondo fluyendo. El esfuerzo in-situ disminuirá con el tiempo conforme declina la presión en el yacimiento.

Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas. Conforme aumenta el esfuerzo efectivo a valores muy grandes, se deben de utilizar apuntalantes más caros debido a que necesitan tener una alta resistencia, para crear una fractura altamente conductiva.

3.8 TIPOS DE FRACTURAS

Los términos generalmente conocidos son horizontales y verticales para determinar y describir el tipo de fractura hidráulica, sin embargo, estos términos son inadecuados porque son referidos a superficie, en lugar de referirnos al pozo donde se efectúa el tratamiento. Observando la dirección del pozo, llamaríamos fractura axial, a la que se propaga en la dirección del pozo, fractura normal, a la que se propaga perpendicularmente a la dirección del pozo y fractura inclinada si no se cumplen las reglas anteriormente mencionadas.

Fractura Axial: La fractura axial es aquella donde el pozo yace en el plano de fractura. En un medio isotrópico, las fracturas axiales son generadas solamente cuando uno de los tres esfuerzos principales es paralelo al pozo.

Si la fractura axial se inicia en un agujero abierto esta se extendería hasta la región presurizada por el fluido de tratamiento. En agujeros con revestimiento, es posible crear varias fracturas axiales al mismo tiempo pero separada por una barrera; al

continuar actuando la causa del fracturamiento, estas fracturas axiales se anotan en un solo plano de fractura.

Otro punto importante es el hecho de que la fractura puede detenerse o extenderse a la formación adyacente, lo cual indica que le fracturas se extenderá a diferentes velocidades. Una fractura se inicia y extiende en un eje, alcanza el otro eje y predominara su altura en él.

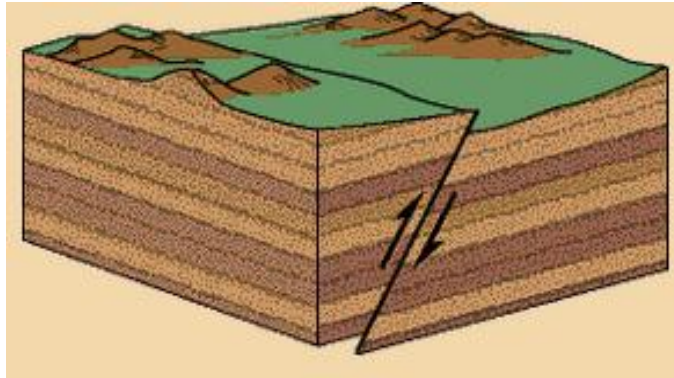


ILUSTRACIÓN: FRACTURA AXIAL

Fuente: Imagen Editada por Richard Nolen-Hoeksema, Sib. 2013.

Fractura Normal: Si el esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es normal. La iniciación de la fractura normal es más complicada que la axial. En agujero abierto, la fractura iniciada en la pared del agujero es axial; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continua normal. Las fracturas normales se pueden considerar como radiales.

En el caso de fracturas a través de perforaciones la situación cambia ligeramente; la posibilidad de iniciación de fracturas axiales es menor que en un agujero abierto, se pueden causar fracturas normales ya sea por reorientación de las fracturas axiales o por la iniciación de varias fracturas normales en las perforaciones; la segunda posibilidad ocurre solamente cuando la presión de tratamiento en el fondo del pozo es menor que la presión de rotura.

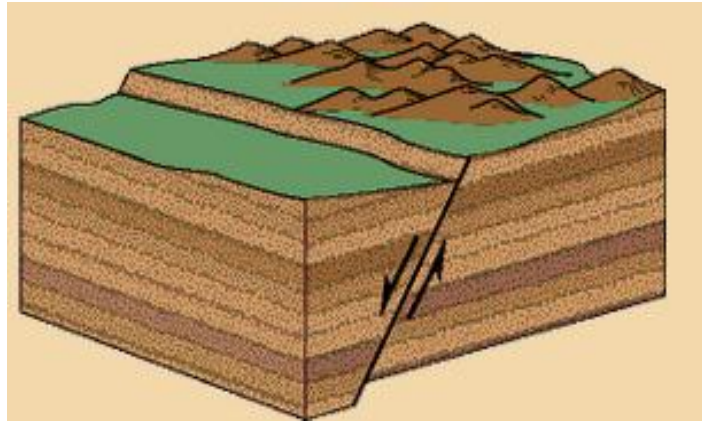


ILUSTRACIÓN: FRACTURA NORMAL

Fuente: Imagen Editada por Richard Nolen-Hoeksema, Slb. 2013.

Fracturas Inclinadas: Este tipo de fracturas se da cuando ninguno de los tres esfuerzos principales in situ es paralelo al eje del agujero; aunque la fractura sea perpendicular al menor esfuerzo principal, con respecto al pozo, la fractura aparecerá inclinada. Suele suceder a menudo que tales fracturas aparecen respecto al pozo como axiales, lo cual es difícil distinguirlo de las que son las verdaderas fracturas axiales. En agujero abierto, la fractura se inicia y se reorienta perpendicularmente al menor esfuerzo principal. En agujeros revestidos la probabilidad de iniciación y extensión de la fractura inclinada es mayor que en agujeros abiertos.

En ambos casos es posible crear varias fracturas paralelas inclinadas. Una manera de eliminar la posibilidad de fracturas múltiples es la reducción de fuentes a través de las cuales la fractura se inicia; en agujero abierto implicaría reducir la longitud de la región presurizada; en agujeros con perforaciones se lograría por la reducción de la longitud del agujero presurizado o perforado solamente en una pequeña longitud.

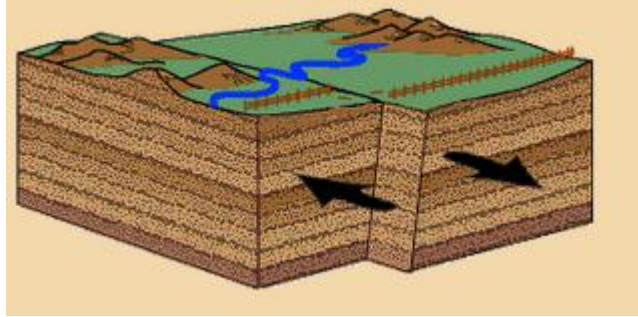


ILUSTRACIÓN: FRACTURAS INCLINADAS

Fuente: Imagen Editada por Richard Nolen-Hoeksema, Slb. 2013.

3.9 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

La geometría de la fractura durante el tratamiento queda definida, por su altura, su longitud y su amplitud. Para predecir la geometría de una fractura estas dimensiones se relacionan con las propiedades de la formación y el fluido fracturante.

La geometría y las dimensiones de la fractura creadas en condiciones dinámicas, es uno de los problemas más complejos que se presentan durante la realización de un fracturamiento hidráulico.

Existen diversos factores que intervienen en la geometría de las fracturas, entre ellos se encuentran:

- Propiedades mecánicas de la formación
- Caudal de inyección
- Propiedades de fluido de tratamiento
- Pérdida de fluido
- Volumen del fluido inyectado

Para entender la geometría y las dimensiones que posee una fractura durante el proceso, se necesita la elaboración de modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y superposiciones. En el caso de un trabajo de fracturamiento hidráulico, solamente proporcionan una aproximación del proceso ya que verificar la información directamente no es posible debido a que se carecen de los medios para realizarla. Actualmente se está realizando y eventualmente corregir los modelos propuestos.

3.10 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES

Conforme ha transcurrido el paso de los años la tecnología utilizada en el fracturamiento hidráulico se ha ido desarrollando significativamente. Una parte importante que ha sido mejorada son los fluidos de fracturamiento hidráulico, estos fluidos han sido desarrollados para yacimientos que van desde formaciones con baja temperatura y someros, hasta yacimientos muy profundos y con temperaturas muy altas. Muchos tipos de sustentantes han sido desarrollados, que van desde la arena hasta materiales que resisten grandes presiones y grandes esfuerzos compresivos, como la bauxita, para formaciones muy profundas y en donde los esfuerzos de cierre de la fractura exceden los rangos de la capacidad de ciertos tipos de arena. También se han desarrollado y surgido un nuevo modelo analítico y de diagnóstico, la industria ha desarrollado nuevos equipos para hacer frente a los retos actuales.

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico típicos, han variado en su tamaño y en su forma, desde tratamientos muy pequeños (1800 m^3) hasta tratamientos de fracturación masivos MHF, por sus siglas en inglés (massive hydraulic fracturing). Los tratamientos masivos de fracturación han jugado un papel importante en el desarrollo de formaciones económicamente no rentables, como formaciones altamente compactadas o de muy baja permeabilidad, como las formaciones “tight gas”.

El consumo promedio de agua para perforar un pozo sin aplicar el método de Fracturamiento Hidráulico es de $1\ 830 \text{ m}^3$ y el consumo promedio de agua para fracturar un pozo de 6-8 etapas es de $9\ 970 \text{ m}^3$ ¹⁶.

Se emplea un fluido de “Baja Fricción” o “Slickwater Fracturing” el fluido de fracturación más común es agua a la que se añade un material apuntalante o soportante y aditivos químicos para hacerla compatible con las características de la formación que contiene agua.

También se emplean fluidos bifásicos, tipo espumas de nitrógeno (N_2) y dióxido de Carbono (CO_2). Como el apuntalante es transportado por un fluido turbulento, la viscosidad no es un factor determinante en su capacidad de suspensión.

¹⁶ Fracturamiento Hidráulico, Medio Ambiente, Instituto Mexicano del Petróleo IMP (2013)

Los fluidos fracturantes son bombeados hacia las formaciones subterráneas para estimular la producción de gas y aceite. Para lograr una estimulación exitosa el fluido fracturante debe tener ciertas propiedades físicas y químicas:

Perdida de Filtrado: Debido a las características de la formación, como su permeabilidad y contenido de micro fracturas, el fluido fracturante, en su fase líquida, tiende a penetrar a la formación en forma de filtrado y de acuerdo con la diferencia de presión que se establece entre la presión hidráulica del mismo fluido y la presión de formación. Si el fluido fracturante no se trata con un aditivo reductor de filtrado, esta propiedad ocurrirá inevitablemente provocando una baja eficiencia en el fracturamiento.

Viscosidad y Reología: Se consideran estos factores por el poder de acarreo para transportar sustentador a la fractura: el poder de acarreo depende de la viscosidad del fluido, se transporta mayor capacidad de sustentador a altas concentraciones con poco volumen de tratamiento, en volúmenes altamente viscosos.

La reología del fluido se considera para efectos de cálculo del ancho y longitud de la fractura, para calcular las pérdidas por fricción y la velocidad de asentamiento del sustentador.

Bombeable: Se debe cuidar que el fluido fracturante no flocule por efecto de temperatura y presión que su poder de tixotropía sea mínimo y su viscosidad sea apropiada para permitir su bombeabilidad.

A bajo costo: El costo del fluido fracturante determina la economía de la operación. Se pueden obtener buenos resultados de productividad en el fracturamiento, pero el costo de la operación puede finalmente hacer antieconómico el tratamiento.

Seguros: A sucedido que en ocasiones se utilizan productos tóxicos e inflamables que ponen en peligro la integridad física del personal, por esto mismo no es recomendable emplearlos.

Manipulables: Primordialmente que sean productos dóciles a la hora de prepararlos, manipularlos y trabajar con ellos. Esto principalmente para un óptimo desarrollo del trabajo.

Baja pérdida de presión por Fricción: Esta propiedad permite aprovechar al máximo la capacidad del equipo de superficie de bombeo. Una vez que tengamos esta propiedad controlada, podremos aumentar las velocidades de bombeo y con ellos, mayor eficiencia en el tratamiento.

Una característica destacada de un fluido fracturante es su habilidad para transportar el apuntalante por las tuberías de perforación e introducirlo dentro de la fractura.

Es necesario tener una buena viscosidad para poder transportar el apuntalante y para desarrollar el ancho de la fractura. Como mencionamos anteriormente, cuando el ancho de la fractura es insuficiente y al igual la viscosidad es insuficientes, podría no permitir el transporte rápido de los apuntalantes dentro de la fractura.

La eficiencia del fluido es normalmente lograda por la combinación de fluidos altamente viscosos con aditivos para pérdidas de fluidos. Estos aditivos para pérdidas de fluidos pueden constar de agentes plásticos, agentes expansibles, micro emulsiones o agentes emulsificadores.

Otra característica muy importante de un fluido fracturante, es la capacidad que tiene para revertir el efecto de una alta viscosidad a una baja durante la resistencia de la formación. La reducción de la viscosidad es necesaria para que el tratamiento del fluido pueda removerse de la formación fácilmente. La viscosidad del fluido de fracturación es normalmente reducida por degradación controlada a través del uso de agentes fracturantes tales como enzimas, oxidantes o ácidos débiles.

Un fluido que rápidamente pierde su viscosidad a causa de la reducción termal o de la activación no es aplicable para el tratamiento de pozos con altas temperaturas. Un fluido fracturante podría ser capaz de mantener la viscosidad diseñada con pérdidas mínimas de viscosidad contra el tiempo a una temperatura de fondo.

Finalmente el criterio de selección de un fluido para fracturar es la relación costo-beneficio tratándose de la formación bajo estudio. Es bastante obvio, que un fluido que tiene todas estas características, pero carece de un rendimiento costo-beneficio de estimulación obviamente no podría ser un fluido ideal.

3.11 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS FRACTURANTES

3.11.1 APUNTALANTES

CARACTERÍSTICAS

Arenas

Cerámicos
Bauxita
de Fractura
Arena Resinada

Conductividad

Alta resistencia
Compatibilidad con el Fluido
Resistencia a la corrosión
Baja densidad Específica
Bajo Costo

3.12 GELES FRACTURANTES

Un gel es un material con una fase (externa) continua sólida y una fase líquida dispersa (interna). En algunos casos, suele suceder que el gel fracturante no puede fluir o dicho de otra manera; el gel se hace fluir a través de mecanismos deslizantes o como un fluido no homogéneo.

Requerimientos de los Geles de Fractura:

Viscosidad – Es importante para transportar eficientemente el apuntalante y crear el ancho de la fractura adecuada.

Compatibles – Debe ser compatible con la forma y fluidos contenidos en ella, los aditivos usados dentro del fluido de fractura deben ser también compatibles.

Estable – El fluido debe mantener sus características a la temperatura de formación y debe tener una adecuada degradación bajo el efecto de corte durante la colocación.

Baja presión de Fricción – El líquido debe exhibir una baja presión de fricción con la finalidad de reducir al mínimo potencial necesario para el tratamiento.

Transporte de Apuntalante y Longitud de Fractura – Se obtienen longitudes de fractura efectivas con el correcto diseño de velocidades de asentamiento de arenas para la formación de multicapas. Los programas que incluyen predicciones de transporte de apuntalante fractura dentro se basa en la ley de stock.

Elasticidad - Esta deformación corresponde a una energía mecánicamente recuperable. Es decir, el trabajo empleado en deformar un cuerpo perfectamente elástico, es recuperado cuando el cuerpo es retornado a su forma original indeformada. Por lo que esta deformación elástica es considerada como una función del esfuerzo.

3.13 FLUIDO DE RETORNO

Entre el 10 y el 40 % del volumen de agua inyectada a un pozo retorna a superficie. El agua de retorno “lava” las formaciones productoras, las sustancias presentes en las formaciones objetivo y que retornan con el efluente puede contener:

- Salmueras
- Gas Natural (Metano, Etano), CO_2 , Sulfuro de Hidrogeno, Nitrógeno, Helio
- Mercurio, Plomo, Arsénico
- Radio, Torio, Uranio
- Ácidos Orgánicos, Hidrocarburos policíclicos aromáticos, compuestos orgánicos volátiles.
- Desarrollo secuencial según resultados pilotos

3.14 INFLUENCIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL MEDIO AMBIENTE

El gran éxito del Gas Natural extraído de la roca de Lutitas a través de esta nueva tecnología, ha sido y será una gran promesa para transformar el mundo de los energéticos; para los consumidores en la reducción de costos de energía, en los trabajadores en la creación de nuevos trabajos, para el medio ambiente en la creación de un nuevo sustituto del carbón, para mantener el equilibrio del comercio, ya que vamos a poder exportar más de lo que importamos y para la seguridad energética, para llegar a ser mecho menos dependientes del petróleo y el gas de los extranjeros, y así poder reducir la influencia de otros países en el nuestro.

Algunos países tienen grandes esperanzas en el Fracturamiento Hidraulico ya que promete multiplicar las reservas de gas natural, o como mínimo reducir la factura y la dependencia energética. La Agencia de la Energía de Estados Unidos distingue dos grupos de países donde la extracción de shale gas es más interesante¹⁷. El primer grupo consiste en los países que tienen una alta dependencia de gas natural de importación, tienen como mínimo alguna infraestructura de producción de gas natural y en los que las estimaciones de recurso de gas natural son significativas respecto a su consumo de gas. El segundo grupo de países son aquellos en los que se estima que las reservas de gas de pizarra son muy grandes y en los que ya existe infraestructura para la producción y exportación de gas natural. Por ejemplo del primer grupo serían Francia, Polonia y Turquía y del segundo grupo Canadá, México, China, Australia, Libia, Argelia y Brasil.

Pero hoy en día la producción de Shale Gas enfrenta importantes problema de medio ambiente y de seguridad, los cuales deben ser abordados tanto de la acción voluntaria de las empresas y una apropiada regulación por parte del gobierno.

El gas natural es catalogado como un combustible más limpio que el carbón o el petróleo, pero en realidad la extracción del fluido del subsuelo puede constituir un procedimiento contaminante, en particular si se toma en cuenta la adopción generalizada de la tecnología conocida como fracturamiento hidráulico. Esto debido a la veloz expansión de la industria del Shale Gas, y la creciente preocupación en

¹⁷ U.S Energy Information Administration "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States" April 2013

buena parte de la opinión pública a nivel mundial, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) anunció en marzo de 2011 la puesta en marcha de una investigación que dé cuenta de los potenciales impactos negativos que la técnica de fractura hidráulica puede tener sobre la calidad del agua y la salud pública. Además debido a la oposición social y a los diferentes escándalos medioambientales (principalmente relativos a la contaminación de acuíferos), en algunas ciudades de Estados Unidos ya se ha prohibido la técnica de fracturamiento hidráulico. (Buffalo City, Nueva York y en Pittsburg, Pensilvania)¹⁸.

3.15 CONTAMINACIÓN DE LOS ACUÍFEROS DEBIDO AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En la actualidad la contaminación de acuíferos es uno de los riesgos más comunes y uno de los más importantes debido a la técnica de ruptura hidráulica. En Estados Unidos se han producido varios casos de contaminación y es el motivo de su prohibición en varias ciudades.

Respecto a la contaminación en superficie, las principales amenazas en estos procesos implican:

- Derrames, desbordes o filtraciones debidas a: capacidad de almacenaje limitada / errores humanos / ingreso de agua de lluvia o inundaciones / construcción defectuosa de los pozos.
- Derrame de los fluidos de fractura concentrados durante su transporte y mezcla con agua, debido a: fallas en las tuberías / errores humanos.
- Derrame de fluidos de fractura una vez concluida la misma, durante el transporte para su almacenamiento, debido a: falla en las cañerías / capacidad de almacenaje insuficiente / errores humanos.

¹⁸Cancer chemical found at western Queensland gas site, <http://www.couriermail.com>.

- Pérdida de fluido ya almacenado, debido a: ruptura de los tanques / sobrecarga debido a errores humanos o a una limitada capacidad de almacenamiento / ingreso de agua por tormentas o inundaciones / construcción inapropiada de los recubrimientos.
- Derrame de fluidos que regresan a la superficie durante el transporte desde su lugar de almacenamiento hasta camiones cisterna para su transporte, debido a: fallas en la cañería / errores humanos.

3.16 CONTAMINACIÓN POR RESIDUOS DEBIDO AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La técnica de la fractura hidráulica para la extracción de gas genera un importante volumen de residuos, entre los que destacamos los residuos de perforación:

Solo un pozo, perforando verticalmente hasta 2 km y horizontal hasta 1,2 km remueve alrededor de $140m^3$ de tierra, por lo que una plataforma promedio remueve alrededor de $830m^3$, casi diez veces más que un pozo convencional perforado a 2 km de profundidad.¹⁹ Por otro lado esta tecnología utiliza importantes cantidades de agua mezcladas con productos químicos tóxicos, que habrá que clasificar posteriormente como residuos peligrosos. Algunos estudios importantes han aportado estos datos alarmantes²⁰:

El proceso de perforación de un solo pozo utiliza importantes cantidades de agua mezcladas con un 2% de aditivos químicos en una cantidad de entre 180 y $580 m^3$. La Agencia de Protección ambiental de Estados Unidos estima que entre el 15 y el 80% de este volumen de agua inyectada, mezclada con los aditivos químicos, se recuperará en forma "fluido de retorno". Si consideramos una perforación estándar de seis pozos individuales, y considerando sólo la primera fracturación, se estima el uso de entre 1.000 y $3,500 m^3$ de aditivos químicos. Debido a que en las explotaciones se utilizan varias fracturaciones consecutivas, se podría esperar entre 1.300 y $23.000 m^3$ de desechos líquidos.

¹⁹ Shale gas: Hacia la conquista de la nueva frontera extractiva 01/07/2013 in Panoramas

²⁰ Shale gas: Contamination for "Tyndall Centre for Climate Change Research"

A pesar de la poca información suministrada por las empresas operadoras, numerosas sustancias utilizadas como aditivos, han sido clasificadas por organismos de control europeos como de “atención inmediata” debido a sus efectos potenciales sobre la salud y el medioambiente. En particular, 17 han sido clasificadas como tóxicas para organismos acuáticos, 38 son tóxicos agudos, 8 son cancerígenos probados y otras 6 son sospechosas de serlo, 7 son elementos mutagénicos y 5 producen efectos sobre la reproducción.

En los análisis realizados a los “flujos de retorno” se suele encontrar elevadas concentraciones de metales pesados, radioactividad y materiales radiactivos de origen natural.

3.17 USO EXCESIVO DE AGUA. PRESIÓN SOBRE LOS SUMINISTROS LOCALES.

La fractura hidráulica requiere grandes cantidades de agua, primero para enfriar, lubricar y extraer la tierra durante la perforación y después sobre todo en la inyección de agua presurizada, junto con los productos químicos, para la creación de las fracturas.

En un único pozo se consumen entre 9 970 y 29 000 m^3 de agua, así en un campo en el que, por ejemplo, se perforan 6 pozos para extraer todo el gas del yacimiento, se utilizan entre 54.000 y 174.000 m^3 .

3.18 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (METANO Y CO₂)

La extracción de gas natural no convencional se ha presentado a nivel mundial como una solución para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Como sabemos la reducción ocurre gracias a que la combustión de gas natural emite menor cantidad de CO₂. Para la producción de energía. Sin embargo, un informe publicado por la Universidad de Cornell (Ithaca, EEUU)²¹ describe que la explotación del gas del shale gas puede emitir incluso más gases de efecto invernadero que la del carbón.

²¹ Robert W. Howarth, Renee Santero, Anthony Ingraffea, “Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations”. Springer. Marzo de 2013.

El gas natural está compuesto principalmente de metano, y según este informe entre un 3,6 y un 7,9% del metano de la producción de gas de pizarra se escapa a la atmósfera durante la vida útil de un pozo.

El metano es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento 21 veces mayor que el CO_2 . Según el citado informe, comparado con el carbón, la huella de carbono del shale gas es como mínimo un 20% mayor. Está claro que las fugas de emisiones de metano tienen un impacto muy importante en el balance total de emisiones de gases de efecto invernadero.

3.19 RIESGO QUÍMICO

Uno de los principales riesgos que conlleva la extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica es el uso de sustancias químicas tóxicas y peligrosas. Obtener información sobre las sustancias químicas utilizadas es muy complicado.

En Estados Unidos, el país con más experiencia en esta técnica, la información sobre las sustancias está protegida debido a intereses comerciales. Se sabe que hay al menos 600 sustancias químicas presentes y que algunas de ellas son reconocidas como cancerígenas, mutágenas, y disruptoras endocrinas (alteradoras del sistema hormonal). Por ejemplo se utiliza, benceno, tolueno, etilbenceno o xileno, sustancias identificadas como muy peligrosas para la salud y el medio ambiente con los efectos anteriormente enumerados. Durante años diferentes organizaciones a nivel mundial han exigido la divulgación completa de las mezclas y sustancias químicas que se emplean en la perforación y fracturación hidráulica, ya que su no identificación es uno de los principales problemas para realizar la evaluación de riesgos de esta técnica e incluso para aplicar tratamientos médicos en caso de accidentes.²²

Según la experiencia en Estados Unidos un campo medio de pozos multietapa ocupan entre 16 y 20 hectáreas durante la perforación y la fractura. Después, durante la extracción, se utilizan entre 4 y 12 hectáreas. La ocupación de territorio puede ser un problema importante en el caso de yacimientos situados en las proximidades de

²² Contamination fear fails to stop project, <http://www.theaustralian.com>.

núcleos poblados o en zonas donde pueda afectar a otras actividades productivas o incluso al paisaje, especialmente en áreas turísticas²³.

CONCLUSIÓN

El sistema de extracción de gas no convencional mediante fractura hidráulica es un método cualitativamente distinto al que se emplea para extraer gas natural convencional e implica impactos ambientales muy elevados. Estos impactos resultan especialmente inasumibles en zonas donde la población y las actividades productivas, especialmente agrícolas y ganaderas, dependen de sus recursos hídricos.

El balance energético es muy bajo y la emisión de gases de invernadero muy elevada, no sólo porque se trata de un combustible fósil, sino porque su extracción implica elevados escapes de metano.

Por las razones anteriormente expuestas, con base al principio de precaución, y teniendo en cuenta la situación y experiencia a nivel mundial, debería plantearse en México y en el mundo, un nuevo proceso de fracturamiento hidráulico esto para hacerlo más eficiente y menos nocivo para la salud humana y el medio ambiente.

²³ API Energy; American Petroleum Institute. First Edition 2012.

4 CAPITULO 4. Nueva Tecnología para el manejo y reciclaje del Agua en la Explotación del Shale Gas.

INTRODUCCIÓN

Uno de los elementos críticos más importantes del desarrollo del shale gas son los recursos hídricos, por lo que su correcto tratamiento es indispensable y utilización para poder asegurar el cuidado y protección del medio ambiente.

Los fluidos de fractura consisten principalmente en miles de metros cúbicos de agua mezclada con arenas de fractura y una variedad de aditivos químicos. Por lo tanto es fundamental entonces tener en cuenta que no sólo es relevante el disponer de un importante volumen de agua para inyectar, si no también saber que vamos a hacer con el fluido producido después del tratamiento de fractura.

Este punto ha sido una gran problemática para la industria. Después del tratamiento por fractura hidráulica, el fluido de fractura mezclado con agua de formación comienza el retorno sobre la tubería en dirección a la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno llamado flowback.

La utilización de grandes volúmenes de agua para realizar las operaciones de fractura hidráulica genera, en consecuencia, grandes fluidos de retorno. La industria petrolera, a raíz de la implementación de esta nueva tecnología no convencional de obtener gas y aceite deberá enfrentar un desafío muy importante en términos de proteger el medio ambiente y minimizar la utilización del agua.

Entre el 20 % y el 40 % del agua que es utilizada para fractura retorna a la superficie como flowback y posteriormente como agua de producción²⁴.

²⁴ SPE 131784-MS “Developing Effective and Environmentally Suitable Fracturing Fluids Using Hydraulic Fracturing Flowback Waters” by M.E. Blauch, Superior Well Services

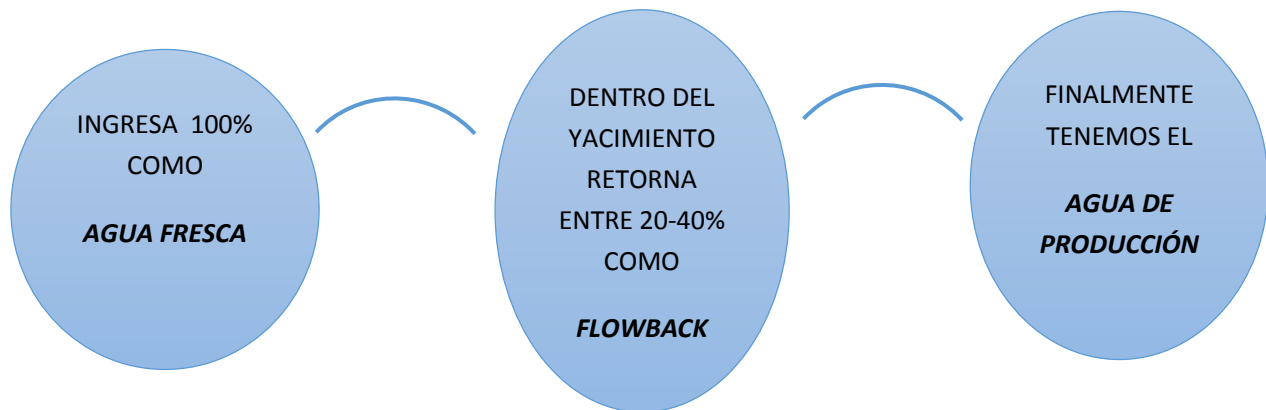


ILUSTRACIÓN 17 PROCESO DEL AGUA DURANTE LA OPERACIÓN DE UNA FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

FUENTE: EDICIÓN PERSONAL

Después de que un operador perfora y termina el pozo nuevo, quedan detritos y fluidos en el pozo, en los disparos y en las formaciones productivas estos componentes traerán consigo los elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de fractura, algunos de los elementos más comunes son las sales de sodio y calcio, Gas Natural, Sulfuro de Hidrogeno, Helio, Nitrógeno, Mercurio, Plomo, Arsénico, Bario, Estroncio, Hierro y numerosos metales, petróleo, tensoactivos y otros componentes.

El flowback es el proceso que permite a los fluidos inyectados al pozo fluir a superficie después de un tratamiento; en preparación de algún tratamiento posterior o para limpieza y puesta en producción del pozo. Por lo general se realiza después de una estimulación.

El proceso del flowback se aplica a la limpieza posterior a la fractura, se considera una parte esencial para el rendimiento futuro del pozo que fue estimulado. La constante limpieza del fluido debe maximizarse para lograr una recuperación efectiva.

La calidad del flowback difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura que fue diseñado, este fluido es tratado convenientemente antes de disponerlo, ya sea en pozos sumideros aprobados para tal fin o para su reuso en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones.

Posteriormente una vez que ha sido tratado el fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólido) que será tratado nuevamente para su disposición final. La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependen de cada caso en particular, hoy en día se cuenta con diferentes alternativas y nuevos

desarrollos de tratamientos con productos y equipamiento para diferentes tipos de geologías.

4.1 FLUIDO DE FRACTURA

Como se ha venido mencionando, el agua es un elemento esencial para la mayoría de los tratamientos por fractura hidráulica, y representa aproximadamente un 90% del total de los componentes del fluido²⁵.

La arena de fractura o el agente de sostén es uno de los elementos que seguidos del agua, juegan un rol importante dentro del fluido de fractura. Se trata de un material granular, comúnmente arena que se mezcla con el fluido de fractura y su misión es mantener abierta o apuntalar la fractura producida al inyectar el fluido a alta presión y mantener la conductividad de fractura deseada.

Comúnmente los fluidos que se utilizan para fractura son a base agua mezclados con reductores de fricción que permiten que el fluido más la arena de fractura sean bombeados a la zona de interés a mayor caudal y menor presión que si se usara agua solamente.

Los otros aditivos químicos pueden ser ácidos diluidos para poder remover lodo de perforación de la pared del pozo, tensioactivos, biocidas y bacterisidas para prevenir el crecimiento de microorganismos, agentes formadores de gel (entrecruzadores), estabilizadores de PH, ruptores de geles, estabilizantes de arcilla, inhibidores de corrosión e incrustación, cloruro de potasio y muchos otros. Estos aditivos y las características del agua de la formación que está siendo fracturada, son los que a menudo dan la pauta del manejo del agua y las opciones de disposición o tratamiento.

La mayoría de estos aditivos mencionados anteriormente no son nocivos para la salud, y además su elaboración se realiza con demasiada precaución, recordemos que uno de los objetivos es disminuir el impacto ambiental y social, por el trabajo que se realiza mediante el proceso del fracturamiento hidráulico.

Cada empresa de servicio varía en el diseño de estos fluidos, basadas en las características de cada formación y de los objetivos específicos del operador. La composición del fluido de fractura variara por yacimiento, empresa contratada y pozo. Los desafíos específicos por enfrentar son:

²⁵ SPE 141145-MS "Evaluation of Scale Inhibitors in Marcellus Waters Containing High Levels of Dissolved Iron" by Dong Shen, Baker Hughes Corporation

- El tamaño de la operación
- El volumen de agua por manejar
- El desarrollo bacteriano
- El transporte de arena de fractura
- El contenido de hierro
- La estabilidad
- Ruptura del fluido de fractura

No todos los pozos requieren cada tipo de aditivo, existen diversas fórmulas para cada tipo de aditivo, usualmente se requiere solo uno o un poco de cada tipo. El fluido de Fractura en un combinación de entre 84-90 % de Agua, 9-15% de Material Soportante y 0.5-2% de Aditivos Químicos.²⁶.

4.2 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA

El desarrollo de fluidos de fractura específicos para cada situación se encuentra en constante evolución. Pero los parámetros esenciales para el diseño de un fluido de fractura son:

Tipo de Fluido

- Viscosidad Requerida
- Reología del fluido
- Costo
- Experiencia con el Tipo de Formación
- Disponibilidad de materiales
- Tipo de arena de fractura

Los fluidos pueden ser basados en geles lineales acuosos, fluidos de fractura basados en hidrocarburos, geles entrecruzadores, espumas con reductor de fricción. Los fluidos base acuosa son los de mayor uso por que se caracterizan por tener un bajo costo, gran capacidad de soporte, son aceptables para el medio ambiente y fáciles de manejar.

²⁶ SPE 141145-MS • "Evaluation of Scale Inhibitors in Marcellus Waters Containing High Levels of Dissolved Iron" by Dong Shen, Baker Hughes Corporation

Fluido de Gel Lineal Acuoso: Su elaboración consta de un alto rango de polímeros en base acuosa. Los polímeros normalmente utilizados son: Hidroxi propil guar (HPG), hidroxi etil celulosa (HEC) y carboximetil hidroxi propilguar (CMHPG). Estos polímeros son productos en polvo que se hidratan o hinchan al mezclarse con agua y forman un gel viscoso.

Fluidos Base Hidrocarburo: Son utilizados para cuando se tienen formaciones sensibles al agua. Comúnmente se utilizan querosén gelificado, diésel, productos destilados y varios aceites. Se usan sales de aluminio de ácidos fosfóricos orgánicos para elevar la viscosidad, dar capacidad de transporte de las arenas de fractura y mejorar la estabilidad a la temperatura. Comparados con los fluidos base agua esta tiene un mayor costo y su manejo es más complicado.

Fluidos de geles entrecruzados: comúnmente son geles de fractura que se obtienen al utilizar boro para entrecruzar los polímeros hidratados y así proveer un incremento de la viscosidad. Con mayor frecuencia los polímeros utilizados son goma guar y HPG, otra variante es la que contempla el uso de compuestos lograr el entre cruzamiento.

Fluidos base espuma: Estos contienen una fase líquida la cual usualmente se encuentra gelificada, un agente espumante y una fase interna generalmente nitrógeno o dióxido de carbono, son utilizadas en formaciones de baja presión y sensibles al agua. Algunas de las desventajas de este proceso es que los fluidos no trabajan con alta concentración de arenas, su costo suele ser elevado y el equipo para aplicarlo es muy caro, por lo tanto se vuelve un proceso antieconómico comparado con los fluidos base agua.

4.3 AGUA DE PRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO

A lo largo de todo este tema hemos realizado una descripción de la gran variedad de componentes que se encuentran presentes dentro de un fluido de fractura, ahora analizaremos cuales son los efectos en el ambiente del retorno de estos fluidos a la superficie. Posteriormente estudiaremos cuales son las alternativas de tratamiento del flowback y el de sus componentes posteriores a su procesamiento.

Una vez realizada la fractura, se comenzara a producir agua acompañada de gas o crudo, una parte es fluido de fractura que retorna y otra el agua de formación natural, sin importan cual sea la procedencia, este retorno siempre debe estar controlado.

Dentro de las compañías operadoras han estado buscando la forma más eficiente para poder controlar el agua producida con el objetivo de proteger las fuentes superficiales y subterráneas y así minimizar el uso futuro de más agua dulce, bajo la

consigna de “reducir, reusar y reciclar”, estos grupos examinan los métodos tradicionales e innovadores para administrar, tratar y disponer el agua producida después de las operaciones de fractura hidráulica.

Existe una gran variedad de mecanismo para tener contralada toda este fluido de retorno, estos mecanismos incluyen, la inyección subterránea (el agua que es inyectada en pozos de inyección y almacenada allí), tratamiento y vuelco, y reciclado. Estos mecanismos también se encuentran regulados por un programa el cual trata de confinar el agua producida en un intervalo dentro del subsuelo, apto para inyección y así, de esta forma se evita un contacto con el agua dulce existente.

Permanentemente se están desarrollando muchas otras nuevas tecnologías de tratamiento que se suman a las aplicaciones de tratamiento ya existentes, estas suelen ser efectivas, para tratar el agua producida y poder reusarla en una variedad de aplicaciones. Estos mecanismos y procesos permiten que el agua que fue utilizada en proceso de Fracturamiento Hidráulico en shale, pueda verse como un futuro recurso potencial de agua de fractura.

4.4 ALMACENAMIENTO DE LOS FLUIDOS

Generalmente los fluidos que se manejan antes y después de la fractura deber ser almacenados en el lugar de trabajo y transportados desde la fuente de suministro hasta el punto final de tratamiento o disposición.

En las operaciones realizadas por las compañías los fluidos que son utilizados para fractura, comúnmente son almacenados en tanques o lagunas artificiales debidamente aisladas o recubiertas. Los fluidos de retorno o también conocido como flowback también son enviados a tanques o piletas realizadas en tierra siguiendo normas ambientales.

Todos los componentes del fluido de fractura incluyendo el agua, arenas de fractura y aditivos químicos, deben ser administrados en forma adecuada en el sitio de trabajo, antes, durante y después de fractura. Idealmente los componentes del fluido de fractura deberían mezclarse entre sí solo cuando sea necesario.

4.5 LAGUNAS O ESTANQUES ARTIFICIALES

Para poder realizar el almacenamiento de este fluido es necesario cumplir con todas las disposiciones locales y buenas prácticas industriales, según las autoridades del país o región en donde nos encontremos. En muchos casos los operadores han decidido generalizar el uso de las lagunas para aumentar su eficiencia y limitar su número, que deberán ser construidas de tal forma que conserve su integridad estructural durante toda su vida útil. Es necesario prever cualquier potencial pérdida por infiltración, estas lagunas son usadas en varios países, pero principalmente en regiones de Estados Unidos para poder almacenar fluidos por largos periodos.



ILUSTRACIÓN 18. LAGUNAS ARTIFICIALES, GENERALMENTE CUENTA CON TUBOS QUE SE CONECTAN A LA LAGUNA O ESTANQUE, DONDE SE PRODUCE EL AGUA DE LOS POZOS, ESTA AGUA A VECES SE REUTILIZA PARA OPERACIONES FUTURAS EN EL POZO. CUENTA CON SISTEMAS DE ALARMA PARA PREVENIR FUGAS.

FUENTE: STEPHEN RASSENFOSS, JPT/JPT ONLINE STAFF WRITER.2014

4.6 ALMACENAMIENTO EN TANQUES

Muchos de los operadores están utilizando tanques metálicos para almacenar los fluidos que serán inyectados y los producidos por operaciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos por el país o región en donde se encuentre, en nuestro país la ley de hidrocarburos establece los requisitos que se deben cumplir para estas instalaciones.



ILUSTRACIÓN 19. TANQUES DE RECEPCIÓN DE FLUIDO, TODOS LOS TANQUES DEBEN SER VERIFICADOS Y DEBEN CUMPLIR CON LOS REQUISITOS ESTABLECIDOS DE INSTALACIÓN.

FUENTE: PETROBRAS, FLOWBACK EN POZOS DE GAS Y ACEITE.

4.7 MANEJO DEL AGUA ASOCIADA CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Las normas en Estados Unidos establecen que, en general, todos los fluidos incluyendo el flowback, deberían ser removidos de la locación una vez concluida la operación. Y posteriormente en el caso de usarse lagunas artificiales, estas deben eliminarse luego de terminada la operación.

El agua utilizada en ciertos procesos de fractura suele administrarse de la siguiente manera:

- Es inyectada en pozos sumideros (inyección) de acuerdo con las reglamentaciones locales.
- Es transportada a planta de tratamiento mediante osmosis inversa, (en ciertas regiones, el agua es tratada para cumplir con los parámetros de calidad y luego volcada a la superficie)
- Es utilizado para otros usos industriales
- Reuso/reciclado

Estas opciones que se tienen para disponer de estos fluidos, depende de la variedad de los factores, incluyendo la disponibilidad de zonas aptas para la inyección y la posibilidad de obtener permisos para hacerlo, la capacidad de las plantas de tratamiento y la habilidad del operador para obtener los permisos de descarga.

Hoy en día en nuestro país para este tipo de práctica y para la administración del fluido se adoptó la inyección en pozo sumidero de acuerdo con las reglamentaciones en el país. Pero en un tiempo no muy lejano se deberán contemplar nuevas alternativas de tratamiento para los fluidos, y así poder reducir tiempo, dinero y esfuerzo además no solo es importante tener siempre el control de la contaminación, sino también aprovechar mejor una fuente de suministro de agua, la cual es muy importante para trabajos de agricultura, industriales, etc.

Pozo Sumidero: En ellos se inyecta el agua de formación no deseada, que acompaña a los hidrocarburos que producen los pozos de desarrollo. En algunas ocasiones, estos pozos fueron productores y posteriormente pasaron a ser usados como sumideros. La disposición de los fluidos de retorno en pozos sumideros es una práctica permitida, es reconocida como una actividad bien regulada y efectiva.

Plantas de tratamiento de desechos industriales: En Estados Unidos muchos operadores entienden que los requerimientos de disposición futuros no van a permitir tratar estos fluidos en las plantas disponibles para el tratamiento de desechos industriales. Por lo tanto, para poder solucionar este problema, una solución alternativa es la construcción de plantas operadoras. En muchas partes de Estados Unidos se instalan plantas de forma temporal o en su defecto se utilizan plantas móviles. En nuestro país se planea la utilización de este tipo de tratamiento para los fluidos, pero en la actualidad todavía no se cuenta con este procedimiento. Una ventaja de este tipo de plantas de tratamiento, es que agilizan el trabajo y reducen los costos de operación.

Reusó o Reciclado: Como se ha ido explicado con todo lo mencionado anteriormente, es más práctico tratar el agua para que cumpla con especificaciones para ser reutilizada en futuros trabajos, que tratarla para que reúna los requisitos para volverla a la fuente o derramarla sobre la superficie.

La reutilización del flowback provee una solución práctica para contrarrestar los efectos de la baja disponibilidad de agua dulce y las difíciles situaciones de disposición. El agua de formación y el retorno del fluido de fractura pueden ser reutilizados para fractura dependiendo de la calidad del agua. Otro punto importante es la salinidad, los sólidos disueltos y las características generales de este fluido pueden variar dependiendo de la geología de la formación y el estrato rocoso.

Otras características del agua que pueden influir en las posibilidades de reusó en fractura, incluye la concentración de hidrocarburos, sólidos suspendidos, sustancias

orgánicas solubles, hierro, calcio, magnesio, trazas de benceno, boro, silicatos y otros componentes.

4.8 INNOVACIONES TECNOLÓGICAS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA

En la antigüedad el agua que se producía de los pozos era depositada en lagunas artificiales, posteriormente transportada por medio de pipas a plantas de tratamiento, para después aplicarle otros tratamientos, todo este tipo de pasos a seguir para tratar el agua, hacía que los costos de operación se elevaran, por lo tanto el costo de este procedimiento no era rentable. El mecanismo de osmosis inversa ya existía años atrás, el problema radicaba en que sus costos eran demasiado elevados, debido al gran desgaste que sufrían las membranas que se encuentran dentro del equipo de procesamiento.

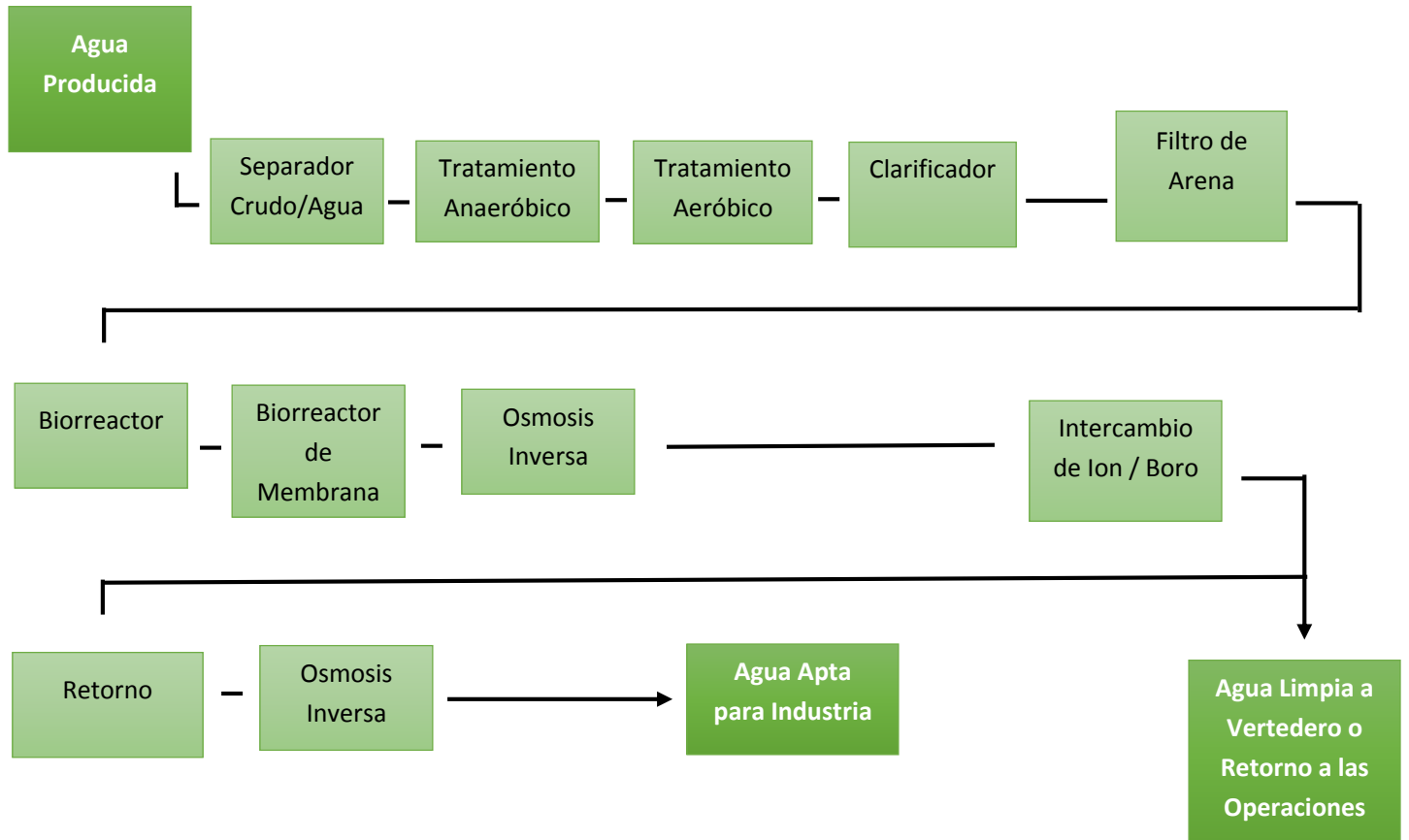
Hoy en día se han realizados algunos avances tecnológicos, tratando de que el proceso de tratamiento del agua, sea más rápido y eficiente. Se plantea que una vez que el agua es producida, sea inmediatamente transportada a las plantas de tratamiento por osmosis inversa, la cual puede ser instalada temporal o permanentemente en donde se encuentra el pozo, esto para evitar los costos de transporte a otras plantas alejadas del pozo, además de esta manera, una vez que fue tratada el agua y cumpla con los requerimientos ecológicos se podrá utilizar en diferentes tipos de industria.

Con todo esto, vamos a lograr reducir tiempo, dinero y esfuerzo debido a que anteriormente era muy complicado realizar este tipo de procedimientos, en la actualidad se ajustan estos tratamientos de agua para hacer más rápido y eficiente el reusó y reciclado del agua.

4.9 TRATAMIENTO DE AGUA POR MEDIO DE OSMOSIS INVERSA

El agua juega un rol esencial en la exploración del petróleo y el gas, sin embargo todavía no hay una tecnología definitiva que esté siendo utilizada por la industria para tratar las aguas residuales. Con el proceso de osmosis inversa, podemos ayudar a mantener el agua en el ecosistema y evitar perderla en la inyección de pozos, realizando la separación final y el tratamiento del agua recuperada durante el proceso de extracción. Podemos limpiar el agua para satisfacer los requerimientos locales de descarga o potabilizarla para su reutilización, tal vez no sea posible dejarla limpia en su totalidad, pero si es posible reducir la salinidad y el contenido de materia organica, esto se logra por medio del proceso de separación de sales disueltas, con esto

permite pasar solo agua, a través del tejido de las membranas. Este tipo de sistemas de desalinización están diseñados para un alto rendimiento de agua con un consumo mínimo de energía, estos sistemas son diseñados y fabricados de acuerdo a las necesidades.



SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA POR MEDIO DE OSMOSIS INVERSA Y EL BIORREACTOR.

La ósmosis inversa es un excelente método para el tratamiento de aguas producidas ya que puede eliminar una amplia variedad de compuestos, incluyendo a los compuestos orgánicos.

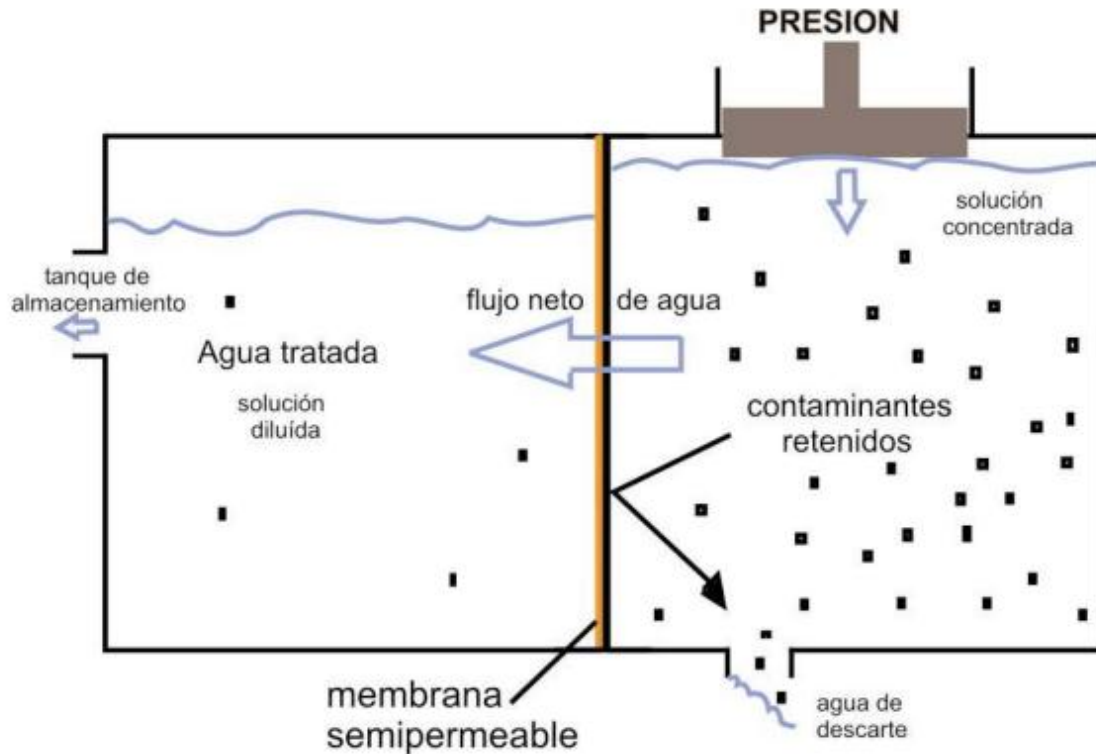


ILUSTRACIÓN 20. CUANDO EL AGUA SE ENCUENTRA EN SOLUCIÓN CONCENTRADA Y LE APLICAMOS UNA CIERTA PRESIÓN PARA PASAR A TRAVÉS DE LA MEMBRANA, EN ESE MOMENTO OCURRE EL FLUJO NETO DE AGUA, POSTERIOR A ESTE PROCESO OBTENEMOS EL AGUA DESALINIZADA.

FUENTE: - WATER TECHNOLOGY, PURE INC. 2013.

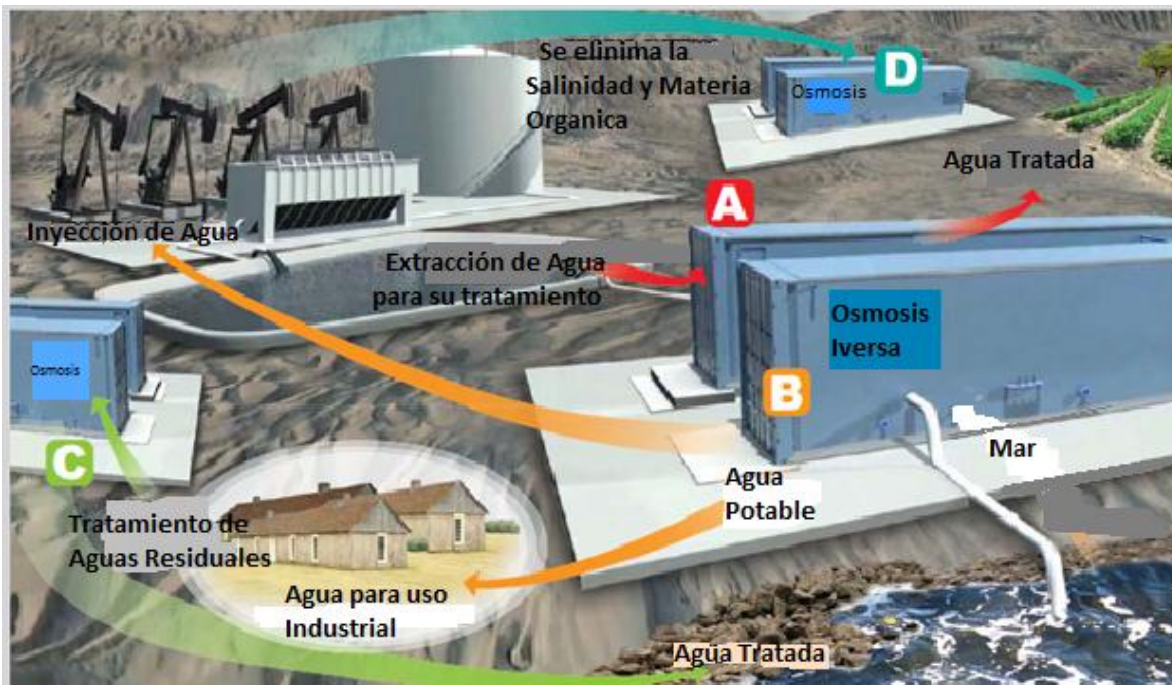


ILUSTRACIÓN 21. PROCESO DEL AGUA MEDIANTE OSMOSIS INVERSA.

Una vez que el agua es procesada, por medio del tratamiento de osmosis inversa, podría ser utilizada para diferente tipo de industrias.

Fuente: Imagen Editada, RWL Water

Las membranas no solo impiden el paso de partículas por el tamaño de sus poros, sino que tiene mucha importancia la naturaleza del material con que están hechas. En la actualidad este tipo de sistemas de osmosis inversa utilizan tecnologías muy avanzadas que han resultado con un rendimiento muy eficiente. Algunas empresas americanas ya cuenta con este tipo de proceso tanto aplicado en la ingeniería como en sistemas comerciales.

Incluso hoy en día se cuenta con programas modelados en 3D, con las cuales se puede ilustrar conexiones externas centralizadas, tuberías y cables interconectados, sistemas de pre tratamiento, manuales de operación y de mantenimiento, panel de controlador, dibujos completos en 3D/2D, etc.²⁷ Gracias a este tipo de programas y modelados en 3D se ha logrado reducir costos y también reducir el impacto ambiental.

²⁷ Water treatment and reverse osmosis system - Water Technology, Pure Inc. 2013

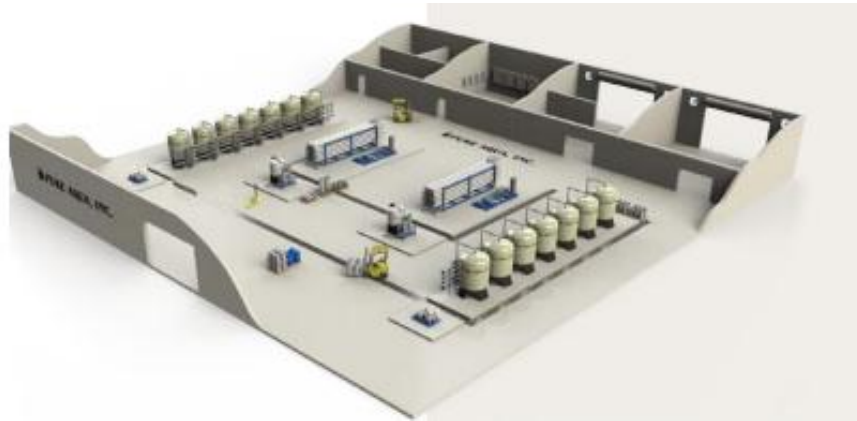


ILUSTRACIÓN 22 MOELADO EN 3D

**Ilustra tuberías, cables interconectados, sistemas de pre-tratamiento, etc.
Gracias a estos modelados reducimos costos e impactos ambientales.**

Fuente: Water Technology, Pure Inc. 2013.

En la antigüedad estos tratamientos por medio de osmosis inversa eran muy poco rentable, debido al desgaste de las membranas, el costo de las membranas eran muy elevados. En la actualidad esto ha cambiado, porque se ha implementado un sistema de pre tratamiento el cual se utiliza para aclarar el agua, eliminar los sedimentos, la turbidez, el hierro, olores, partículas suspendidas y los colores no deseados. Todo esto antes mencionado se encuentra en las aguas de producción. Este tipo de sistema de pre tratamiento, ayuda principalmente al tiempo de vida de las membranas, ya que remueve los sólidos suspendidos y evita la obstrucción de la fibra de la membrana.

Un ejemplo de este sistema de pre tratamiento es el Biorreactor de Membrana (MBR) es un sistema de pre tratamiento para aguas producidas del fracturamiento la cual utiliza tecnología de membranas. Este se combina con un proceso de tratamiento de una membrana de líquido-sólido y tratamiento de lodo.



ILUSTRACIÓN 24. BIORREACTOR DE MEMBRANA

FUENTE: WATER TECHNOLOGY, PURE INC. 2013



ILUSTRACIÓN 23. IMAGEN REAL DE UN BIORREACTOR DE MEMBRANA

FUENTE: WATER TECHNOLOGY, PURE INC. 2013

BIORREACTO DE MEMBRANA

Es un Estado del sistema de tratamiento de Aguas moderno prediseñado utilizando los conocimientos especializados de tratamiento de agua con la tecnología de membranas sumergidas, el proceso de separación de membrana elimina el tanque de sedimentos convencional y permite la carga volumétrica alta, lo que resulta en una huella más pequeña, el Biorreactor puede producir efluente de alta calidad con alta remoción de residuos y contaminantes, lo que resulta una menos cantidad de materia. Utiliza membranas de lámina planas sumergidas en el tanque de proceso e contacto directo con el licor mixto. Aire inyectado desde un colector en la parte inferior del conjunto de membrana ayuda a mantener las superficies de la membrana limpia, así como el suministro de oxígeno para el crecimiento biológico, este Biorreactor está equipado con un alto nivel de Automatización, asegurando sencilla operación de planta y el bajo costo de mantenimiento.

Este proceso de separación por membrana elimina el clarificador y permite la alta carga volumétrica, lo que resulta una menor cantidad de partículas. Este MBR puede producir efluentes de alta calidad con altos niveles de reducción de sólidos y contaminantes. (Aproximadamente entre 85 y 90 % de sólidos y contaminantes

totales). Este sistema funciona por medio de los módulos de la membrana que se colocan directamente en el biorreactor. Cada configuración del módulo se compone de un bloque de elemento y un bloque de aireación, el bloque de elemento contiene un número de membranas apiladas a intervalos iguales, cada intervalo contiene membranas de lámina plana sujetas a ambos lados en un panel de soporte. Las membranas tienen un inmenso número de poros minúsculos los cuales permiten obtener una mayor calidad de agua resultante.

4.9 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA OSMOSIS INVERSA

Entre las ventajas que se tiene es que, permite ahorrar energía ya que no necesita de cambio de fase, este proceso es capaz de remover microorganismos presentes en el agua, bajos costos de funcionamiento gracias a la eficacia de las membranas de baja presión y sobre todo y una de las ventajas más importantes, la reutilización y reciclaje del agua producida. En comparación con otros sistemas de tratamiento como el Sistema Aeróbico y Anaeróbico, Tratamiento Químicos y Biológicos, Intercambio de Iones, etc. La osmosis inversa tiene muchas ventajas, porque ofrece:

Una mayor limpieza en el agua, lo que nos permite eliminar principalmente los contaminantes tóxicos que contiene el fluido.

Se adapta el equipo de acuerdo a él volumen de Agua que queremos procesar, en mucho otro procesos el equipo tiene algunas limitación.

Los gastos operativos resultan ser más bajo en comparación con otros.

Con el pre-tratamiento a través del Biorreactor vamos obtener un tiempo de vida más largo para nuestras membranas, una mayor calidad y eficiencia en el tratamiento del agua.

4.10 DESVENTAJAS

Entre los problemas asociados con su uso está la necesidad de mano de obra calificada y una relativamente frecuente necesidad de sustituir los materiales entre los tres y los siete años, dependiendo de las condiciones operativas, además de que en ocasiones el costo para sustituir este tipo de materiales suele ser elevado.

CONCLUSIÓN

La utilización de grandes volúmenes de agua para realizar las operaciones de fractura hidráulica genera, en consecuencia, grandes volúmenes de retorno. Es importante que en México se comience a analizar nuevas técnicas o formas para contrarrestar este problema, que sin duda ha afectado tanto a la industria petrolera, porque no se ha visto perjudicada la práctica del fracturamiento hidráulico y además el medio ambiente que es otro factor importante.

Se mencionó una parte muy importante, que es el método de la osmosis inversa el cual está tomando una gran fuerza, es este aspecto de la innovación, observamos que cada vez más se involucran estos procesos dentro del ámbito ingenieril, debido a las grandes ventajas que tiene, además en comparación con otros métodos de tratamiento, la osmosis inversa en conjunto con el Biorreactor presentan mayores ventajas y eficiencias.

Estos procesos de osmosis inversa son la puerta que nos permite y nos permitirá poder reusar y reutilizar el agua producida, claro está que en conjunto con otros procedimientos, como la aplicación del Biorreactor que funciona como un Pre-Tratamiento, y así podamos darle más tiempo de vida a las membranas que se encuentran en el equipo de osmosis inversa.

Un punto esencial, es que en México contamos con buenas reservas de Shale Gas, las cuales se localizan en el Norte del país, en donde en la actualidad se cuenta con escases de agua por lo tanto sería necesario que tomáramos en cuenta que cuando se realice la explotación de estas reservas con las que contamos, pero de una forma adecuada y responsable. En México únicamente estamos utilizando la Inyección de estos fluidos en pozos sumideros, en algún momento tenemos que despegar hacia la vanguardia y utilizar estos dos métodos, que en conjunto agilizan y facilita el trabajo.

Hoy en día se utilizan miles de millones de galones de agua en el proceso de fracturamiento hidráulico y si podemos reciclar y reutilizar parte de esta agua, utilizando procesos como la osmosis inversa, el biorreactor, el carbón activado y procesos relacionados, deberíamos esencialmente poder ahorrar parte de esta agua y reusarla, ahorrando potencialmente energía y agua, la cual es muy necesaria a nivel mundial.

Referencias

- Agarwal R.G; Carter R.D. Pollock C.B. "Evaluation and Prediction of Performance of Low Permeability Gas Wells Stimulated By Massive Hydraulic Fracturing" JPT 1979
- B.W. McDaniel, E.J. Marshall, L.E. East y J.B. Surjaatmadja. "CT – Deployed
- Cruz Hernández, J., Islas Juárez, R., Márquez Ramírez, E., Medina González, A. Influencia del agua de inyección durante un proceso de recuperación secundaria en yacimientos arenos-arcillosos. CIPM. 2014 Acapulco Guerrero.
- Cinco Ley, H. Samaniego. "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells "JPT 1749-1766, September 1981
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México", A.C. 1991
- Economides Michael J., Hill A. Daniel y Economides Christine-Ehlig, "Petroleum
- ECONOMIDES, MICHAEL J., KENNETH G. NOLTE. "Hydraulic Fracturing".
- Fracturing and Increase Stimulated Reservoir Volume for Unconventional
- Garaicochea P.F. ET AL. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos."
- Hidráulicos Apuntalados y Ácidos". México, D. F. 2013.
- Hydrjet PERforating in Horizontal Completions Provides New Approaches to Multistage Hydraulic Fracturing Applications". SPE 100157. Halliburton. 2006
- In Hydraulic Fractured Wells: "Northern Mexico Cases" SPE 108697, 2010.

- Izquierdo, J., Vélez, R., Game, C., Gallegos Orta, R. "Disposición y Tratamiento de Agua Producida". ARPEL. Uruguay, Montevideo.
- Multistage Stimulation Processes Can Help Achieve and Control Branch.
- PEMEX Exploración y Producción, "Documento Guía para Fracturamientos
- Production Systems". Prentice Hill Petroleum Engineering Series. New Jersey. 1994.
- Roch Romanson, Reinhard Pongrats, Loyd East, Miloard Stanojcic. "Novel.
- Reservoirs". SPE 149259. SPE, Halliburton. 2011.
- RESERVOIR WELLBORE INTERFACE TEAM. "Hydraulic Fracturing in tight gas formation. Best Practices", TOTAL. Exploración y Producción (2010).
- Soriano Duverney Eduardo, Garcia Raul, Rivera Galvan Juan, Barrera Carrillo Alejandro. "Use of conductivity enhancement material to sustain productivity"
- Shale Developments, Halliburton, 2013.
- Segunda Edición, Schlumberger Educational Services, Prentice Hall, Englewood Cliffs, (1989),

- Veil, J. "Opciones para generar el agua producida". No existe un método único. Distinguished Lecturer Program. SPE (www.spe.org/dl)
- World Shale Gas Resources: An initial Assessment Informe EIA, 2013.